

Mejorando la competitividad del sector de hidrocarburos en Colombia



Análisis Comparativo y Competitivo del Mercado
Bogotá D.C., Junio de 2015

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

Tabla de contenidos

-
- **Alcance – países referenciados**
 - Resumen de mejores prácticas identificadas
 - Detalle del análisis comparativo
-

De acuerdo a lo estipulado en el contrato, se alineó con la ANH una lista de 6 agencias internacionales a referenciar

Acuerdo contractual – Entregable 4

▪ **Análisis Comparativo y Competitivo del Mercado:**

- Análisis de benchmarking, donde se efectúen comparativos y sugerencias sobre las actividades que desarrollan otras Agencias Estatales de Regulación de Hidrocarburos, a nivel regional e internacional
- En este punto se deberá incluir el análisis de al menos 3 Agencias de Regulación Internacionales y 3 Agencias de Regulación Regionales, con el fin de poder identificar los casos de éxito y las mejores prácticas de promoción y adjudicación de áreas hidrocarburíferas

Lista de 6 países a referenciar¹

Tipo	País/Estado
Agencias de Regulación Internacionales	 Noruega
	 Reino Unido
	 EE.UU./Texas
Agencias de Regulación Regionales	 Brasil
	 México
	 Argentina/Neuquén

¹ Acordados con la ANH

Cada uno de los países elegidos tiene particularidades que los hacen relevantes para la referenciación

País	Particularidades
Regionales	<p> Brasil</p> <ul style="list-style-type: none"> Sector regulado por la CNPE¹ que asesora en formulación de política energética, la ANP² la cual licita iniciativas de E&P de petróleo y gas, la ANTAQ³ que regula operaciones marítimas, y la IBAMA⁴ encargada de regular uso de recursos naturales y normas medioambientales Producción diaria 2.0 M de boe diarios Reservas Probadas - 23.5Bn boe / Recursos Prospectivos – 98.5 Bn boe
	<p> México</p> <ul style="list-style-type: none"> Sector regulado por la CNH⁵ la cual licita contratos para E&P de hidrocarburos, la SHCP⁶ encargada de determinar regalías e impuestos petroleros, ANSIPA⁷ que supervisa actividades del sector y SENER que monitorea desempeño de estrategia nacional Producción diaria 2.5 M de boe diarios Reservas Probadas - 16.3 Bn boe / Recursos Prospectivos – 78.2 Bn boe
	<p> Argentina /Neuquén</p> <ul style="list-style-type: none"> A nivel Federal, sector regulado por la Secretaría de Energía que supervisa explotación de hidrocarburos, MECON⁸, que monitorea actividad E&P y formula política energética nacional, y a nivel provincial por la Secretaría de Minería e Hidrocarburos la cual otorga permisos y concesiones E&P de hidrocarburos Producción diaria 0.5 M de boe diarios (total Argentina) Reservas Probadas - 6.2Bn boe / Recursos Prospectivos - 34.0 Bn boe (total Argentina)
Internacionales	<p> Noruega</p> <ul style="list-style-type: none"> Sector regulado principalmente por el Petroleum Safety Authority que monitorea ambiente laboral y seguridad industrial en actividades petroleras, el Norwegian Petroleum Directorate que administra información geológica del país, y Ministerio de Petróleo y Energía el cual coordina la política energética Producción diaria 1.8 M de boe diarios Reservas Probadas - 20.4 Bn boe / Recursos Prospectivos – 27.4 Bn boe
	<p> Reino Unido</p> <ul style="list-style-type: none"> Sector regulado por el Departamento de Energía y Cambio Climático el cual otorga concesiones para E&P, administra información geológica del país y patrocina a la Autoridad de Petróleo y Gas la cual proporciona orientación sobre exploración, producción y concesión de licencias de petróleo y gas Producción diaria ~0.8 M boe barriles diarios Reservas Probadas – 7.2 Bn boe / Recursos Prospectivos – 9.9Bn boe
	<p> EE.UU. /Texas</p> <ul style="list-style-type: none"> Regulado a nivel Estatal por la Comisión de Ferrocarriles de Texas que monitorea operaciones E&P , regalías e impuestos de hidrocarburos, y por la Comisión de Calidad Ambiental de Texas responsable de protección ambiental Producción diaria 8.6 M boe barriles diarios (total EE.UU.) Reservas Probadas - 213.5 Bn boe / Recursos Prospectivos – 173.5 Bn boe (total EE.UU.)

1 Consejo Nacional de Política Energética; 2 Agencia Nacional de Petróleo; 3 Agencia Nacional de Transportes Acuaviarios; 4 Instituto Brasileiro de Medio Ambiente y Recursos Naturales Renovables; 5 Comisión Nacional de Hidrocarburos; 6 Secretaría de Hacienda y Crédito Público; 7 Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de Protección del Medio Ambiente;

8 Ministerio de Economía y Finanzas Públicas

FUENTE: EIA; Rystad

Tabla de contenidos

-
- Alcance – países referenciados
 - **Resumen de mejores prácticas identificadas**
 - Detalle del análisis comparativo
-

El análisis consideró 4 dimensiones para la comparación, en cada una de las cuáles se identificaron los países/estados con mejores prácticas

Dimensión	Elementos comparados	Mejor práctica
Prospectividad geológica	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Disponibilidad de información confiable en bases de datos públicas sobre la prospectividad geológica de las áreas de un país 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ México, Brasil
Condiciones económicas	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Regalías ▪ Cobros adicionales del regulador ▪ Esquema tributario ▪ Bonos exploratorios ▪ Requisitos financieros de habilitación ▪ Programas mínimos exploratorios 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Noruega, Reino Unido ▪ Noruega, R. Unido, México ▪ Noruega, Reino Unido ▪ Noruega, R. Unido, Argentina ▪ Reino Unido ▪ Noruega, Reino Unido
Esquemas de regulación	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Estructura y roles de los organismos reguladores <ul style="list-style-type: none"> – Planeación para la industria completa – Administración y adjudicación de áreas – Aspectos sociales y ambientales – Recaudación fiscal 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Reino Unido, México
Proceso de promoción	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Selección de bloques ▪ Promoción ▪ Licitación ▪ Adjudicación 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Brasil, Noruega ▪ Colombia, México ▪ Reino Unido, Noruega ▪ Colombia, Brasil, Texas

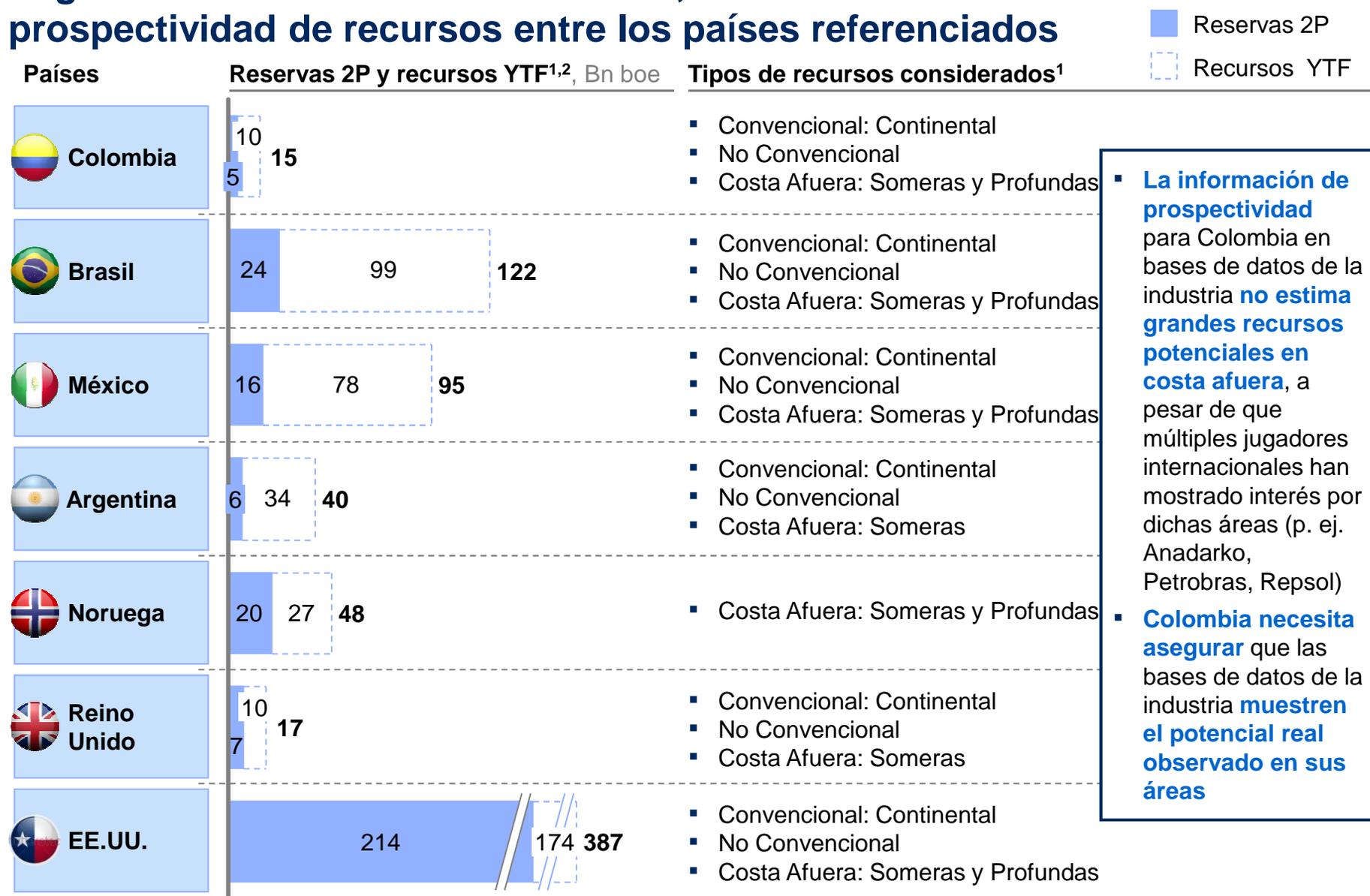
Como resultado, se generó un resumen de las mejores prácticas internacionales identificadas para cada dimensión

Dimensión	Mejores prácticas identificadas
Prospectividad geológica	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Asegurar información actualizada en bases de datos de prospectividad reconocidas en la industria, para que éstas reflejen el potencial real de recursos en cada tipo de área y sirvan para atraer inversión de jugadores interesados en ese tipo de recursos
Condiciones económicas	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Asegurar competitividad más allá del porcentaje total de <i>government take</i>, asegurando también reglas atractivas para la industria, por ejemplo: <ul style="list-style-type: none"> – Compartir riesgos con operadores mediante cobros a utilidades en vez de producción – Fomentar la inversión mediante incentivos económicos por gastos de capital ▪ Alinear incentivos económicos entre gobierno y operadores, por ejemplo <ul style="list-style-type: none"> – Incentivar exploración eficiente vía aumento paulatino de derechos de uso de subsuelo – Simplificar habilitación pero mantener garantías de solvencia y fiscalización – Permitir a operadores definir planes exploratorios, asegurando calidad
Esquemas de regulación	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Asegurar que entidades actúen de manera coordinada pero con criterios independientes en temas de asignación de áreas, temas socio-ambientales y recaudación fiscal ▪ Minimizar la cantidad de organismos involucrados en la regulación y fiscalización de un mismo tema, para asegurar gestión alineada y tramitación sencilla en el día a día
Proceso de promoción	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Usar procesos competitivos abiertos con habilitación previa de operadores, para maximizar el valor para el país y asegurar que se atrae a los operadores correctos ▪ Promocionar bloques en múltiples canales, incluyendo <i>road shows</i>, eventos públicos con actores de la industria y publicación de información en medios digitales ▪ Adjudicar bloques según criterios claros y transparentes, que tomen en cuenta tanto la idoneidad del operador como el atractivo de la oferta realizada

Tabla de contenidos

- Alcance – países referenciados
 - Resumen de mejores prácticas identificadas
 - **Detalle del análisis comparativo**
 - **Prospectividad geológica**
 - Condiciones económicas
 - Esquemas regulatorios
 - Procesos de promoción y adjudicación
-

Según bases de datos de la industria, Colombia tiene la menor prospectividad de recursos entre los países referenciados



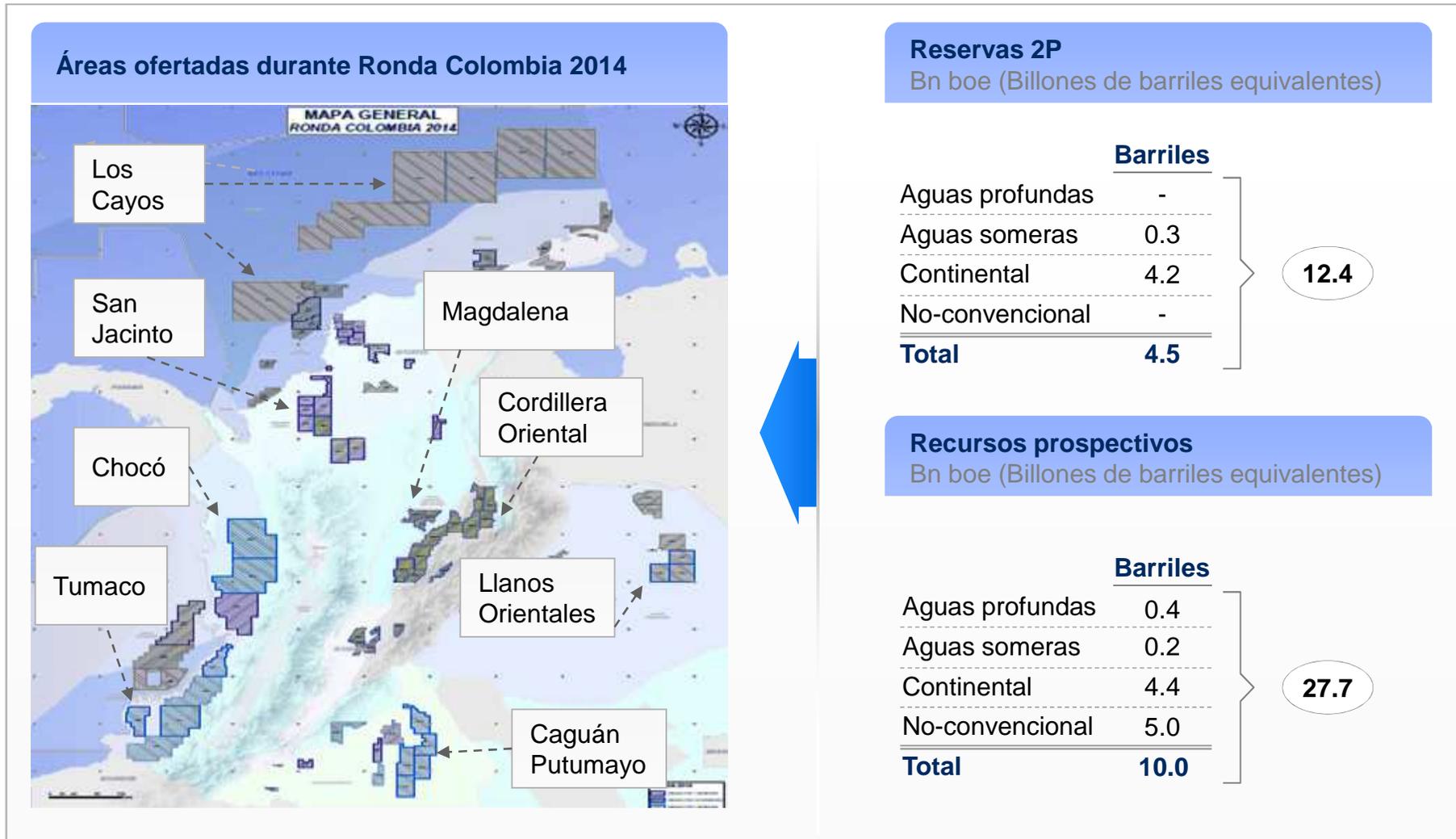
La información de prospectividad para Colombia en bases de datos de la industria **no estima grandes recursos potenciales en costa afuera**, a pesar de que múltiples jugadores internacionales han mostrado interés por dichas áreas (p. ej. Anadarko, Petrobras, Repsol)

Colombia necesita asegurar que las bases de datos de la industria **muestren el potencial real observado en sus áreas**

1 Yet-to-find; 2 De acuerdo a la base de datos de Rystad
FUENTE: Rystad



En Colombia, la mayor prospectividad publicada se encuentra en los campos continentales y no convencionales

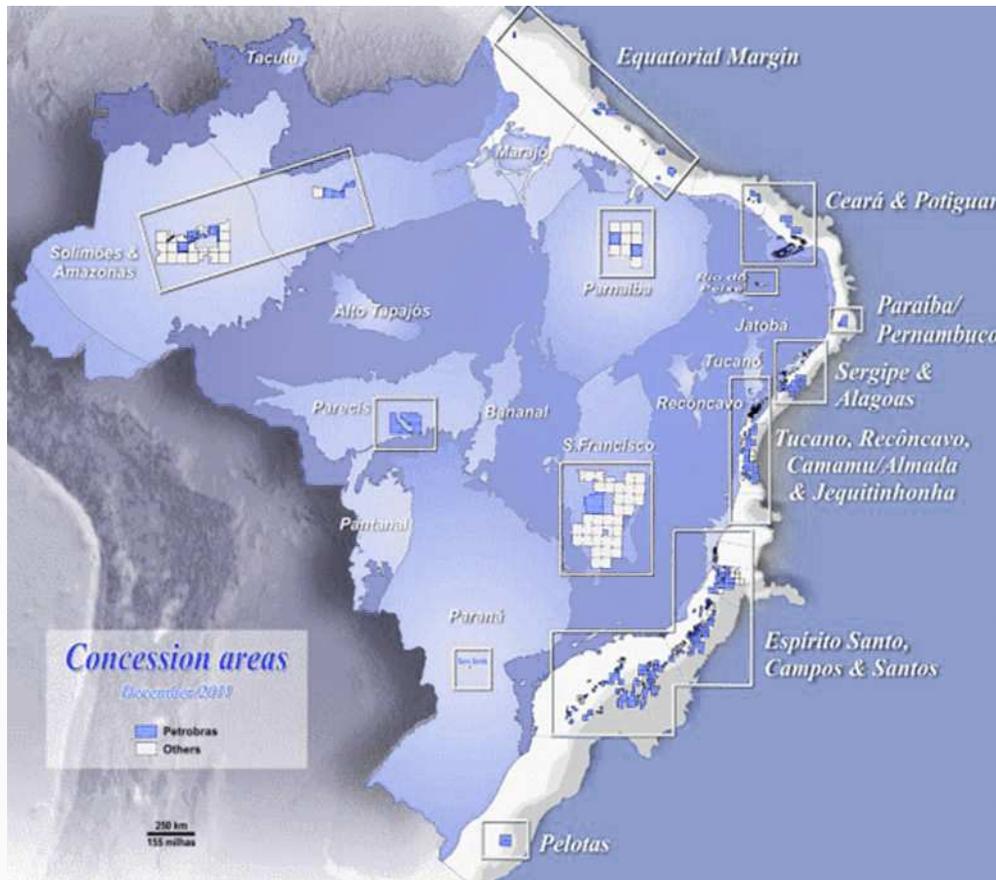


1 Asumiendo una tasa de producción anual de 361.5 millones de boe



En Brasil, la mayoría de las reservas 2P están en aguas profundas y también se estima prospectividad en áreas no convencionales

El principal desarrollo se espera en los campos marinos Espirito Santo y Santos



Reservas 2P

Bn boe (Billones de barriles equivalentes)

	Barriles	
Aguas profundas	20.5	} 28.6
Aguas someras	0.8	
Continental	1.3	
No-convencional	0.9	
Total	23.5	

Recursos prospectivos

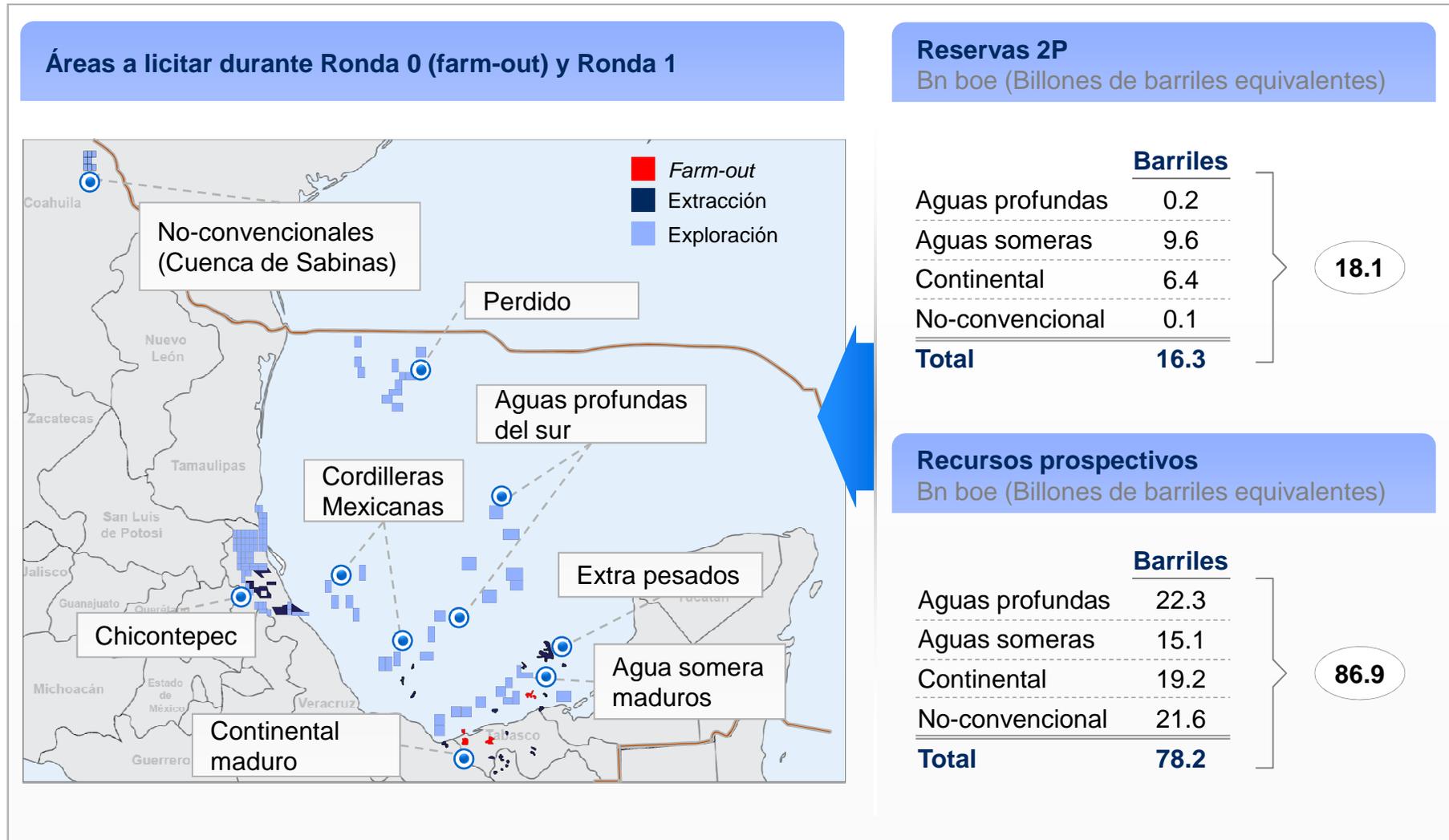
Bn boe (Billones de barriles equivalentes)

	Barriles	
Aguas profundas	52.1	} 119.8
Aguas someras	0.8	
Continental	4.8	
No-convencional	40.8	
Total	98.5	

1 Asumiendo una tasa de producción anual de 822.5 millones de boe



En México, las reservas 2P suman 16.3 Bn boe, y los recursos prospectivos ascienden a 78.2 Bn boe en una variedad de áreas distintas

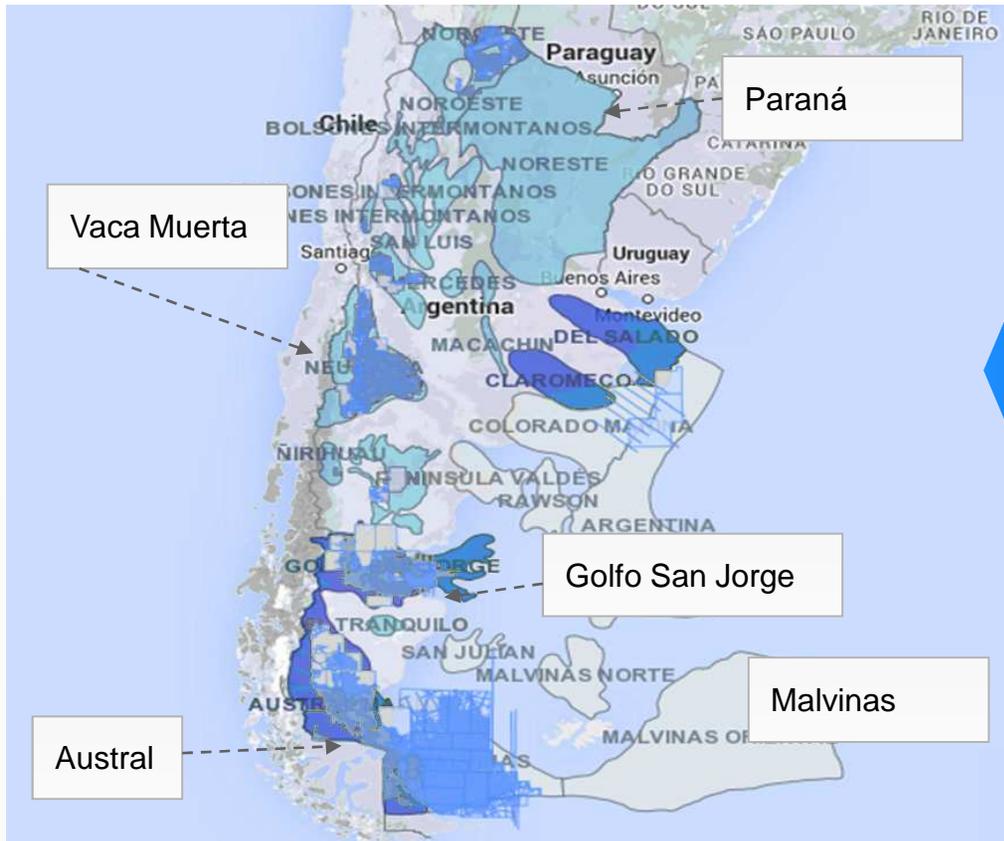


¹ Asumiendo una tasa de producción anual de 900 millones de boe



En Argentina, la mayoría de la prospectividad viene de recursos no convencionales

Los campos no convencionales constituyen el mayor espacio de prospectividad



Reservas 2P

Bn boe (Billones de barriles equivalentes)

	Barriles	
Aguas profundas	-	} 32.0
Aguas someras	0.7	
Continental	4.3	
No-convencional	1.2	
Total	6.2	

Recursos prospectivos

Bn boe (Billones de barriles equivalentes)

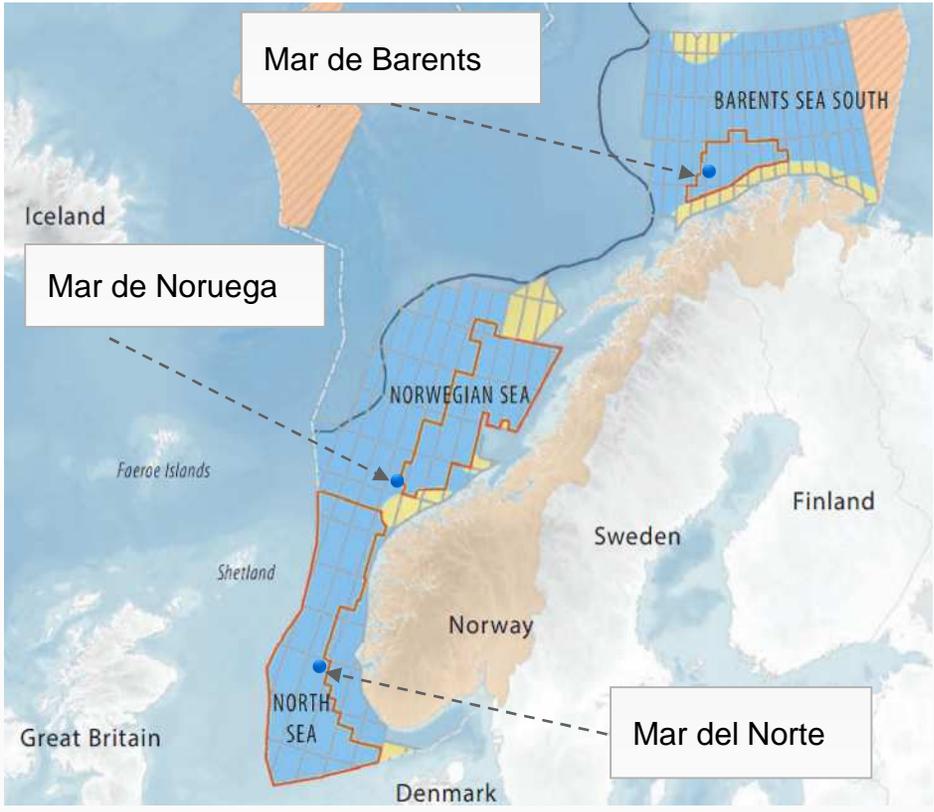
	Barriles	
Aguas profundas	0.01	} 175.3
Aguas someras	0.2	
Continental	4.1	
No-convencional	29.7	
Total	34.0	

¹ Asumiendo una tasa de producción anual de 194 millones de boe



En Noruega, la mayor parte de las reservas 2P y recursos prospectivos vienen de áreas en aguas profundas

Las áreas del mar de Barents (profundo) son donde hay el mayor nivel de prospectividad



Reservas 2P
Bn boe (Billones de barriles equivalentes)

	Barriles	
Aguas profundas	15.6	} 35.7
Aguas someras	4.8	
Continental	-	
No-convencional	-	
Total	20.4	

Recursos prospectivos
Bn boe (Billones de barriles equivalentes)

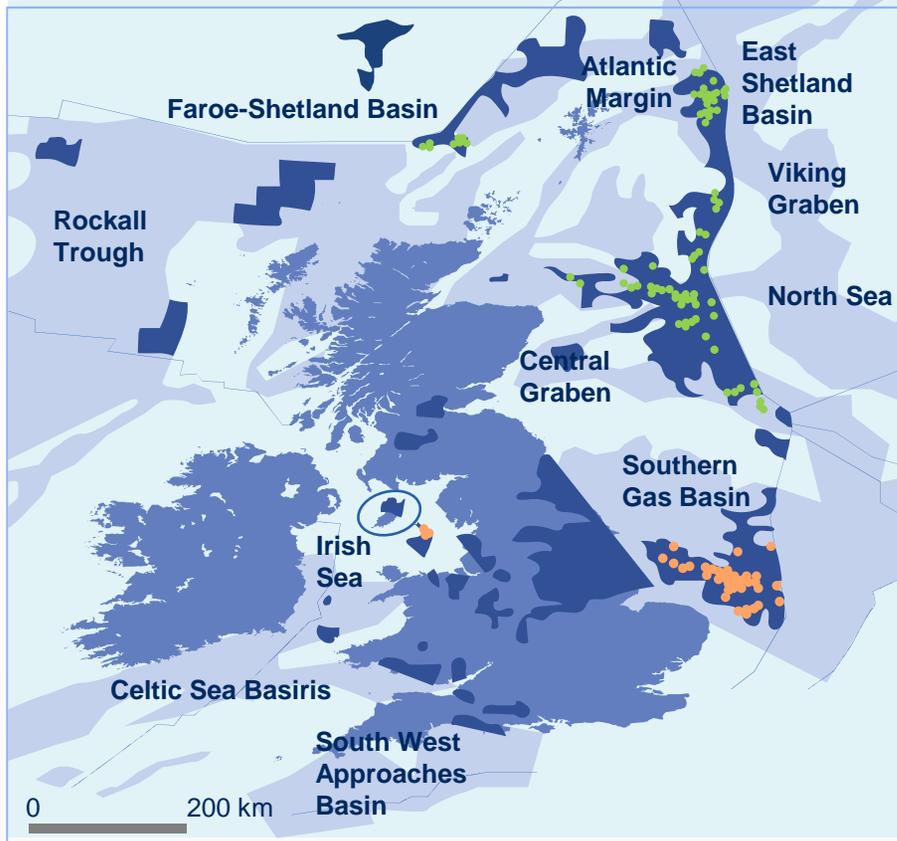
	Barriles	
Aguas profundas	22.5	} 47.9
Aguas someras	4.9	
Continental	-	
No-convencional	-	
Total	27.4	

1 Asumiendo una tasa anual de producción de 572 millones de boe



En el Reino Unido, la mayor parte de reservas 2P y prospectividad de recursos se encuentran en aguas someras y profundas

Las principales cuencas en desarrollo están en el margen Atlántico, el mar escoces y la cuenca del sur



Reservas 2P

Bn boe (Billones de barriles equivalentes)

	<u>Barriles</u>	
Aguas profundas	2.4	} 25.1
Aguas someras	4.7	
Continental	0.1	
No-convencional	0.03	
Total	7.2	

Recursos prospectivos

Bn boe (Billones de barriles equivalentes)

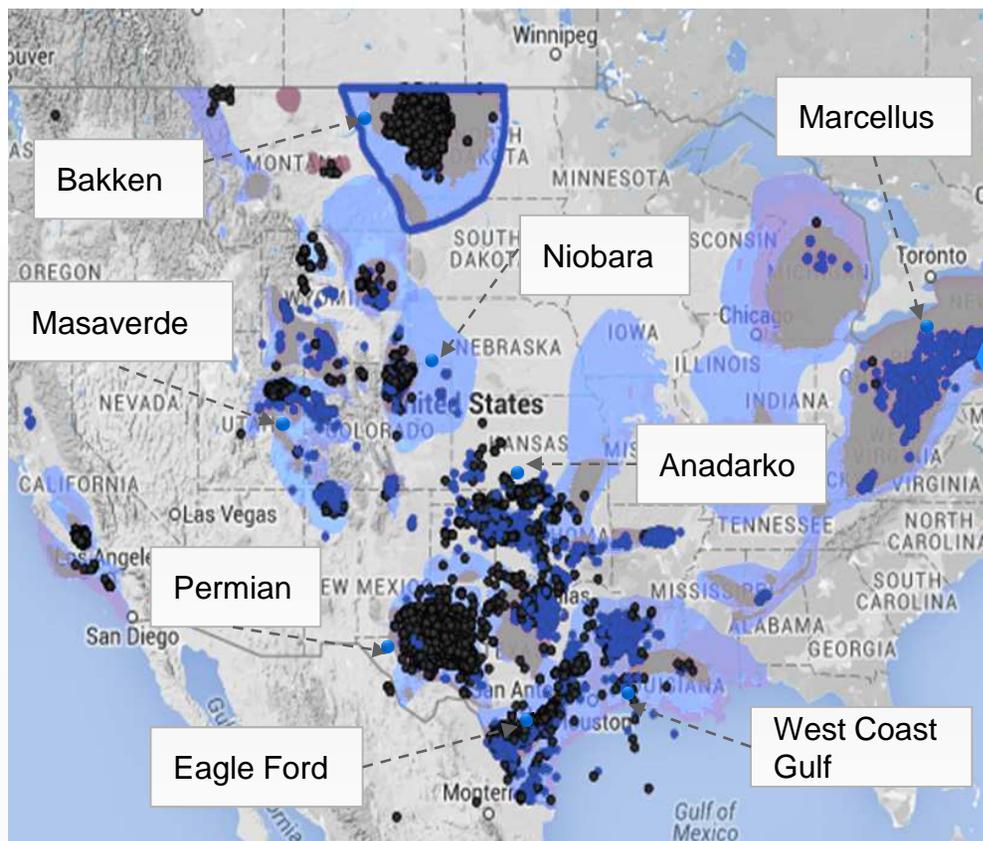
	<u>Barriles</u>	
Aguas profundas	4.2	} 34.5
Aguas someras	3.1	
Continental	0.04	
No-convencional	2.6	
Total	9.9	

¹ Asumiendo una tasa anual de Producción de 287 millones de boe



Las reservas no convencionales son las más significativas en EE.UU. y también las más grande de los países referenciados

Texas sigue manteniendo el liderazgo en E&P, las cuencas Eagle Ford y Permian concentran el mayor número de pozos



Reservas 2P
Bn boe (Billones de barriles equivalentes)

	<u>Barriles</u>	
Aguas profundas	8.7	} 67.6
Aguas someras	2.2	
Continental	46.3	
No-convencional	156.2	
Total	213.4	

Recursos prospectivos
Bn boe (Billones de barriles equivalentes)

	<u>Barriles</u>	
Aguas profundas	48.8	} 55.0
Aguas someras	29.3	
Continental	26.8	
No-convencional	68.6	
Total	173.5	

¹ Asumiendo una tasa anual de Producción de 3,157 millones de boe

Tabla de contenidos

- Alcance – países referenciados
 - Resumen de mejores prácticas identificadas
 - **Detalle del análisis comparativo**
 - Prospectividad geológica
 - **Condiciones económicas**
 - Esquemas regulatorios
 - Procesos de promoción y adjudicación
-

Si bien el esquema fiscal de Colombia es competitivo, tiene oportunidades de mejora en sus mecanismos de captura y condiciones económicas

Principales conclusiones del análisis comparativo

Government take

- **El esquema fiscal de Colombia es en general competitivo a nivel global**, ubicándose entre el primer y segundo cuartil de menores *government takes* totales para áreas costa afuera, no convencionales y desarrolladas
- **No obstante, la competitividad para áreas frontera no es clara** dado que tienen el mismo régimen fiscal de áreas desarrolladas, a pesar de contar con un riesgo exploratorio mucho mayor
- **Se identificaron múltiples oportunidades para hacer más competitivos los mecanismos de captura del *government take***, por ejemplo:
 - Nivelar carga de riesgos entre operadores y gobierno mediante menor cobro de regalías y mayor participación sobre utilidades
 - Apoyar el desarrollo de proyectos mediante incentivos a las inversiones de capital (p. ej., deducciones de capital y/o depreciación acelerada)

Otras condiciones económicas

- **El análisis comparativo también evidenció oportunidades de mejora/ajuste para otras condiciones económicas** en Colombia, por ejemplo
 - **Ajustar los derechos de uso de subsuelo** para que se incrementen dramáticamente en el tiempo e incentiven una exploración eficiente
 - **Simplificar requisitos y papeleo para habilitación** de operadores, manteniendo las garantías como respaldo de solvencia (p. ej., no requerir papeleo para empresas “Top 100” o “Pre-habilitadas”, permitir firmas de subsidiarias)
 - **Dar mayor flexibilidad a operadores** para definir los plazos y actividades de los planes exploratorios, reduciendo o eliminando los planes exploratorios mínimos

El *government take* de Colombia es competitivo en áreas continentales costa afuera gracias a las medidas reciente

 Detallado adelante

	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%

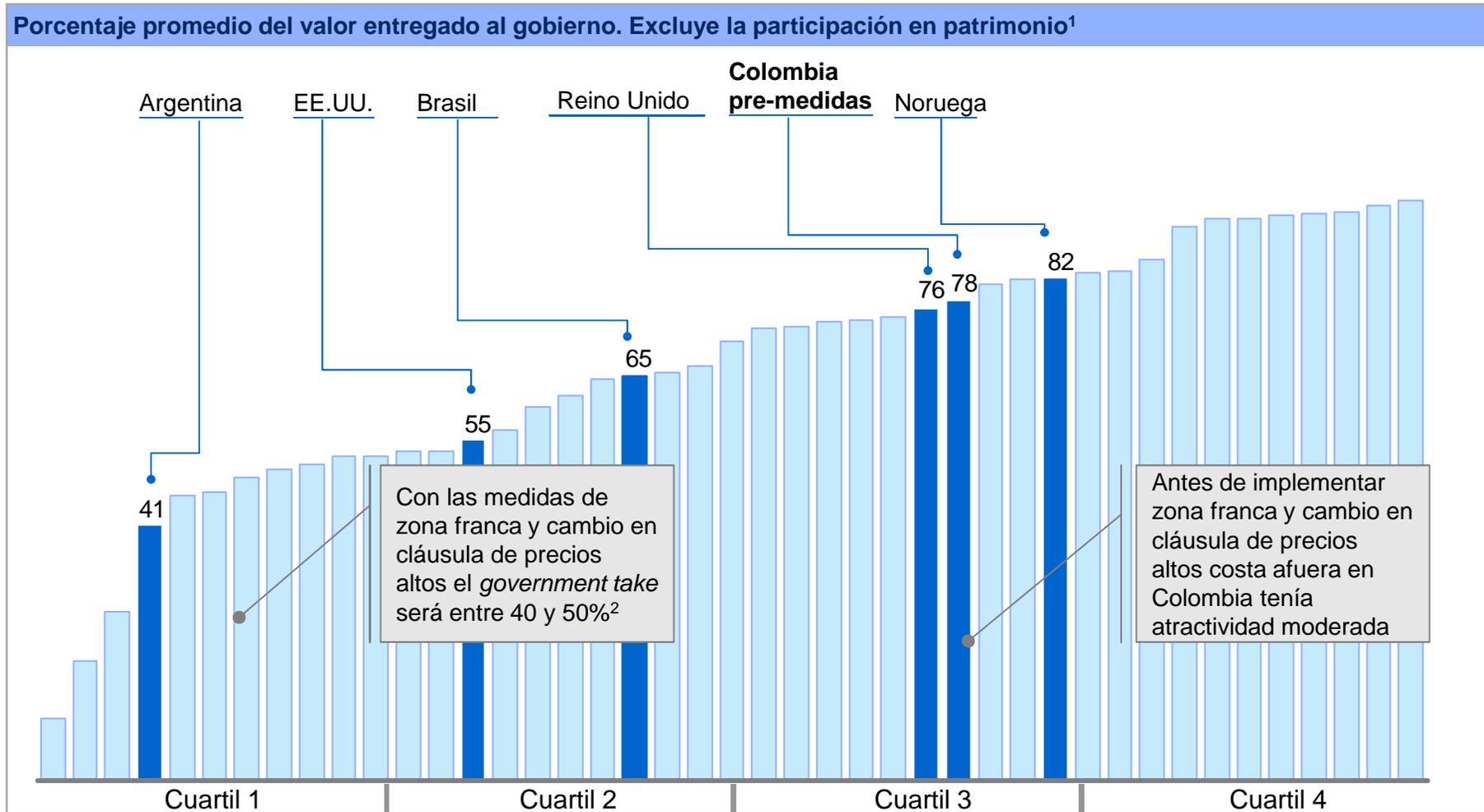
1 Calculado con un escenario base de precios de 80 USD por barril

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

A En costa afuera, la inclusión del régimen de zonas francas y cambios en cláusula de precios altos posiciona a Colombia en el primer cuartil



* 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

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

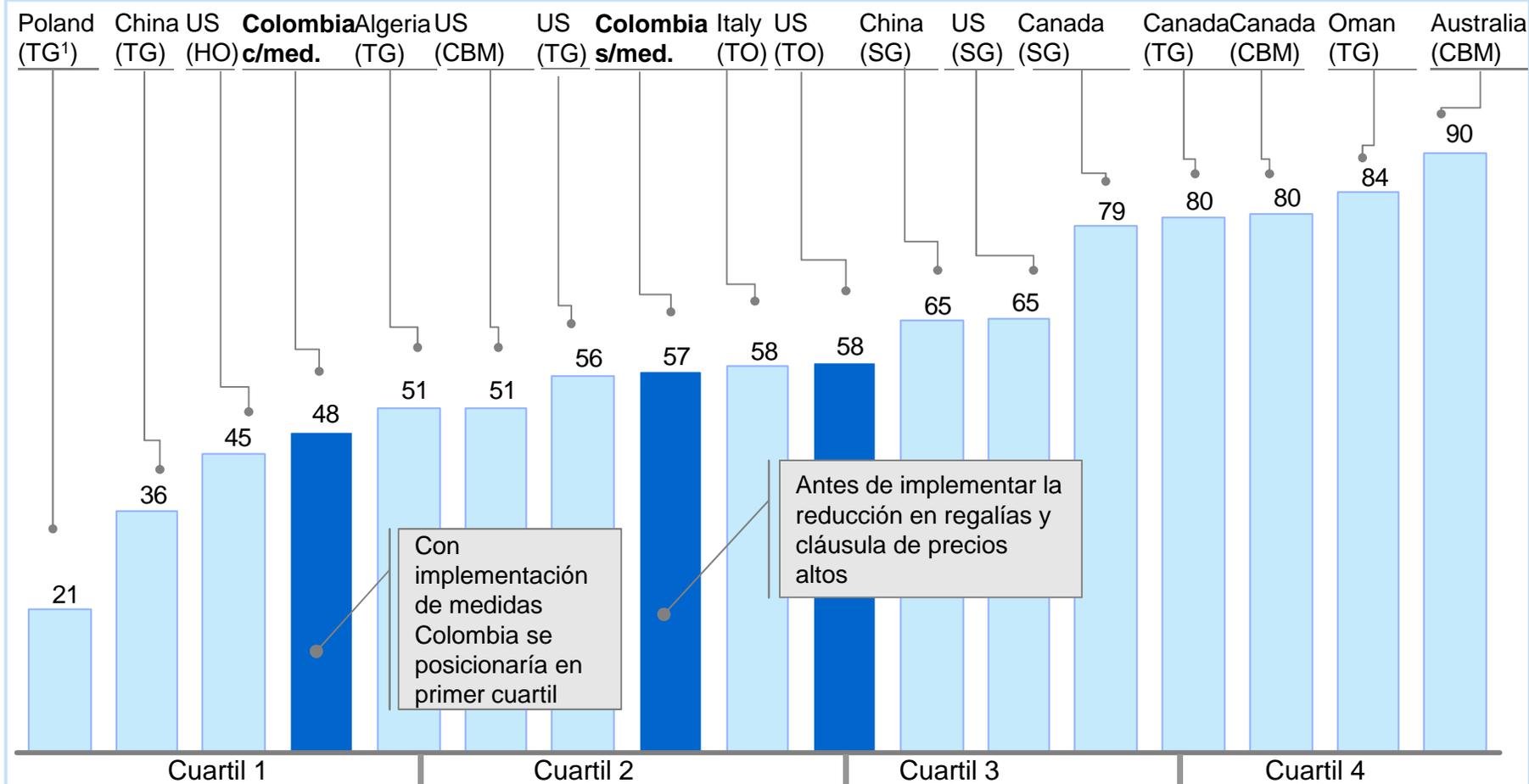
1 Excluye a México ya que aún no se conoce con certeza el régimen fiscal para la ronda 1

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

FUENTE: Wood Mackenzie GEM (1Q2015)

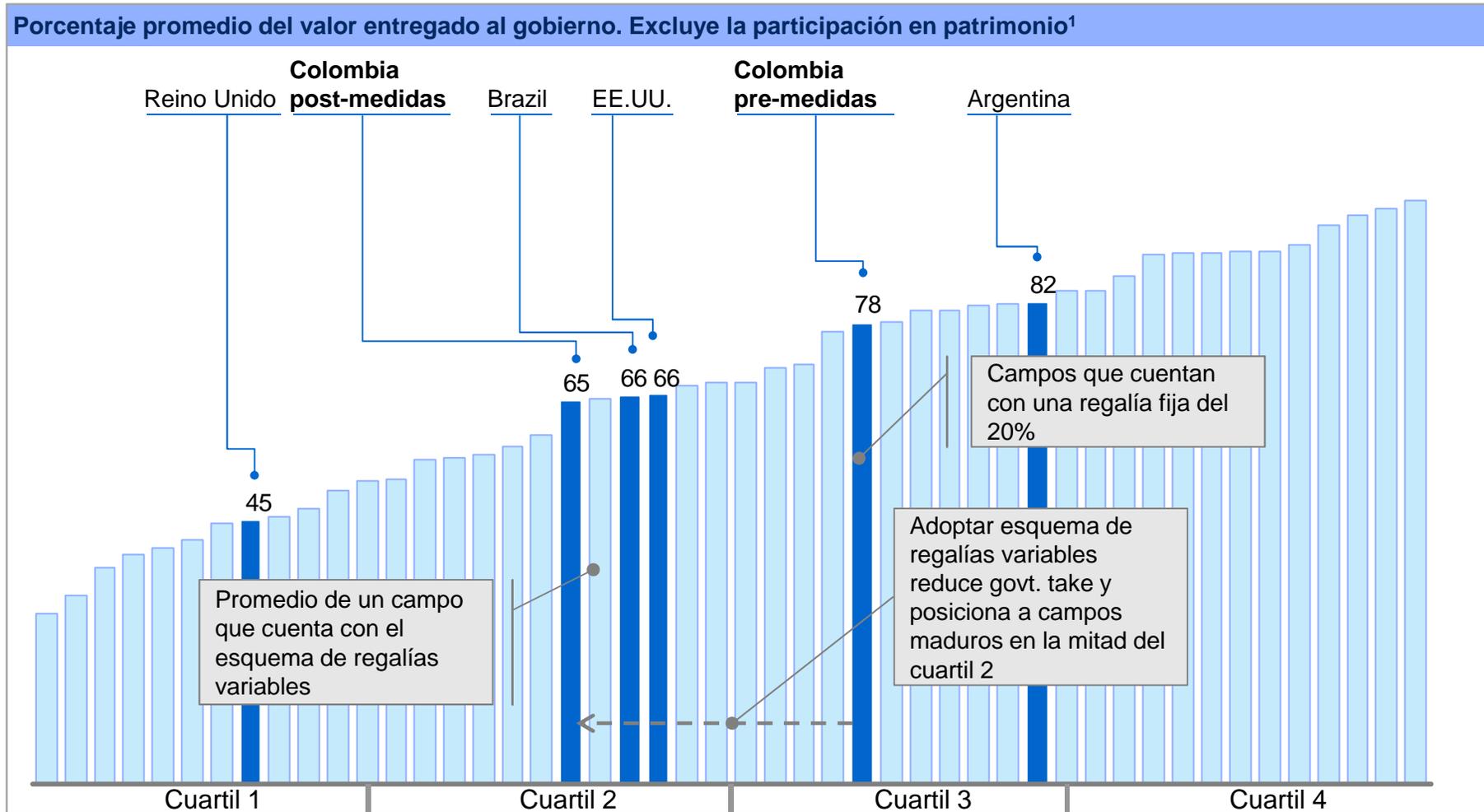
B En comparación a países donde se han desarrollado jugadas no convencionales, Colombia se posicionaría en el primer cuartil

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



* 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

C Tras las medidas adoptadas en 2014, Colombia pasó segundo cuartil más bajo en *government take* en áreas continentales maduras



* 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

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

1 Excluye a México ya que aún no se conoce con certeza el régimen fiscal para la ronda 1

Colombia muestra diferencias con los países referenciados en elementos económicos clave como habilitadores y programas mínimos exploratorios

Elementos	Resumen en Colombia	Mejor práctica identificada	Recomendaciones
<p>1</p> <p>Regalías</p>	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Regalías escalonadas entre 8% y 25%, dependiendo de la producción del campo ▪ Puede desincentivar inversión en recobro mejorado, ya que aumentar la producción incrementa la tasa de regalías 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Noruega y el Reino Unido no cobran regalías, sino que actúan como verdaderos “socios” del operador <ul style="list-style-type: none"> – 100% de recaudación fiscal vía impuesto a la renta – Menor volatilidad de flujos de caja para operadores ante variaciones de precio 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Asegurar incentivos a la producción incremental (p. ej., rediseño de curva de regalías, beneficios tributarios adicionales) ▪ Introducir modificaciones que generen una repartición más “equitativa” del riesgo entre el gobierno y los operadores (p. ej., abolir o mitigar regalías)
<p>2</p> <p>Cobros adicionales del regulador</p>	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Existen 2 mecanismos de cobro que en la práctica equivalen a regalías extras <ul style="list-style-type: none"> – Derechos de la ANH (Factor X) ofrecidos por el operador – Cláusula de precios altos, equivalente a regalías adicionales progresivas con precio 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Noruega, Reino Unido y México recaudan su participación directamente en utilidades y no en producción 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Evaluar un rediseño del sistema de cobros para la ANH para hacerlo progresivo con respecto a la utilidad, p. ej.: <ul style="list-style-type: none"> – Eliminar Factor X y dejar todo el cobro con cláusula de precios altos – Aplicar el Factor X sobre utilidades y no sobre ingresos
<p>3</p> <p>Esquema tributario</p>	<ul style="list-style-type: none"> ▪ ISR¹ + CREE crean un impuesto efectivo del ~43% sobre la renta ▪ Sistema tributario relativamente complejo debido a las múltiples reformas tributarias 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Noruega y Reino Unido tienen cargas tributarias altas mediante impuesto a la renta y adicional (p. ej., 78% en Noruega), pero el sistema es simple de entender y no tiene cobros adicionales ▪ Todos los países permiten deducir CapEx sobre la base imponible para incentivar inversión 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Crear confianza sobre estabilidad tributaria, para que operadores no teman cambios inesperados en el sistema tributario ▪ Permitir a los operadores deducir inversiones de capital de los pagos tributarios

Colombia muestra diferencias con los países referenciados en elementos económicos clave como habilitadores y programas mínimos exploratorios

Elementos	Descripción para Colombia	Mejor práctica identificada	Recomendación
<p>4</p> <p>Bonos exploratorios</p>	<ul style="list-style-type: none"> Derechos uso de subsuelo <ul style="list-style-type: none"> USD 268 / km² por los primeros 18 meses y USD 357 / km² en adelante para E&P 	<ul style="list-style-type: none"> Bonos exploratorios incrementales en el tiempo que alcanzan valores elevados, incentivando al operador a explorar eficientemente (Argentina, Noruega, Reino Unido) 	<ul style="list-style-type: none"> Hacer mayor el aumento de los derechos de uso de subsuelo en el tiempo, por ejemplo: <ul style="list-style-type: none"> USD 100 / km² por los primeros tres años USD 250, 500 y 1,000 en años 4, 5 y 6
<p>5</p> <p>Requisitos financieros de habilitación</p>	<ul style="list-style-type: none"> Tres requisitos alternativos <ul style="list-style-type: none"> Estar entre 100 top oil companies BBB S&P rating Fórmula de Capacidad Económico Financiera 	<ul style="list-style-type: none"> Habilitación de operadores para ronda según activos y/o patrimonio totales Solvencia demostrada vía información financiera y/o garantías 	<ul style="list-style-type: none"> Habilitar a operadores para una ronda/periodo en vez de para cada bloque individual Mantener garantías como prueba de solvencia Simplificar papeleo (p. ej., no requerir para top 100, permitir firmas de subsidiarias)
<p>6</p> <p>Programas mínimos exploratorios</p>	<ul style="list-style-type: none"> La ANH define programas mínimos exploratorios según tipo de bloque, los cuales quedan incluidos en los contratos de concesión <ul style="list-style-type: none"> Cantidad mínima de actividades por fase Inversión mínima 	<ul style="list-style-type: none"> Libertad de operadores para proponer plazos y actividades Evaluación y fiscalización por unidades de trabajo y no montos de inversión Programa mínimo de reserva y/o evaluación discrecional de la suficiencia del plan 	<ul style="list-style-type: none"> Permitir que operadores propongan plazos y actividades del plan Reemplazar tabla de precios por tabla de puntaje por actividad Eliminar programa mínimo público y reemplazar por programa de reserva menos exigente (p. ej. 1 pozo por cada 2 bloques) y/o evaluación discrecional del plan

1 Colombia es el único de los países referenciados con regalías variables según producción – además, 2 de los países no cobran regalías

Países	Descripción	Principales características
 Colombia	<ul style="list-style-type: none"> 8% producción <5 kbpd X%¹ producción 5-125 kbpd 20% producción 125-600 kbpd 25% producción >600 kbpd 	<ul style="list-style-type: none"> 8-25% de regalías dependiendo de la producción diaria (a mayor producción, mayor tasa)
 Brasil	<ul style="list-style-type: none"> Entre 5%- 15% más pago al propietario entre 0.5% -1% del precio de referencia de producción de petróleo y gas 	<ul style="list-style-type: none"> Regalías varían si contrato es CC² o CPC³ 11% de regalías en situación base 6% de regalías en situaciones especiales Regalías no varían por precio o producción
 México	<ul style="list-style-type: none"> 7.5% tasa base para <48 USD/bbl Tasa = [(0.125*Price)+1.5%] si precio contractual >48 USD/bbl 	<ul style="list-style-type: none"> Regalías de 7.5% o más dependiendo del precio del petróleo (p. ej., regalías de 14% para precio de 100 USD/bbl)
 Argentina / Neuquén	<ul style="list-style-type: none"> 12% estandarizado para todas las regiones 5-18% en condiciones especiales 3% impuesto a las ventas 	<ul style="list-style-type: none"> 8-21% de regalías efectivas dependiendo de situaciones específicas determinadas en la regulación (15% es lo esperado) Regalías no varían por precio o producción
 Noruega	<ul style="list-style-type: none"> No utiliza esquema de regalías 	<ul style="list-style-type: none"> Sin cobros sobre volumen de producción 100% del recaudo vía impuesto a utilidades
 Reino Unido	<ul style="list-style-type: none"> No utiliza esquema de regalías (abolidas en 2003) 	<ul style="list-style-type: none"> Sin cobros sobre volumen de producción 100% del recaudo vía impuesto a utilidades
 EE.UU./ Texas	<ul style="list-style-type: none"> Continental: 12.5% Federal + 12.5% del estado de Texas Costa Afuera: 18.75% 	<ul style="list-style-type: none"> 25% fijo para continental (Texas) 18.75% fijo para costa afuera Regalías no varían por precio o producción

Recomendaciones de competitividad para Colombia:

- Asegurar incentivos a la producción incremental (p. ej., rediseño de curva de regalías, beneficios tributarios adicionales)
- Introducir modificaciones que generen una repartición más “equitativa” del riesgo entre el gobierno y los operadores (p. ej., abolir o mitigar regalías)

1 X = 8 + (producción – 5k kbpd)x0.10; 2 Contrato de Concesión; 3 Contratos de Producción Compartida
 FUENTE: EY Global Oil and Tax Guide; ANH, ANP, CNH, Oil & Gas Authority (UK); NPD (Norway)

2 Todos los países regionales cobran derechos adicionales, aunque México los calcula sobre utilidades vs. producción como en Colombia

Países	Descripción	Principales características
 Colombia	<ul style="list-style-type: none"> Factor X descontado a producción y fijado por oferta del operador Royalty adicional por precios altos a tasa porcentual $Q = [(P-P_0) / P]$ 	<ul style="list-style-type: none"> Regalías adicionales según oferta del operador (usadas para determinar adjudicaciones) Regalías adicionales incrementales según precio del petróleo (cláusula de precios altos)
 Brasil	<ul style="list-style-type: none"> Bono de firma: cantidad a pagar en la propuesta del CC o CPC 10-40% del valor de producción de acuerdo a tabla progresiva 	<ul style="list-style-type: none"> Regalías no varían por precio o producción Regalías sobre producción de petróleo y gas son deducibles de impuestos.
 México	<ul style="list-style-type: none"> Porcentaje fijo de utilidades según oferta del operador Cálculo de utilidad considera máx. 60% de valor de venta en costos 	<ul style="list-style-type: none"> En general, riesgo compartido entre el estado y el operador dada utilidad compartida Límite de costos descontables hace que el estado aumente su parte con precios bajos
 Argentina / Neuquén	<ul style="list-style-type: none"> Impuesto adicional de exportación <ul style="list-style-type: none"> 45% para WTI 45-80 USD/bbl 15-85% para WTI 81-130 USD/bbl 	<ul style="list-style-type: none"> Exportaciones de petróleo generan equivalente a regalía adicional fija para precios medios-bajos (<80 USD/bbl WTI) y que aumenta con el precio para precios altos (>80 USD/bbl WTI)
 Noruega	<ul style="list-style-type: none"> No utiliza cobros adicionales 	<ul style="list-style-type: none"> Sin cobros sobre volumen de producción 100% del recaudo vía impuesto a utilidades
 Reino Unido	<ul style="list-style-type: none"> No utiliza cobros adicionales 	<ul style="list-style-type: none"> Sin cobros sobre volumen de producción 100% del recaudo vía impuesto a utilidades
 EE.UU. /Texas	<ul style="list-style-type: none"> No utiliza cobros adicionales 	<ul style="list-style-type: none"> 100% de la recaudación estatal vía regalías e impuestos a la renta

Recomendaciones de competitividad para Colombia:

- Evaluar un rediseño del sistema de cobros** para la ANH para hacerlo **progresivo con respecto a la utilidad**, p. ej.:
 - Eliminar Factor X y dejar todo el cobro con cláusula de precios altos
 - Aplicar el Factor X sobre utilidades y no sobre ingresos

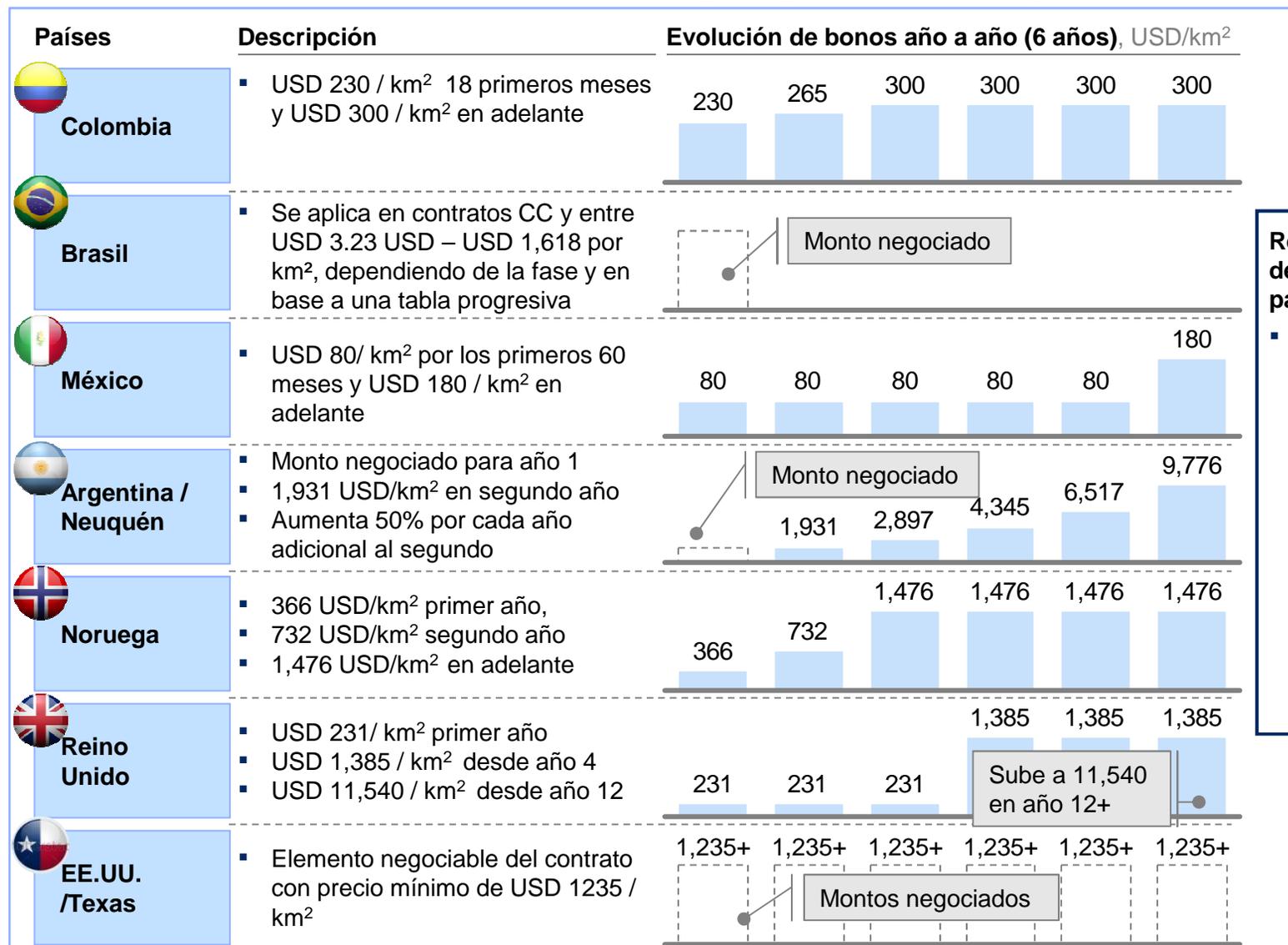
3 Colombia y México son los únicos países referenciados que no ofrecen incentivos para inversiones en capital

Países	Impuesto sobre utilidades	Deducciones de inversión en capital
 Colombia	<ul style="list-style-type: none"> Tasa de 34-42%: 25-33% impuesto a la renta según nacionalidad del operador + 9% CREE (8% a partir de 2016) 12 reformas tributarias en los últimos 20 años para aumentar recaudo 	<ul style="list-style-type: none"> Sin beneficios tributarios especiales para inversión en capital Pérdidas fiscales pueden deducirse indefinidamente
 Brasil	<ul style="list-style-type: none"> Tasa fija del 34% 	<ul style="list-style-type: none"> Depreciación acelerada si se usan 3 turnos (hasta 2.0x tasa normal) Pérdidas fiscales pueden deducirse indefinidamente (límite 30% anual)
 México	<ul style="list-style-type: none"> Tasa fija de 30% 	<ul style="list-style-type: none"> No tiene incentivos específicos para inversiones de capital
 Argentina / Neuquén	<ul style="list-style-type: none"> Tasa fija de 35% 	<ul style="list-style-type: none"> Múltiples beneficios para operadores con proyectos de inversión >1 Bn USD en 5 años (p. ej., 20% de producción se puede exportar libre de impuestos)
 Noruega	<ul style="list-style-type: none"> Tasa fija del 78%. Impuesto a la renta: 21% + Impuesto sobre la renta de recursos: 57% 	<ul style="list-style-type: none"> Depreciación a 6 años para inversiones Devolución 65-70% costo de exploración Pérdidas fiscales deducibles indefinidamente con interés (1.5% p.a.)
 Reino Unido	<ul style="list-style-type: none"> Tasa fija del 62%: 30% por <i>ring fence corporation</i> + 32% por <i>supplementary charge</i> 	<ul style="list-style-type: none"> 100% de inversión deducible en año 1 10-25% de inversión deducible en años subsecuentes, según tipo de inversión
 EE.UU. / Texas	<ul style="list-style-type: none"> Federal: tasa fija del 35% Impuesto estatal: varía entre 0% – 12% por estado 	<ul style="list-style-type: none"> Opción de deducción de 70-100% de costos de desarrollo en año 1 Pérdidas fiscales pueden ser deducidas a un máximo de 20 años

Recomendaciones de competitividad para Colombia:

- Crear confianza sobre estabilidad tributaria, para que operadores no teman cambios inesperados en el sistema tributario
- Permitir a los operadores deducir inversiones de capital de los pagos tributarios

4 El esquema de bonos y cuotas mensuales de exploración de Colombia se incrementa menos en el tiempo que en otros países referenciados



Recomendaciones de competitividad para Colombia:

- Hacer mayor el aumento de los derechos de uso de subsuelo **en el tiempo**, por ejemplo:
 - USD 100 / km² por los primeros tres años
 - USD 250, 500 y 1,000 en años 4, 5 y 6

* Para Reino Unido USD 1.54 = 1£; los precios en Texas se determina a través de subasta; para Argentina: USD 1 = ARS 8.98
 FUENTE: ANH, ANP, CNH, Provincia de Neuquén, NPD (Norway), Oil & Gas Authority (UK), Texas Railroad Commission

5 La mayoría de los países referenciados exigen activos o patrimonio mínimo para operar, aunque también hay otros esquemas interesantes

Países	Descripción	Comentarios
 Colombia	<ul style="list-style-type: none"> Capacidad financiera mínima por bloque: costa afuera, 20M continental Exentos operadores top 100 con calificación de riesgo BBB S&P¹ 	<ul style="list-style-type: none"> Cálculo incluye patrimonio + deuda potencial - compromisos con ANH Documentación difícil de adquirir – requiere firma de representante legal global
 Brasil	<ul style="list-style-type: none"> Patrimonio requerido depende de proyecto a licitar: entre USD 90M – USD 180 para aguas profundas y entre USD 0.65M – 8.16M para onshore 	<ul style="list-style-type: none"> Cálculo incluye sólo activos totales
 México	<ul style="list-style-type: none"> Para participar en Ronda: mínimo USD 1,000 M en capital social por participante, USD 600 M por consorcio o USD 2,000 M en activos 	<ul style="list-style-type: none"> Habilitación por patrimonio o activos totales
 Argentina / Neuquén	<ul style="list-style-type: none"> Min USD 1 B en plan de inversión. No existe limite específico de balance para poder explorar 	<ul style="list-style-type: none"> Habilitación por plan de inversión Sin requisitos de solvencia Cumplimiento del plan exigido y fiscalizado
 Noruega	<ul style="list-style-type: none"> No existen requisitos definidos para que un operador oferte Contratos adjudicados a los operadores que ofrezcan mayor valor 	<ul style="list-style-type: none"> Sin restricciones económicas pre-definidas No obstante, autoridad tiene discreción para rechazar ofertas no convincentes
 Reino Unido	<ul style="list-style-type: none"> Requiere demostrar capacidad Financiera al solvencia para cubrir 100% plan presentado 	<ul style="list-style-type: none"> Habilitación por capacidad financiera total
 EE.UU. /Texas	<ul style="list-style-type: none"> No existen límites específicos de balance para poder explotar hidrocarburos 	<ul style="list-style-type: none"> Sin restricciones económicas públicas

Recomendaciones de competitividad para Colombia:

- Habilitar a operadores para una ronda/ período en vez de para cada bloque individual
- Mantener garantías como prueba de solvencia
- Simplificar papeleo (p. ej., permitir firma de subsidiarias)

1 O equivalente

6 Los programas mínimos en Colombia son los menos flexibles entre los países referenciados por las exigencias fijas en actividad e inversión

Países	Descripción	Principales características
 Colombia	<ul style="list-style-type: none"> Programa mínimo exploratorio es estipulado por la ANH e incluido en el contrato de concesión, con actividades y plazos definidos 	<ul style="list-style-type: none"> Programa expresado en actividades y en montos de inversión a precios pre-establecidos Actividades y/o montos de inversión no ejecutados son pagaderos a la ANH en efectivo
 Brasil	<ul style="list-style-type: none"> Programa mínimo exploratorio es estipulado por la ANP e incluido en el contrato de concesión 	<ul style="list-style-type: none"> Programa mínimo exploratorio definido en unidades de trabajo (cada actividad tiene un valor asignado en unidades de trabajo)
 México	<ul style="list-style-type: none"> Programa mínimo exploratorio es estipulado por la CNH e incluido en el Contrato de Producción Compartida (CPC) 	<ul style="list-style-type: none"> Programa mínimo exploratorio en unidades de trabajo intercambiables entre sí (cada actividad tiene un valor asignado en unidades de trabajo) Unidades no ejecutadas pagaderas según precio Brent
 Argentina / Neuquén	<ul style="list-style-type: none"> Depende de la oferta hecha por el empresa o empresas en la licitación proceso. 	<ul style="list-style-type: none"> Operador propone programa exploratorio y estimación de inversiones a partir de trabajos a realizar y equipos a utilizar
 Noruega	<ul style="list-style-type: none"> Actividades del programa y sus plazos son parte de la oferta de cada operador 	<ul style="list-style-type: none"> Operador propone programa exploratorio, el cuál se convierte en una de las variables de adjudicación a tomar en cuenta por el regulador en su decisión discrecional de asignación de bloques
 Reino Unido	<ul style="list-style-type: none"> Actividades del programa y sus plazos son parte de la oferta de cada operador, con mínimo de 1 pozo por cada 2 bloques 	<ul style="list-style-type: none"> Operador propone programa exploratorio, el cuál se convierte en una de las variables de adjudicación a tomar en cuenta por el regulador en su decisión discrecional de asignación de bloques
 EE.UU. /Texas	<ul style="list-style-type: none"> Actividades del programa y sus plazos son parte de la oferta de cada operador 	<ul style="list-style-type: none"> Operador propone programa exploratorio, el cuál debe ser aprobado por la autoridad local

Recomendaciones de competitividad para Colombia:

- Permitir que operadores propongan plazos y actividades del plan
- Reemplazar tabla de precios por tabla de puntaje por actividad
- Eliminar programa mínimo público y reemplazar por programa de reserva menos exigente (p. ej. 1 pozo por cada 2 bloques) y/o evaluación discrecional del plan

Tabla de contenidos

- Alcance – países referenciados
 - Resumen de mejores prácticas identificadas
 - **Detalle del análisis comparativo**
 - Prospectividad geológica
 - Condiciones económicas
 - **Esquemas regulatorios**
 - Procesos de promoción y adjudicación
-

El análisis comparativo reveló ciertas buenas prácticas internacionales que podrían simplificar el esquema regulatorio en Colombia

Resumen de buenas prácticas identificadas en esquemas de regulación de hidrocarburos

Principios de regulación

- **Responsabilidades regulatorias y marco legal claros** para las 4 áreas claves de regulación en hidrocarburos
 - Planeación para la industria completa
 - Administración y adjudicación de áreas
 - Aspectos sociales y ambientales
 - Administración fiscal
- **Funcionamiento coordinado, pero independiente de los organismos responsables**
 - Gobierno central define la aspiración para la industria (p. ej., metas de producción, aporte fiscal, cuidado del medio ambiente)
 - Cada organismo regulador/fiscalizador toma en cuenta la aspiración central en su gestión, pero actúa con independencia

Organismos involucrados

- **Minimizar la cantidad de organismos regulando un mismo tema**
 - Tener menos organismos facilita regulación/fiscalización consistente y alineada (p. ej., entidad única para regulación y fiscalización de temas medio ambientales)
 - Tener menos organismos agiliza trámites del día a día, al reducir la necesidad de papeleo y reprocesamiento inter-agencias

De la comparación se infiere que la estructura regulatoria colombiana es relativamente compleja, por el alto número de organismos involucrados

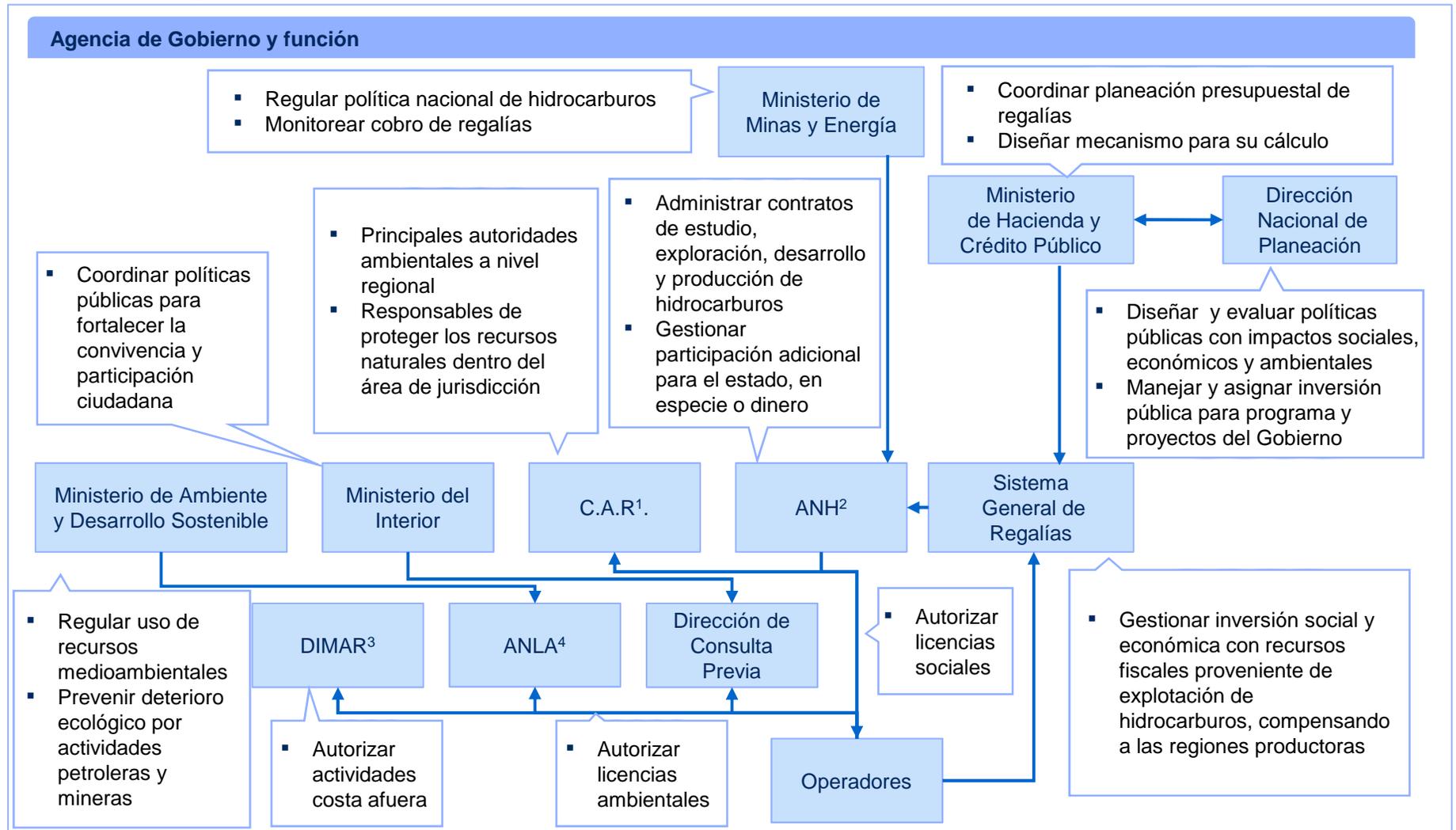
Resumen de principales organismos involucrados en la regulación hidrocarburífera

Países	Planeación para la industria completa	Admin. y adjudicación de áreas	Aspectos sociales y ambientales	Administración fiscal	NO EXHAUSTIVO
 Colombia	<ul style="list-style-type: none"> MinMinas 	<ul style="list-style-type: none"> ANH 	<ul style="list-style-type: none"> MinAmb./ANLA Dimar MinInterior/DCP CARs 	<ul style="list-style-type: none"> MinHacienda Dir. Nacional de Planeación SGR 	<ul style="list-style-type: none"> Colombia parece tener la estructura más compleja, con 11 organismos identificados Entre las agencias regionales, Argentina parece tener la estructura más compleja (9 organismos identificados) y México la más simple (6 organismos identificados) Entre las agencias internacionales, Noruega parece tener la estructura más compleja (7 organismos identificados) y R. Unido la más simple (4 organismos identificados)
 Brasil	<ul style="list-style-type: none"> Ministerio de Minas y Energía 	<ul style="list-style-type: none"> ANP 	<ul style="list-style-type: none"> IBAMA 	<ul style="list-style-type: none"> Ministerio de Finanzas 	
 México	<ul style="list-style-type: none"> SENER 	<ul style="list-style-type: none"> Comisión Nacional de Hidrocarburos 	<ul style="list-style-type: none"> SEMARNAT 	<ul style="list-style-type: none"> Secretaría de Hacienda y Crédito Público 	
 Argentina / Neuquén	<ul style="list-style-type: none"> Gobiernos Provinciales MECON 	<ul style="list-style-type: none"> Secretarías de Minería e Hidrocarburos 	<ul style="list-style-type: none"> SAyDS 	<ul style="list-style-type: none"> Gobierno Federal y provinciales 	
 Noruega	<ul style="list-style-type: none"> Parlamento Ministerio de Petróleo y Eng. 	<ul style="list-style-type: none"> Norwegian Petroleum Directorate 	<ul style="list-style-type: none"> Ministerio de Clima y Medio Ambiente 	<ul style="list-style-type: none"> Ministerio de Finanzas 	
 Reino Unido	<ul style="list-style-type: none"> Departamento de energía y cambio climático 	<ul style="list-style-type: none"> OGA 	<ul style="list-style-type: none"> Agencia Ambiental 	<ul style="list-style-type: none"> Tesorería de su Majestad 	
 EE.UU. /Texas	<ul style="list-style-type: none"> Departamento de Energía Gobierno Estatal 	<ul style="list-style-type: none"> Railroad Commission of Texas 	<ul style="list-style-type: none"> TCEQ 	<ul style="list-style-type: none"> Railroad Commission of Texas 	



En Colombia, el marco regulatorio es relativamente complejo con 10 organismos diferentes involucrados + las CARs

NO EXHAUSTIVO



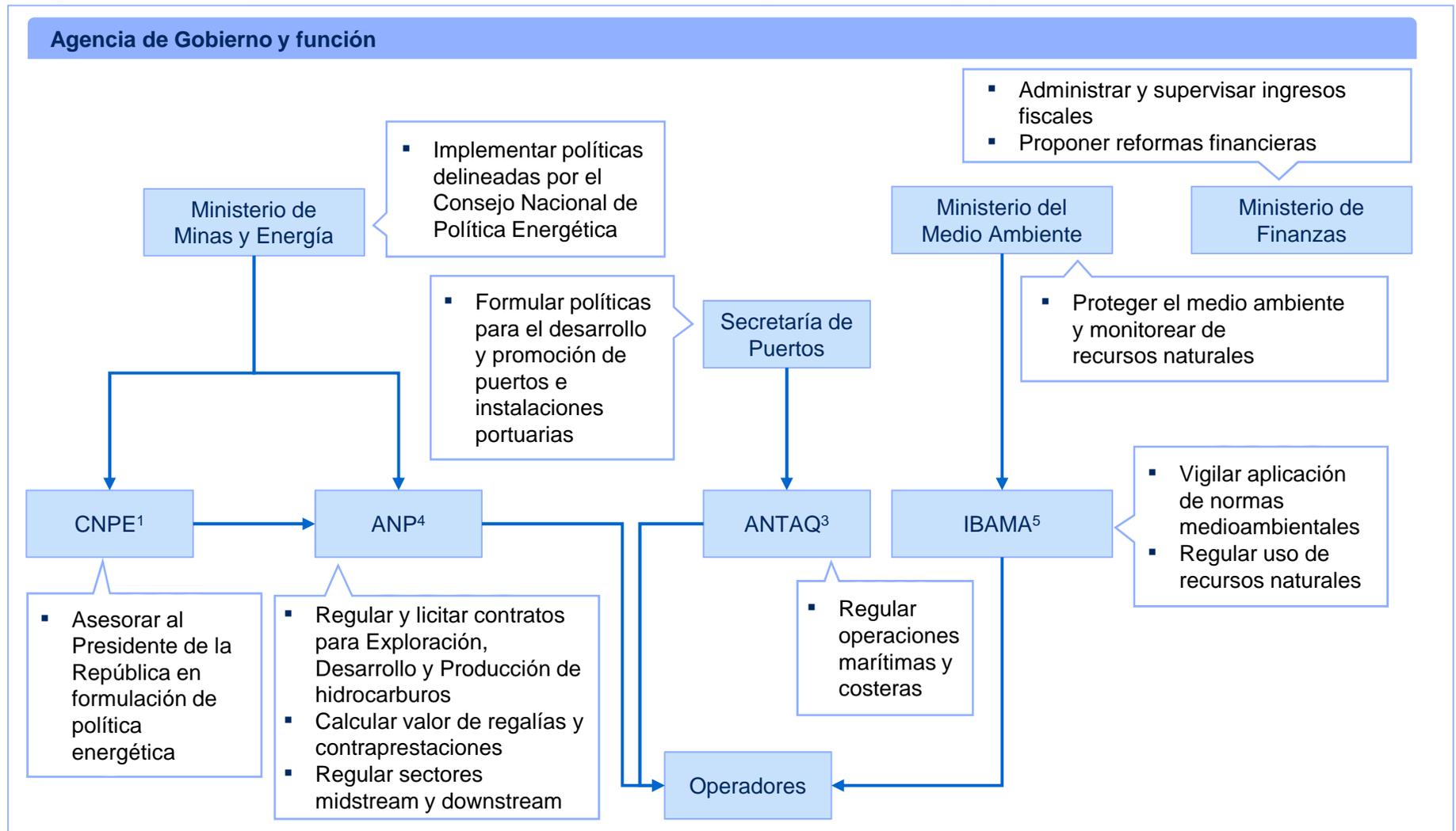
1 Corporaciones Autónomas Nacionales / 2 Agencia Nacional de Hidrocarburos

3 Dirección General Marítima / 4 Autoridad Nacional de Licencias Ambientales



En Brasil, el operador debe interactuar principalmente con 3 agencias regulatorias para obtener licencia de exploración y producción

NO EXHAUSTIVO



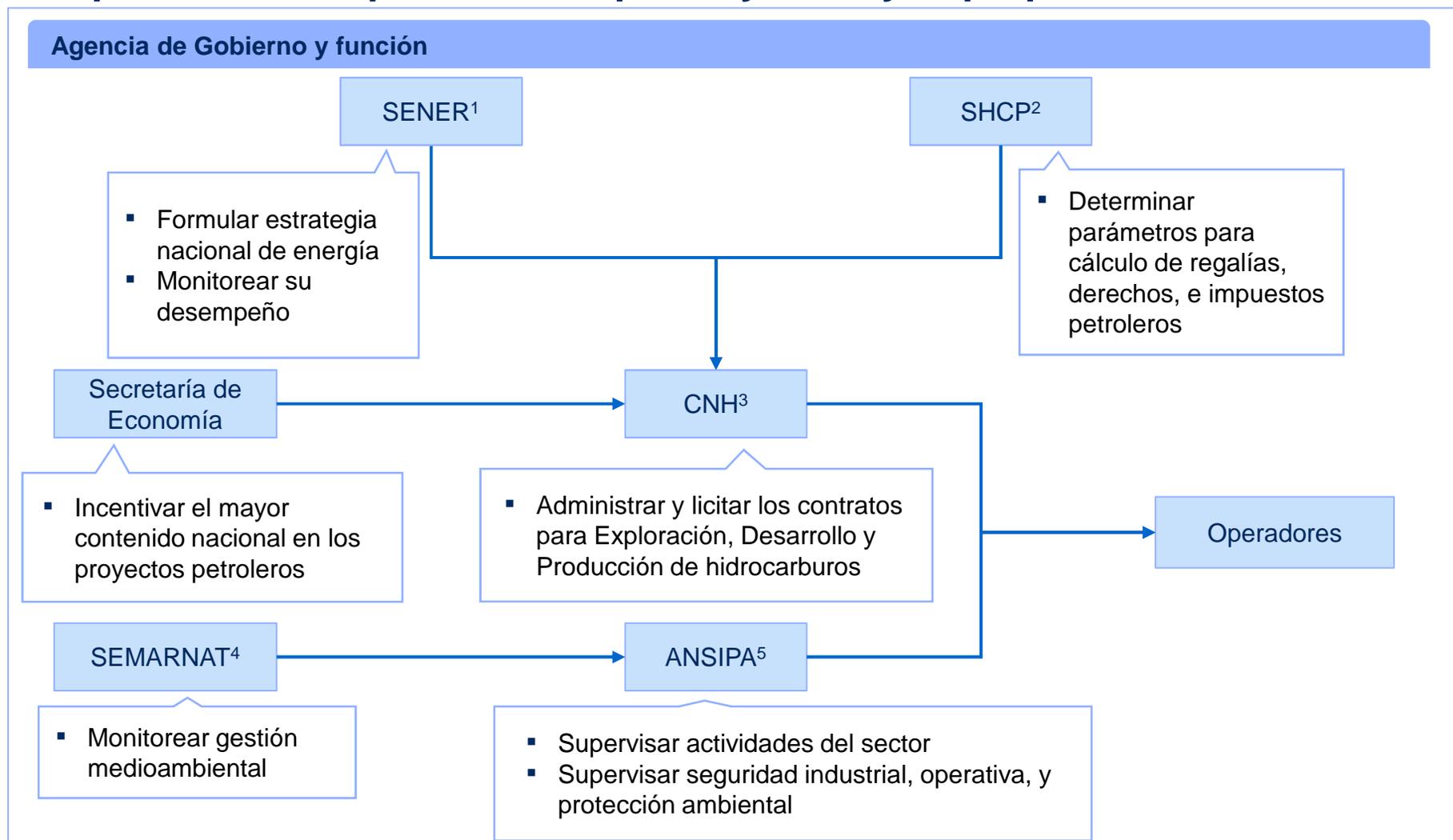
1 Consejo Nacional de Política Energética / 2 Ministerio de Minas y Energía / 3 Agencia Nacional de Transportes Acuaviarios

4 Agencia Nacional de Petróleo, Gas Natural y Biocombustibles / 5 Instituto Brasileño de Medio Ambiente y Recursos Naturales Renovables



Aunque en México se identificaron 6 entidades regulatorias, cada una cumple un rol independiente especial y no hay superposición

NO EXHAUSTIVO



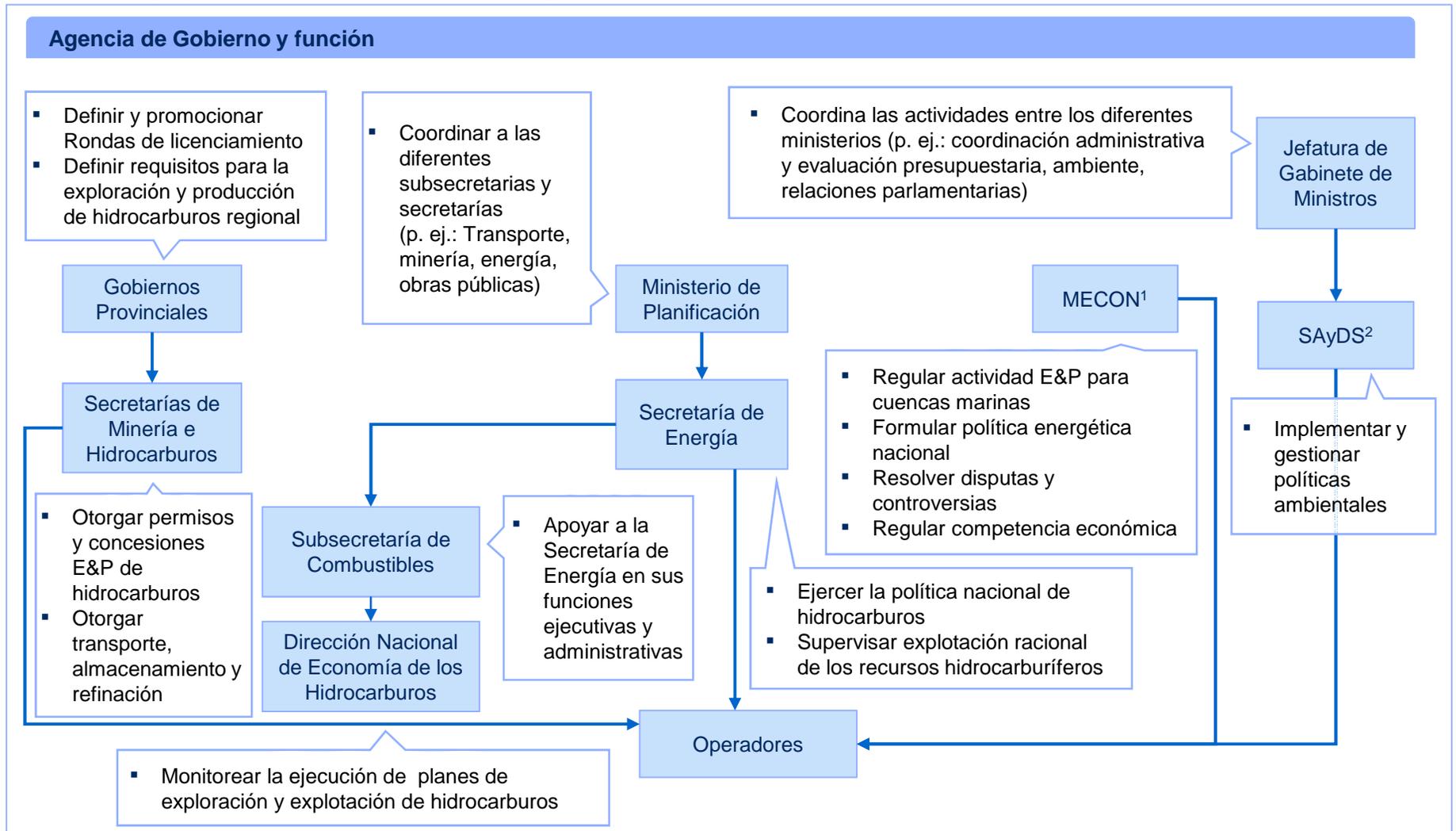
1 Secretaría de Energía, 2 Secretaría de Hacienda y Crédito Público, 3 Comisión Nacional de Hidrocarburos

4 Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales , 5 Agencia Nacional de Seguridad industrial y de Protección del Medio Ambiente



NO EXHAUSTIVO

En Argentina, el marco regulatorio es manejado a nivel federal y provincial con 9 organismos identificados



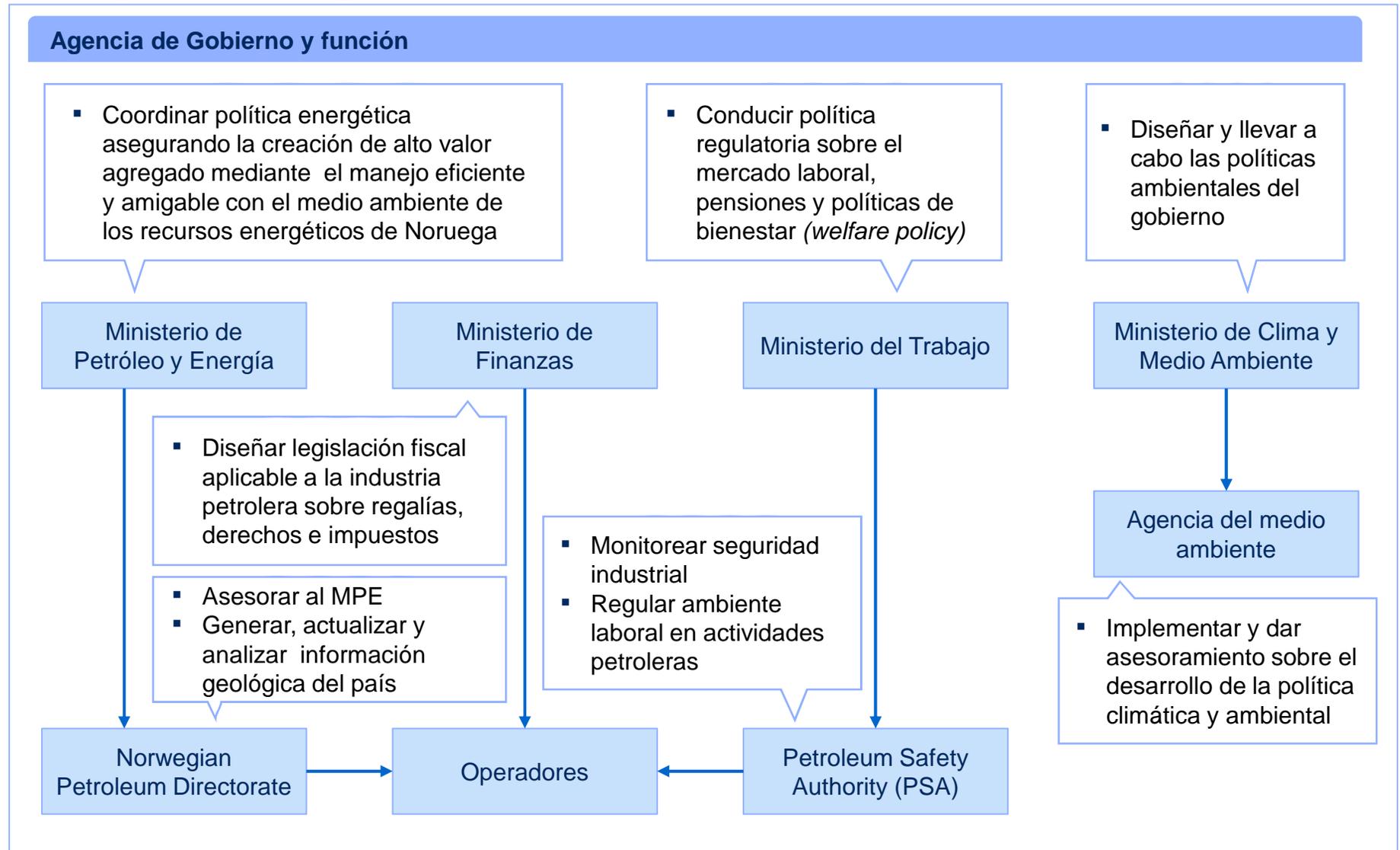
1 Ministerio de Economía y Finanzas Públicas

2 Secretaría de Ambiente y Desarrollo Sustentable



NO EXHAUSTIVO

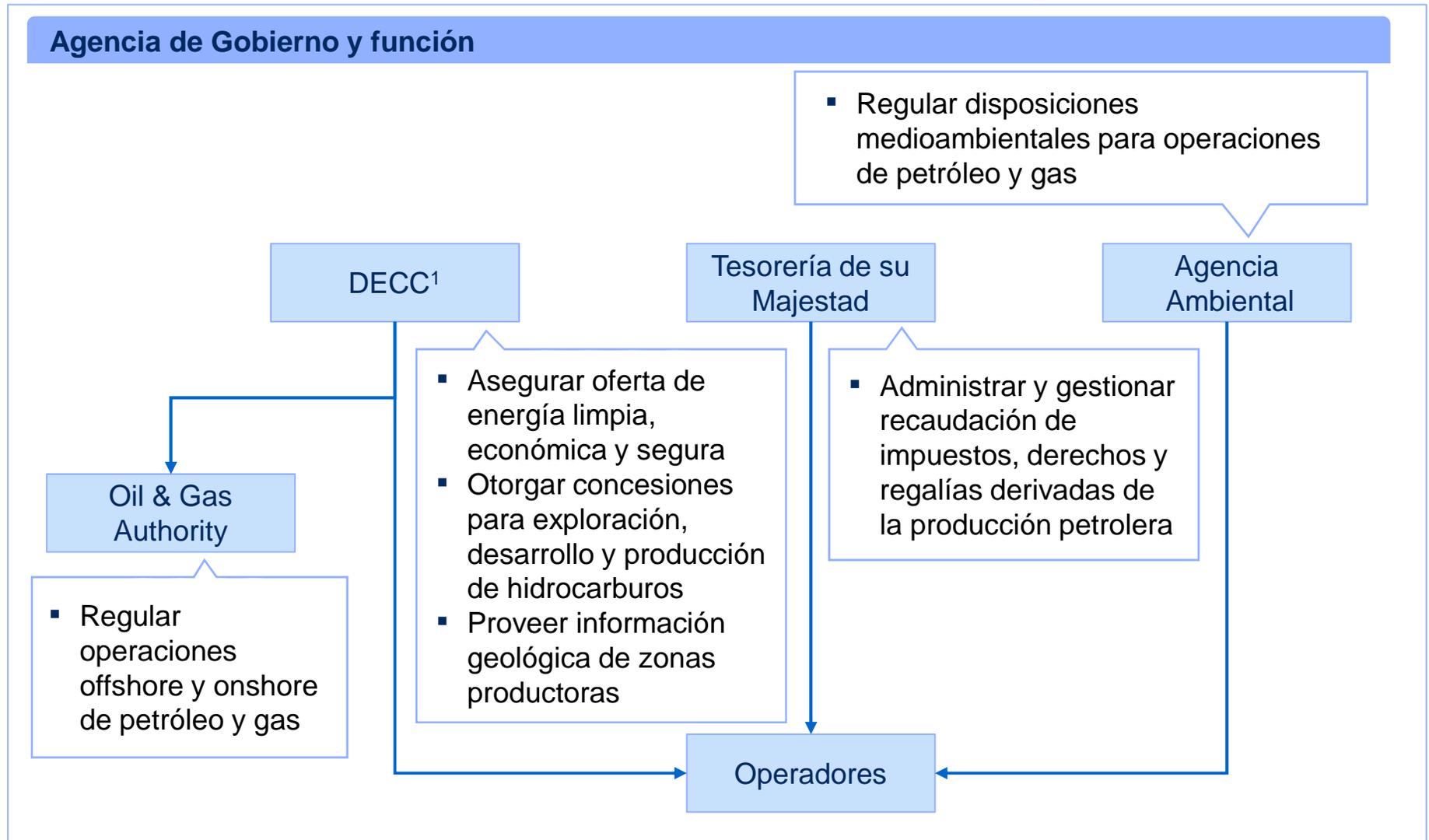
En Noruega, la regulación y fiscalización está organizada en 4 ejes con 7 organismos identificados





En el Reino Unido, el marco regulatorio es sencillo y requiere que los operadores interactúen con una cantidad limitada de agencias

NO EXHAUSTIVO



¹ Department of Energy and Climate Change



En Texas, los operadores deben tramitar procesos de licenciamiento principalmente con las autoridades estatales

NO EXHAUSTIVO

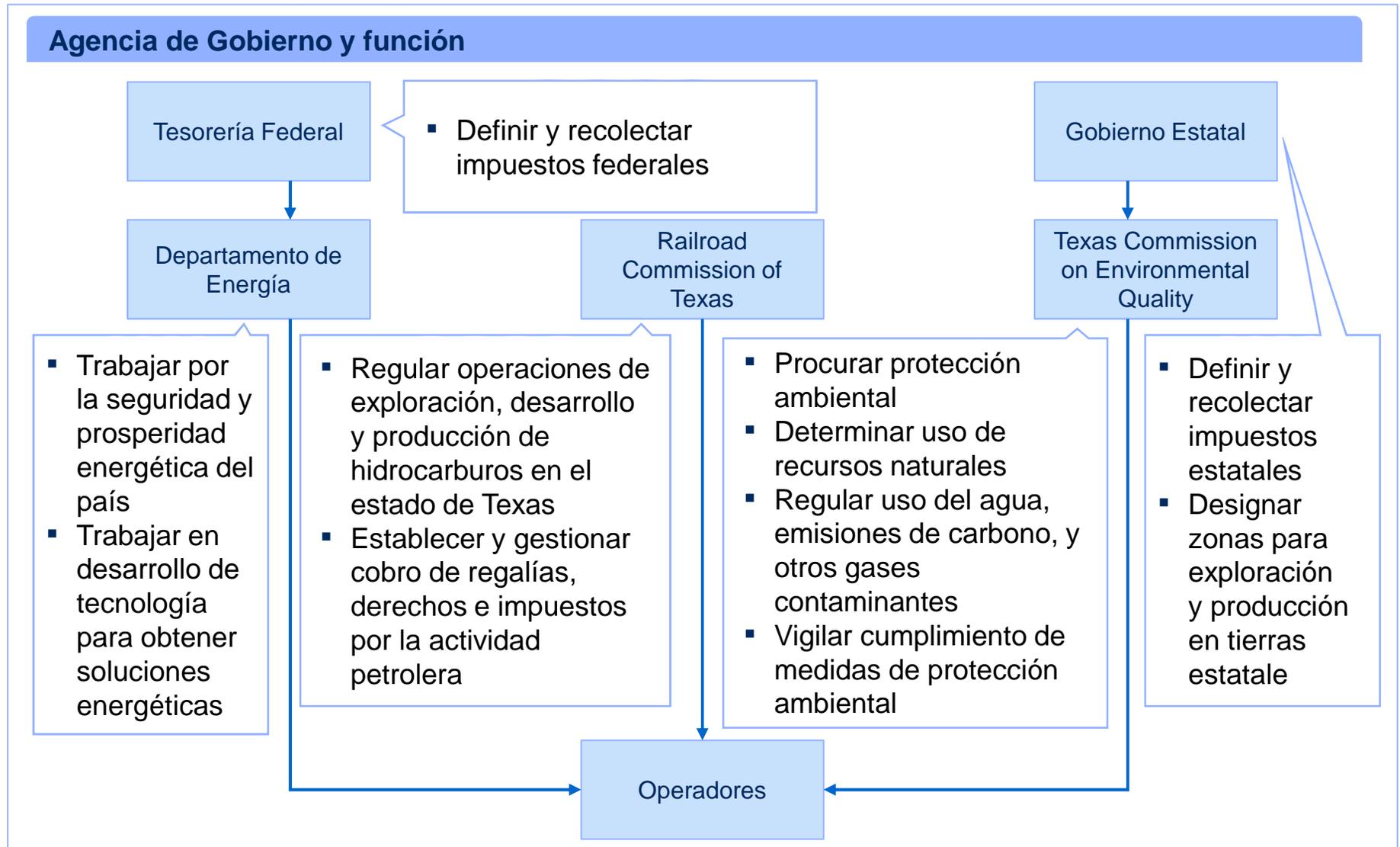


Tabla de contenidos

- Alcance – países referenciados
 - Resumen de mejores prácticas identificadas
 - **Detalle del análisis comparativo**
 - Prospectividad geológica
 - Condiciones económicas
 - Esquemas regulatorios
 - **Procesos de promoción y adjudicación**
-

El análisis comparativo reveló algunas buenas prácticas internacionales en promoción y adjudicación de bloques

Resumen de buenas prácticas identificadas en promoción y adjudicación de bloques

Procesos de promoción

- **Road shows locales e internacionales** para promocionar las rondas de licenciamiento a múltiples operadores interesados
- **Plataformas digitales interactivas** (p. ej., web, aplicación móvil) con información general de bloques libremente disponible y posibilidad de comprar información técnica detallada
- **Eventos locales abiertos** para entregar información detallada a operadores y recibir retroalimentación por parte de la industria

Procesos de adjudicación

- **Procesos competitivos abiertos** con previa habilitación de participantes considerando múltiples criterios (p. ej., capacidad técnica, solvencia financiera, experiencia en áreas similares)
- **Adjudicación de bloques según evaluación balanceada de ofertas** que considere tanto el monto de los aportes ofrecidos para el estado (p. ej., porcentaje de participación, bono inicial) como la calidad del plan de trabajo propuesto (p. ej., actividades comprometidas, plazos, probabilidad de completamiento)
- **Derecho para rechazar ofertas insatisfactorias**, ya sea mediante requisitos mínimos de reserva o criterios discrecionales

Al igual que Colombia, el resto de los países referenciados usan rondas competitivas abiertas, las cuáles son promocionadas vía múltiples canales

Países	Resumen proceso de promoción	Resumen proceso de adjudicación
 Colombia	<ul style="list-style-type: none"> Lanzamiento oficial de la Ronda en Bogotá Roadshows en 5 ciudades de 3 continentes (América, Europa, Asia) Sesiones presenciales informativas 	<ul style="list-style-type: none"> Rondas competitivas abiertas cada ~2 años Operadores deben habilitarse antes de participar Gana oferta con mayor inversión y/o derechos de producción para ANH (según tipo de bloque)
 Brasil	<ul style="list-style-type: none"> Roadshows en EE.UU. Plataforma web de información de bloques Eventos informativos abiertos Seminarios técnico ambientales 	<ul style="list-style-type: none"> Rondas competitivas abiertas cada ~1.5 años Operadores deben habilitarse antes de participar Gana oferta con mayor puntaje ponderado entre 3 criterios: bono, programa exploratorio y contenido local
 México	<ul style="list-style-type: none"> Gobierno tiene planificado ejecutar <i>road shows</i> internacionales para promocionar Ronda 1 Plataforma web con información de bloques 	<ul style="list-style-type: none"> Usará rondas competitivas abiertas – 1^{era} para 2015 Operadores deberán habilitarse antes de participar Ganará oferta con mayor puntaje ponderado entre participación para el gobierno (90%) e inversión (10%)
 Argentina / Neuquén	<ul style="list-style-type: none"> Roadshows únicamente en EE.UU. 	<ul style="list-style-type: none"> Rondas competitivas abiertas sin frecuencia determinada, para JVs con empresa local (ronda IV fue en 2014) Operadores deben habilitarse antes de participar Gana oferta según evaluación en 3 criterios
 Noruega	<ul style="list-style-type: none"> Plataforma web de libre acceso para información general de bloques, con posibilidad de comprar información detallada (p. ej., sísmica) Aplicación móvil de libre acceso 	<ul style="list-style-type: none"> Rondas competitivas abiertas cada ~1 año, con rondas diferentes para zonas desarrolladas vs. frontera Bloques son adjudicados discrecionalmente, según los méritos de la compañía y el plan exploratorio ofertado
 Reino Unido	<ul style="list-style-type: none"> Roadshows en el Reino Unido para promocionar bloques Plataforma web de libre acceso con información de bloques y condiciones de la ronda 	<ul style="list-style-type: none"> Rondas competitivas abiertas cada ~2 años Operadores deben habilitarse antes de participar Bloques son adjudicados discrecionalmente según calidad del plan propuesto y su probabilidad de completamiento
 EE.UU. /Texas	<ul style="list-style-type: none"> Para tierras privadas, cada propietario realiza la promoción que mejor le parezca Para tierras estatales, no hay actividades de promoción claramente definidas 	<ul style="list-style-type: none"> Tierras continentales se negocian directamente con propietarios (privados o estatales) Bloques costa afuera se licitan a través de rondas competitivas abiertas cada ~2años



Colombia lanza las rondas localmente, hace *road shows* en múltiples continentes y selecciona ofertas ganadoras con criterios objetivos





Brasil promociona bloques vía *road shows* en EE.UU. y plataformas digitales, adjudicando ofertas según puntaje ponderado de 3 criterios





México está promocionando su Ronda 1 de manera similar a Colombia, y adjudicará bloques principalmente por participación para el gobierno



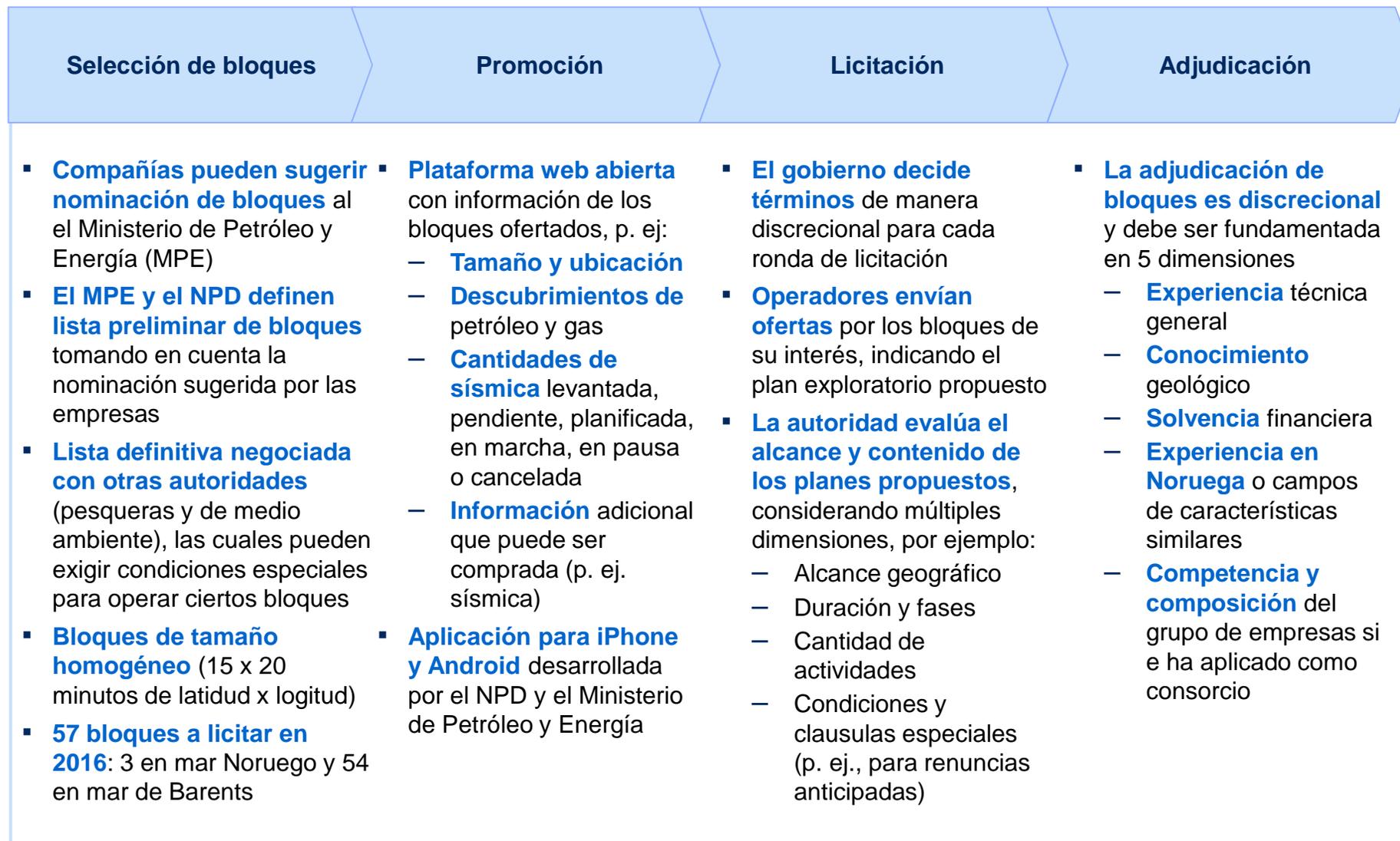


Argentina promociona bloques vía *road shows* en EE.UU. y plataformas digitales, adjudicándolos según bono ofrecido e interés de asociación local





Noruega promociona bloques vía plataformas digitales, adjudicándolos discrecionalmente según méritos del operador y el plan propuesto





El R. Unido promociona bloques vía *road shows* locales y plataformas digitales, adjudicándolos discrecionalmente según méritos del programa





En Texas las condiciones de promoción y adjudicación son distintas dependiendo de si las tierras son estatales o privadas

