

# **TALLER DE INDUCCIÓN INFORME DE RECURSOS Y RESERVAS IRR-2022**

**Gerencia de Reservas y Operaciones – GRO  
Vicepresidencia de Operaciones, Regalías y Participaciones - VORP**

**Febrero 28 de 2023**



# AGENDA

1. Apertura (Jorge Alirio Ortiz Tovar – Vicepresidente de Operaciones, Regalías y Participaciones) (5 min)
2. Objetivos del taller (Jorge Alirio Ortiz Tovar – Vicepresidente de Operaciones, Regalías y Participaciones) (10 min)
3. Pautas sobre temas específicos para la presentación del IRR 2022 (Jorge Alirio Ortiz Tovar – Vicepresidente de Operaciones, Regalías y Participaciones) (7 min)
4. Aspectos a Tener en Cuenta para la Presentación del IRR (40 min)
  - 4.1 Informe del Operador y Resumen Ejecutivo
  - 4.2 Tablas IRR
  - 4.3 Recursos Prospectivos
  - 4.4 Recursos No Convencionales
5. Preguntas (30 min)

# 1. APERTURA (Ing. Jorge Alirio Ortiz Tovar)



## 2. OBJETIVOS DEL TALLER (Ing. Jorge Alirio Ortiz Tovar)

- Divulgar la importancia de presentar el Informe de Recursos y Reservas, detallando los recursos contingentes, prospectivos y no convencionales, como insumos para los procesos de generación de políticas públicas del sector de hidrocarburos y la proyección de los ingresos fiscales del país.
- Presentar los lineamientos para el adecuado diligenciamiento del informe y sus componentes.
- Divulgar las oportunidades de mejora identificadas en el proceso de reporte del IRR.

### 3. PAUTAS SOBRE TEMAS ESPECÍFICOS PARA LA PRESENTACIÓN DEL IRR 2022 (Ing. Jorge Alirio Ortiz Tovar)



**Recursos  
No Convencionales**



**Nombres  
Oficiales Campos**



**Actualización  
SPE-PRMS**

## 4. ASPECTOS PARA LA PRESENTACIÓN DEL IRR (1)

**Normatividad vigente:** Resolución 77 del 22 de febrero de 2019.

**Plazo para cargue en plataformas:** Hasta el sábado 01 de abril de 2023 a las 23:59.

**Plazo para radicación:** Hasta el viernes 31 de marzo de 2023 a las 16:00.

**Incumplimiento:** Vencido el plazo para la entrega de la totalidad de la información de recursos y reservas en los términos de la Resolución 77 de 2019, la ANH procederá a publicar el listado de compañías que incumplan con esta obligación, y la información recibida con extemporaneidad no se tendrá en cuenta para generar el Balance General de la Nación (BGN), ***con las implicaciones contractuales, legales y financieras, que esto conlleve, entre otras no se utilizará para estimación del valor del fondo de abandono.***

**Coherencia – Consistencia – Correspondencia** entre toda la información y documentos que componen el IRR.

**Reporte:** El sistema para llevar acabo la valoración de los recursos y reservas de hidrocarburos existentes en el país es el adoptado mediante el Acuerdo No 11 de 2008 (SPE PRMS: Reservas, R. Contingentes, R. Prospectivos). Se debe entregar un informe por campo o área exploratoria, con la obligación de reporte desde la fase I del periodo exploratorio.

**Casos de campos inactivos:** se debe presentar Informe de Recursos y Reservas indicando las razones de la inactividad, y el tipo de contingencias presentadas para tener dicha inactividad.

**Casos de campos suspendidos:** se debe presentar Informe de Recursos y Reservas, indicando y explicando las razones de las suspensiones.

**Casos de campos en evaluación o pruebas extensas:** se debe presentar Informe de Recursos y Reservas, indicando y explicando las contingencias. En caso de reportarse como reservas deben cumplir lo establecido en el parágrafo 2 del artículo 2 (Res 77 de 2019). (la compañía manifiesta la intención firme de DC el año calendario siguiente, con el cumplimiento de requisitos indicados)

## 4. ASPECTOS A TENER EN CUENTA PARA LA PRESENTACIÓN DEL IRR (2)

1. Vía correo electrónico Radicar lo siguiente: (Circular 30 de 2022 de la ANH) ([correspondenciaanh@anh.gov.co](mailto:correspondenciaanh@anh.gov.co)) (hasta el viernes 31 de marzo a las 16:00)

- Carta de Presentación dirigida al Vicepresidente de Operaciones, Regalías y Participaciones.
- Carta de Adhesión dirigida al Vicepresidente de Operaciones, Regalías y Participaciones.

Carta suscrita por el representante legal, en donde relacione área (s) de exploración y/o campo(s) por contrato y la información remitida, indicada en la **Resolución 77 de 2019**.

### 2. En el Servicio FTP:

- Carta de Presentación Original del informe. (.pdf)
- Carta de Adhesión original. (.pdf)
- Resumen Ejecutivo firmado en original. (.pdf)
- Resumen Ejecutivo editable. (.docx)
- Certificación de Reservas suscrita por el Evaluador en original. (.pdf)
- Informe del Certificador firmado. (.pdf)
- Informe del Operador. (.pdf)
- Informe del Operador. (.docx)
- Tablas de Reporte de Recursos y Reservas. (.xlsx)
- Tablas de Prospectos. (.xlsx)
- Tabla de Recursos No Convencionales. (.xlsx)
- Tabla de Gas. (.xlsx)
- Flujos de Caja. (xlsx)
- Gráficas, planos, mapas, figuras y otros documentos.

### 3. En el aplicativo SOLAR, módulo GR (Gestión de Reservas):

- Tablas de Reporte Recursos y Reservas (.xlsx)
- Tablas de Prospectos (.xlsx)



Las Tablas cargadas en FTP deben coincidir con las Tablas cargadas en SOLAR, en caso contrario se tomará el menor valor para el BGN



## 4. ASPECTOS A TENER EN CUENTA PARA LA PRESENTACIÓN DEL IRR (3)

**Certificación Externa  
(Res. 77 de 2019 Art. 3)**



- $\geq$  1 millón BEP – 1P
- Compañía externa cuyos estimadores cuenten con las calidades establecidas en el SPE PRMS.

**Certificación Interna  
(Res. 77 de 2019 Art. 4)**



- $<$  1 millón BEP – 1P
- Los profesionales internos también deben cumplir con las calidades establecidas en el SPE PRMS.



**Informe del certificador** (Res. 77 de 2019 Parag. 1 a 4 Art. 5)

- Idioma: Castellano.
- Precios Constantes
- Precio con ajuste por transporte y calidad.
- Completo: Flujo de caja por cada tipo de reservas (no solo un resumen).

El certificador interno o externo, debe presentar las calidades y experiencia como evaluador especializado en el ramo. En el numeral 2.1.1 del informe del operador debe hacerse el aval correspondiente. (Res. 77 de 2019 Parágrafo 4 Art. 5)

## 4. ASPECTOS A TENER EN CUENTA PARA LA PRESENTACIÓN DEL IRR (4) (CERTIFICADORES)



### Fuente de la Información

por parte de

Para la preparación de este reporte hemos confiado, sin verificación independiente, sobre información proporcionada por con respecto al interés de participación evaluado en las propiedades, producción de dichas propiedades, costos actuales de operación y desarrollo, precios actuales de producción, acuerdos vigentes relacionados con operaciones actuales y futuras, ventas de la producción, y demás informaciones y datos que fueron aceptados tal como fueron representados. Para el propósito de este reporte no se consideró necesaria una inspección física de los campos.

La información utilizada en la preparación de este reporte se obtuvo

Para la preparación de este reporte hemos confiado, sin



Teniendo en cuenta que la evaluación de reservas debe ser integral, se requiere que los certificadores tengan en cuenta el estado contractual, las participaciones oficiales y la normatividad y regulaciones vigentes en Colombia.

# 4.1. Informe Del Operador y Resumen Ejecutivo

Hoja No. 1 de 6

Espacio para logos corporativos de la empresa que reporta

**INFORME DEL OPERADOR**  
NOMBRE DE LA COMPAÑIA OPERADORA

EVALUACIÓN DE LAS RESERVAS  
DE PETRÓLEO Y GAS

EN LAS PROPIEDADES BAJO CONTRATO: (Nombre(s) de Contrato(s))

PREPARADA POR: (NOMBRE DE LA COMPAÑIA)

FECHA EFECTIVA: (DICIEMBRE 31, 20XX)

BAJO LAS DEFINICIONES Y LINEAMIENTOS DE: (SPE-PRMS)

Número de Volumen: VOLUMEN I de n  
(El número de volúmenes dependerá de la cantidad de campos a reportar y/o áreas de exploración a reportar)

Espacio para la dirección corporativa de la empresa que reporta

Hoja No. 1 de 4

Espacio para logos corporativos de la empresa que reporta

**RESUMEN EJECUTIVO ÁREA DE EXPLORACIÓN O CAMPO XXX – CONTRATO YYY**  
(Para contratos que solo se encuentran en exploración, generar un Resumen Ejecutivo por Contrato, diligenciando lo que aplique a Recursos Prospectivos o Recursos No Convencionales, según corresponda).  
(Para contratos con área de exploración y campos, diligenciar la información por campo y en resumen ejecutivo independiente lo correspondiente al área de exploración)

1. Conciliación de reservas totales por campo respecto al año anterior para petróleo y/o gas y explicación de las variaciones para cada categoría de reservas.

RESUMEN BALANCE @ Diciembre 31 de 2019		
Ítem	Petróleo (Kbls) <sup>1</sup>	Gas (Mpc)
Total Reservas Probadas @ Diciembre 31 de 2018 (a)		
Producción año 2019 (b)		
<b>Balance @ Diciembre 31 de 2019 (c) = (a-b)</b>		
<b>Total Reservas Probadas Total @ Diciembre 31 de 2019 Reportada en Informe Auditor (d)</b>		
<b>Diferencia (d-c)</b>		

INFORME RECURSOS Y RESERVAS REPORTADO	PDP	PNP	PND	PT <sup>2</sup>	PR	PS	Producción Acumulada	Producción Año
Petróleo (Kbls)	2019							
	2018							
Gas (Mpc)	2019							
	2018							

Explicación de las variaciones (no limitar el número de los renglones dispuestos para este efecto con el fin de evitar deficiencias en la información e incluir lo correspondiente a la hoja "Balance y Justificación" de las Tablas de Reporte Recursos y Reservas):

\_\_\_\_\_

\_\_\_\_\_

<sup>1</sup> Unidades: K de miles; M de millones y G de Gigas

<sup>2</sup>

PDP	Reservas Probadas Produciendo	PR	Reservas Probables
PNP	Reservas Probada No Produciendo	PS	Reservas Posibles
PND	Reservas Probada No Desarrolladas		
PT	Reservas Probadas Totales		

Espacio para la dirección corporativa de la empresa que reporta

Se debe presentar un Informe del Operador por campo, y no uno solo por contrato.

## 4.1. Hallazgos del Informe Del Operador y Resumen Ejecutivo

- a. Valores reportados en el Resumen Ejecutivo y el Informe del Operador, no coinciden con los valores reportados en las Tablas de Recursos y Reservas
- b. No hay justificación de las variaciones de las reservas, factores de recobro, POES, pronósticos de producción de los próximos 2 años, comparativos de la producción real con el pronóstico para el año del IRR, planes de inversión y de desarrollo para múltiples campos.
- c. Algunos informes carecen del soporte técnico, detalle e idoneidad para justificar los volúmenes reportados como reservas, aun cuando han permanecido sin desarrollarse más allá de un periodo o se han mantenido como no desarrolladas debido a retrasos acorde con el numeral de la SPE-PRMS 2.1.3.6.4.
- d. No se cumple con los criterios establecidos para la determinación de comercialidad indicados en el SPE-PRMS 2.1.2. La firme intención de desarrollo y los criterios de comercialidad incumplen estos criterios.
- e. Algunos informes del Operador carecen del procedimiento utilizado para estimar las cantidades recuperables, sin soporte técnico detallado con base en mecanismos de producción, analogías o métodos analíticos aplicables para el factor de recobro, método y detalle del rango de incertidumbre en los recursos recuperables.
- f. En algunos apartados hay omisión de información básica para entender los supuestos empleados en las estimaciones, como por ejemplo para el contacto agua-petróleo, falta la inclusión de las pruebas de pozo y el análisis correspondiente, no hay una explicación de la situación actual de los otros pozos y si están considerando o no la activación de estos.

## 4.1. Hallazgos del Informe Del Operador y Resumen Ejecutivo

- g. Algunos operadores reportan un Factor de Recobro Mejorado estimado, sin que el campo cuente con proyectos para dicho fin, y en los planes de desarrollo no se presenta proyecto alguno que se pueda considerar Recuperación Mejorada. Por lo cual se deduce que algunos operadores tienen falencias en conceptos asociados a la recuperación mejorada.
- h. No se presentan el Modelo Estático ni el Modelo Dinámico en el Informe del Operador. En otros casos la información de estos es mínima.
- i. En algunos casos el reporte de recursos contingentes no es consistente con las condiciones técnicas y contractuales. (ej: áreas en exploración con pozo en abandono o áreas sin pozos y sin descubrimientos)
- g. Algunos operadores dan una explicación del Opex y Capex bastante confusa, en algunos casos carece de soporte y no se presenta mayor detalle en el Informe del Operador.
- h. Se encontraron falencias en la entrega de mapas estructurales en profundidad por yacimiento, en el servicio FTP acorde con lo establecido en la Resolución 77 de 2019 en su Artículo 6 y en el informe del operador según el Instructivo Presentación Mapas.
- i. Para algunos campos la información presentada en el Informe del Operador y el del Certificador difiere en la clasificación de los volúmenes, en algunos específicamente se determina que el evaluador no fue exhaustivo en el estado contractual del campo al cierre de la vigencia.

## 4.2. Tablas IRR

### 1. Aspectos Generales

- Para el acceso a las plataformas GR-SOLAR y FTP deben seguir lo indicado en el correo remitido el pasado 20-febrero-2023. Solicitar usuarios en casos que aplique. Verificar accesos y realizar pruebas con tiempo.
- **Las tablas IRR no presentan modificación en su formato**, deben usarse los archivos publicados en la página de la ANH con el nombre **"IRR2022"**.
- Para efectos del **Balance General de la Nación**, en los **volúmenes de reservas** solo se deben incluir aquellas **cantidades** que son **comerciales**, los **consumos en la operación** deben ser **reportados por separado**.
- Precio de referencia **WTI** calculado acorde con la normatividad vigente es **93,67 US\$/bl** o **Brent 100,25 US\$/bl**.
- **Artículo 5, Paragrafo 2:** la Compañía Operadora podrá presentar otros escenarios de precios y costos consistente con el flujo de caja con los respectivos soportes.
- La línea de volumen de **regalías** tanto de gas (línea 46) como de petróleo (línea 18) debe estar diligenciada en su totalidad.

## 4.2. Hallazgos del Tablas IRR

- a. En las tablas IRR, en la hoja denominada "Balance" algunos operadores no diligencian la sección de las variaciones para los recursos contingentes, no existe soporte técnico con base en analogías o métodos analíticos aplicables para la estimación de volúmenes de los recursos contingentes reportados y presentan inconsistencias en los datos.
- b. En las tablas IRR en la hoja "Capex" el operador no diligencia de manera completa el detalle de los pozos que han sido perforados a diciembre 31 del año del IRR, tampoco cuales están activos, inactivos, dispositivos o abandonados.
- c. La hoja "Info Yac." de las tablas IRR no fueron completamente diligenciadas con relación a las propiedades y características del reservorio. Adicionalmente algunos no incluyen la producción acumulada, Recobro último esperado y factor de recobro, por cada yacimiento.

### 4.3. Recursos Prospectivos

Aquellas cantidades estimadas de petróleo o gas potencialmente recuperables de acumulaciones no descubiertas, localizadas tanto en áreas en exploración como explotación, deben ser reportadas como **Recursos Prospectivos**.

Nota: En el Resumen Ejecutivo e Informe del operador se debe incluir la probabilidad de descubrimiento, la probabilidad de comercialidad y el año estimado de perforación del pozo exploratorio (madurez prospect).

**Instructivo** | Formación 1 | Formación 2 | Formación 3 | Formación 4 | Formación 5

PROSPECTO DE PETROLEO							
TIPO DE RECURSO PROSPECTIVO	Min. (P90)	Más Probable (P50)	Máx. (P10)	Media	Dev. Estándar	Distribución	Tipo de Distribución
Área (acres)	0	0	0	0	0	0	
Espesor Neto (pies)	0	0	0	0	0	0	
Relación Espesor Neto/Bruto (fracción)	0	0	0	0	0	0	
Porosidad (fracción)	0	0	0	0	0	0	
Saturación de Petróleo (fracción)	0	0	0	0	0	0	
Factor de Volumen de Petróleo	0	0	0	0	0	0	
POES (Millones Barriles)	0	0	0	0	0	0	
Factor de Recuperación (fracción)	0	0	0	0	0	0	
Recursos Prospectivos (Millones de Barriles)	0	0	0	0	0	0	
Oportunidad de Éxito (Fracción) (Riesgo Geológico)	Trampa	Migración	Yacimiento	Fuente	Total		

PROSPECTO DE GAS							
TIPO DE RECURSO PROSPECTIVO	Min. (P90)	Más Probable (P50)	Máx. (P10)	Media	Dev. Estándar	Distribución	Tipo de Distribución
Área (acres)	0	0	0	0	0	0	
Espesor Neto (pies)	0	0	0	0	0	0	
Relación Espesor Neto/Bruto (fracción)	0	0	0	0	0	0	
Porosidad (fracción)	0	0	0	0	0	0	
Saturación de Gas (fracción)	0	0	0	0	0	0	
Temperatura	0	0	0	0	0	0	
Presión (psia)	0	0	0	0	0	0	
Factor de Volumen de Gas	0	0	0	0	0	0	
GOES (Gpc)	0	0	0	0	0	0	
Factor de Recuperación (fracción)	0	0	0	0	0	0	
Recursos Prospectivos (Gpc)	0	0	0	0	0	0	
Oportunidad de Éxito (Fracción) (Riesgo Geológico)	Sello	Migración	Yacimiento	Fuente	Total		



## 4.3. Hallazgos de Recursos Prospectivos

- a. En algunos casos se continúan entregando recursos prospectivos en madurez Lead, se manifiestan incertidumbres en el análisis de los datos y estimaciones para convertir formaciones específicas en un potencial en todo un bloque.
- b. En algunos casos presentan una descripción regional lo cual es normal en prospectos, sin embargo, no hay amarre de los perfiles sísmicos, los prospectos que se presentan no están identificados espacialmente, no se presenta información en lo relacionado a análogos, propiedades o metodologías usadas para el cálculo de prospectos.
- c. Para algunos prospectos no se toma en cuenta la información adquirida y resultados obtenidos en las actividades adelantadas en el área.
- d. Hacen falta en algunos casos los mapas georreferenciados donde se indique la ubicación de cada uno de los prospectos que hacen parte de los contratos.
- e. La oportunidad de comercialidad no es consistente con el riesgo geológico reportado o en algunos casos esta información no es diligenciada.
- f. Se presentan equívocos de nomenclatura y redacción, donde se incurre en repetidos errores en el texto, gráficas y tablas con respecto al año del cual está presentando. Se encuentran diferencias entre los datos reportados en el Informe del Operador y la Tabla de Prospectos de este.

## 4.4. Recursos No Convencionales

### TABLA DE RECURSOS NO CONVENCIONALES: Alcance y Supuestos.

Presentar las Tablas e Informe del Operador similar a los Informes de Recursos y Reservas en años anteriores.

#### **SPE-PRMS 2.4 Unconventional Resources:**

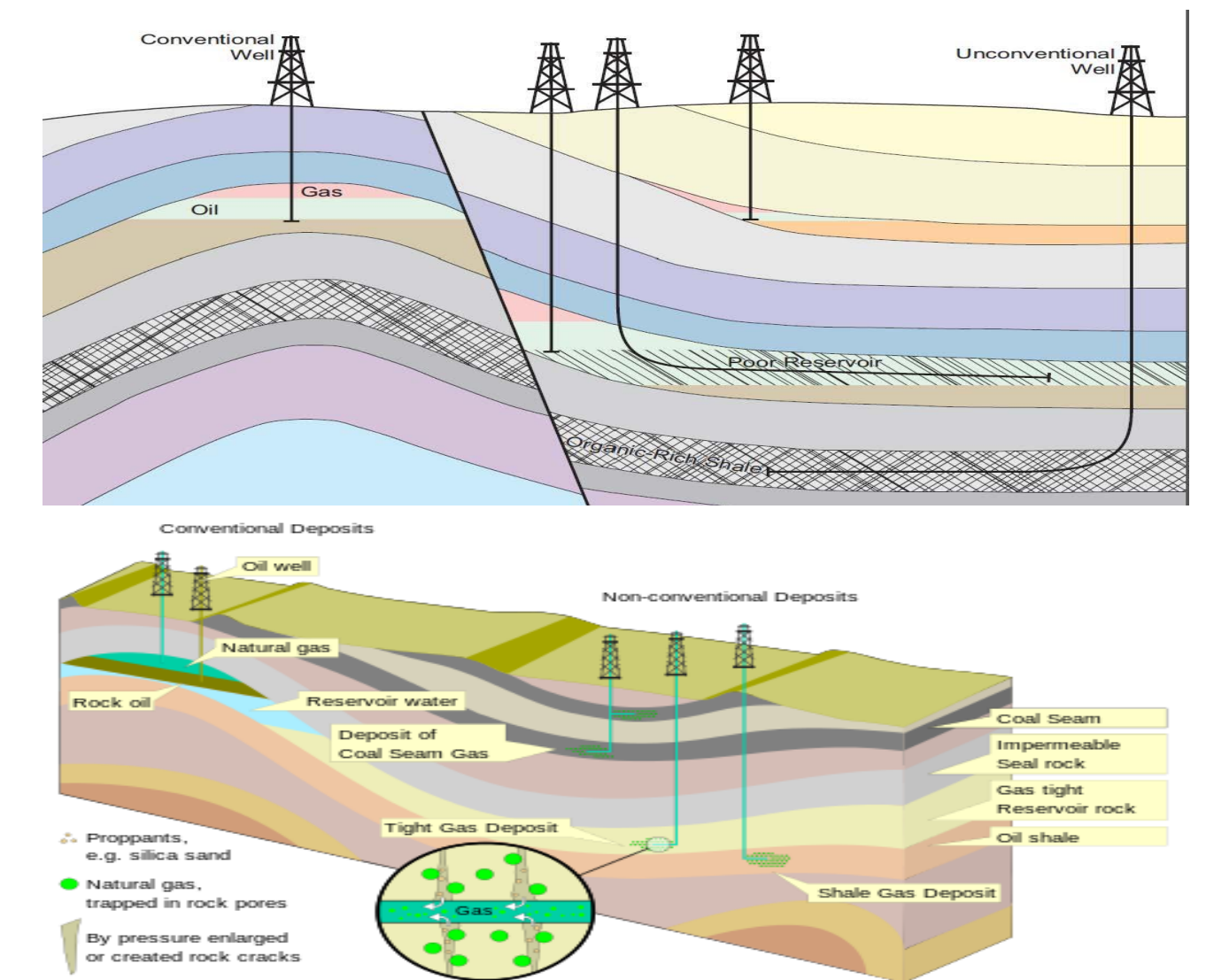
- Acumulación de Petróleo (según PRMS) existente a nivel regional (gran área).
- No significativamente afectado por influencias hidrodinámicas.
- No hay una trampa estructural o estratigráfica obvia.
- También llamados "depósitos de tipo continuo".



**Tight Gas**

**Tight Oil**

**CBM**





# Preguntas

**GRACIAS**

**Gerencia de Reservas y Operaciones**  
**[Reservas.IRR01@anh.gov.co](mailto:Reservas.IRR01@anh.gov.co)**

Esta presentación será publicada en la página de la ANH el 28 de febrero, bajo el título:  
Talleres de Reservas / Documentos"

en el siguiente enlace: <https://www.anh.gov.co/es/operaciones-y-regal%C3%ADas/m%C3%B3dulo-de-gesti%C3%B3n-de-reservas/>