



# Registro de Asistencia

## Taller Presencial

Vicepresidencia de Operaciones, Regalías y Participaciones

Gerencia de Reservas y Operaciones

Fecha: 11 de diciembre de 2025

Taller IRR 2025 (Asistencia)



# Taller de Apertura Informe de Recursos y Reservas IRR2025

Vicepresidencia de Operaciones,  
Regalías y Participaciones

Gerencia de Reservas y Operaciones

Fecha: 11 de diciembre de 2025



# Agenda

- Himno de la República de Colombia
- Video institucional ANH
- Bienvenida al taller
- Propósitos del taller
- Resolución 0895 de 2025
- Pautas para la gestión del IRR 2025
- Lecciones aprendidas IRR 2024
- Novedades en el IRR 2025
- Preguntas



Taller IRR 2025 (Asistencia)



\* QR habilitado durante el taller

**Registre su pregunta**

## Video Institucional ANH

# Bienvenida al taller





# Propósitos del taller

## Propósitos del taller

**Presentar las pautas y orientaciones** en torno al Informe de Recursos y Reservas 2025

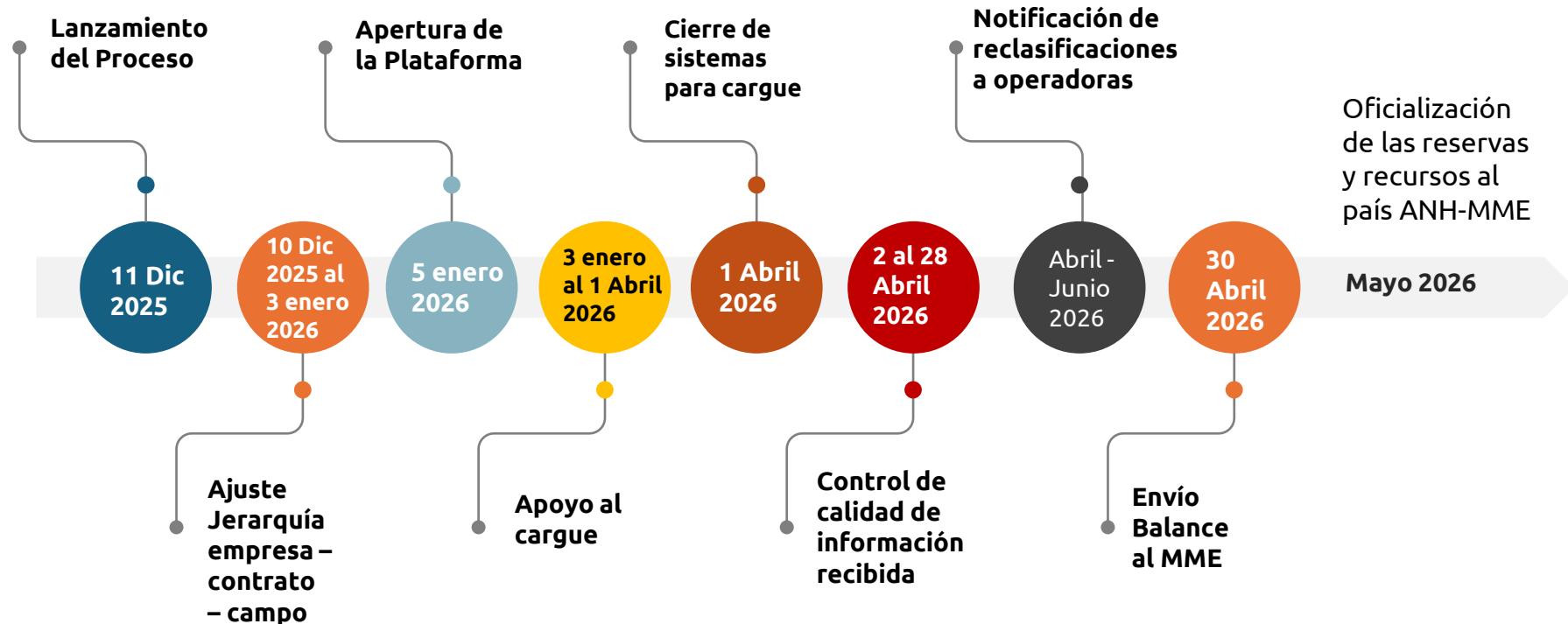
**Presentar los beneficios** de la nueva Resolución 0895 de 2025 para entregar del IRR

**Presentar las lecciones aprendidas** y oportunidades de mejora del proceso IRR 2024

**Presentar las novedades** que tiene el proceso para el IRR 2025

**Resolver las dudas e inquietudes** que pueda tener la Industria sobre el proceso del IRR 2025

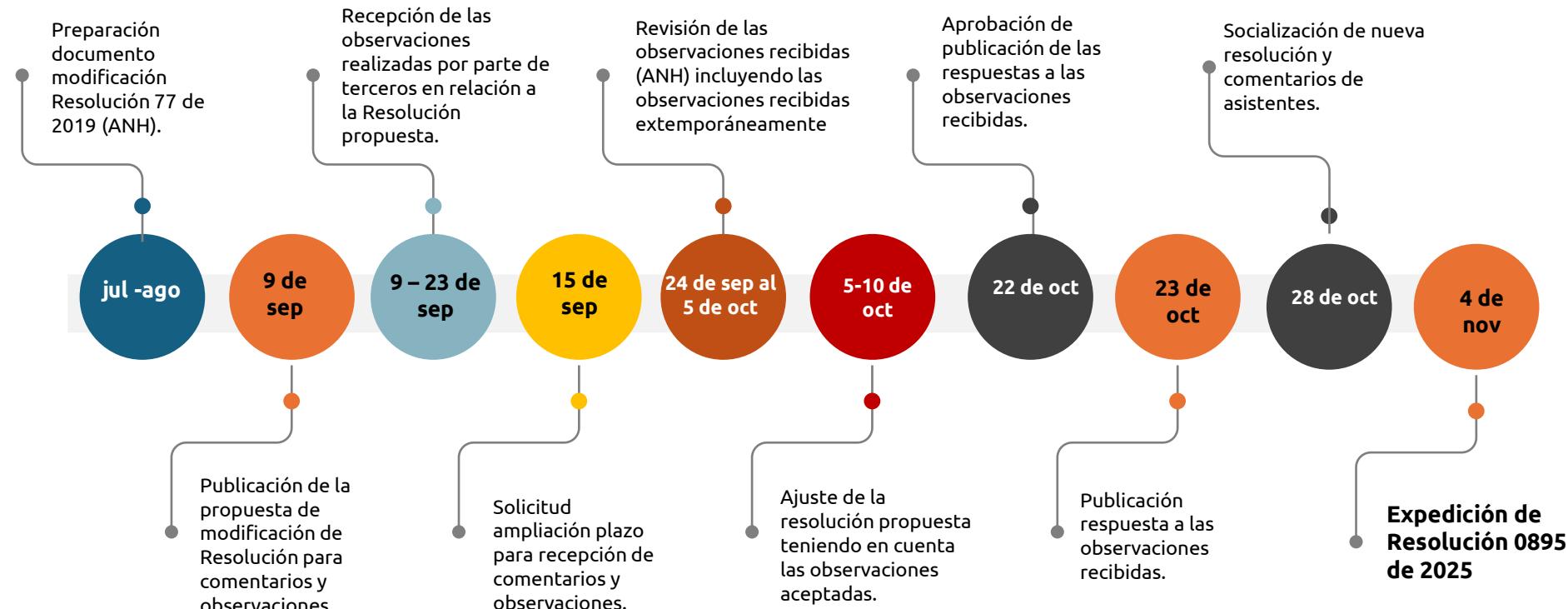
## Cronograma IRR 2025



\* QR habilitado durante el taller

# Resolución 0895 de 2025

# Proceso Modificación Res. 77 de 2019



# Beneficios de la Resolución 0895 de 2025

Dentro de las 16 medidas del IRR 2024 se contempló la modificación de la Resolución 077 de 2019, orientada a actualizar los criterios y mejorar la calidad de la información reportada, con el propósito de fortalecer la identificación, el seguimiento y el monitoreo de los recursos y reservas del país, y así optimizar su gestión.

## Resolución 0895 (04-11-2025): principales aportes

Mayor confiabilidad en la entrega de información mediante rotación periódica de certificadores externos.

Aseguramiento de altos volúmenes de recursos contingentes certificados, para gestionar y superar contingencias oportunamente.

Oficializa lineamientos antes no explícitos (p. ej., Fase 0, contratos de asociación vigentes, entre otros) para ajustarse a la realidad contractual y operativa..

Aclara alcance y contenido de lo solicitado en el IRR a Operadores y Certificadores (p. ej., precios de referencia, informes dobles, certificación y auditorías especiales), reduciendo ambigüedades.

Alinea el texto con PRMS (p. ej., manejo de volúmenes post-finalización de contratos, reservas no desarrolladas > 5 años).

Mantiene la rigurosidad en revisión y consolidación (estándares de estimación y evaluadores calificados) e impulsa la mejora continua en la gestión de ANH (p. ej., actualización de plantillas y glosario).

# Pautas para la gestión del IRR 2025



1

### **Normatividad vigente:**

Resolución 0895 del 4 de noviembre de 2025.  
Publicada en la página web ANH:  
[https://www.anh.gov.co/documents/32452/Presentaci%C3%B3n\\_Modificaci%C3%B3n\\_resoluci%C3%B3n\\_77\\_de\\_2019\\_VF\\_con\\_cambios.pdf](https://www.anh.gov.co/documents/32452/Presentaci%C3%B3n_Modificaci%C3%B3n_resoluci%C3%B3n_77_de_2019_VF_con_cambios.pdf)

2

### **Metodología:**

La guía para llevar a cabo la Consolidación y 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.

3

### **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.

4

### **Casos de campos suspendidos:**

Se debe presentar Informe de Recursos y Reservas, indicando y explicando las razones de las suspensiones.

5

### **Casos de campos en evaluación o pruebas extensas:**

Los volúmenes de recursos contingentes deben estar proyectados. En caso de reportarse como reservas deben cumplir lo establecido en el Parágrafo 2 del Artículo 2 (Res 0895 de 2025) (manifestar por escrito la intención firme de DC el año calendario siguiente).

6

### **Fecha de corte:**

Tener en cuenta que los nombres de las compañías, contratos, campos, participaciones y demás atributos para el reporte, deben ser los vigentes a 31 de diciembre de 2025.

7

### **Tablas:**

Las tablas cargadas en FTP deben coincidir con las cargadas en SOLAR, en caso contrario se tomará el menor valor para el Balance General de la Nación (BGN).

¡Leer y seguir los instructivos para el diligenciamiento!

8

Se debe reportar el mejor estimado del POES y/o GOES.

El EUR se debe reportar a 3P.

9

### Recursos No Convencionales

Actualmente cursa Proyecto de Ley 053 de 2025 que busca Prohibir YNC y Técnica FHPH.  
¡Favor reportar!

10

Asegurar coherencia entre el informe del certificador y el informe del operador.

11

Mejorar el control de calidad al interior de la compañía, para asegurar la veracidad de la información, formatos solicitados de los reportes.

**Registre su pregunta**

Taller IRR 2025 (Preguntas)



\* QR habilitado durante el taller

# Lecciones aprendidas y oportunidades de mejora IRR 2024



## Información desactualizada



- Certificaciones de auditoría de años (vigencias) anteriores



EVALUATION OF THE INTERESTS OF

IN

IN

OF COLOMBIA

(Constant Prices and Costs)

Prepared For

By

Effective Date

December 31, 2019

## Reservas

- Se identificaron campos reportados como reservas PDP pese a llevar más de cinco años sin producción, y no tienen una justificación válida.
- Se evidencian casos en los que se reportan reservas, pero durante tres o más años no se observa avance verificable en la justificación para superar la contingencia, manteniendo exactamente el mismo texto de soporte año tras año.

PRMS 2018.

2.1.3.6.4 Cuando las Reservas permanecen sin desarrollarse más allá de un periodo de tiempo razonable o donde se han mantenido como No Desarrolladas debido a retrasos, las evaluaciones deberían revisarse críticamente para documentar las razones del retraso en el comienzo del desarrollo y justificar el mantener estas cantidades dentro de la clase de Reservas. Aunque existen circunstancias específicas donde se justifica un retraso mayor (ver Sección 2.1.2, Determinación de Comercialidad), generalmente se considera menos de 5 años a partir de la fecha de clasificación inicial, como un periodo de tiempo razonable para comenzar con el proyecto.

## POES/GOES

Se identifican campos con POES que, al contrastarse con la producción acumulada, implican factores de recobro inusualmente altos.

Petróleo Original En sitio (bariles)	Factor de Recobro Actual (%)	Recobro Último Estimado 3P EUR (bariles)	Producción acumulada a 31,dic (bariles)	Factor de recobro último esperado (%)
2415385,386	93%	2436387	2255400,77	101%

Se identifican campos en los que está mal diligenciada la tabla, o no se está diligenciando la pestaña de Inf\_Yac:

Campo	Profundidad promedio(pies)	Profundidad Límite de Contacto(pies)	Área Acres	Espesor Neto (Pies)	Porosidad %	Saturación Agua (%)	Presión Original (PSI)	Temp. Yac. (°F)	Grav. (API)	Grav. Del Gas	Gas en Solución (GOR)	Factor Vol. Formac. (Bo)
<i>Nota: No se deben repetir Yacimiento y Clasificación</i>												
<b>Yacimiento(s)</b>												
<b>Formación Geológica - Unidad Operacional:</b>												
Formación 1	Petroleo Volatil.	4050	4330	1600	42.0490023	0.12	9.47	2250	160	39	1.438	230
Formación 2	Petroleo Volatil.											
Formación 3	Petroleo Volatil.											
Formación 4	Petroleo Volatil.											
<b>INFORME RESERVAS REPORTADO</b>												
<b>2023</b>												
<b>Petróleo Original en sitio (Mbls)</b>												
353.7												
<b>Gas Original en sitio (Gpc)</b>												
N/A												

## Reservas

- Se identifican campos sin producción que, aun así, reportan volúmenes como reservas PDP. Dado que esta categoría exige producción a la fecha efectiva de la estimación, estos volúmenes deben recategorizarse como reservas PNP mientras el campo permanezca sin producción.

Descripción	Líquidos	Gas
	TOTAL	TOTAL
Total Reservas Probadas Produciendo (PDP)	11010	0
Total Reservas Probadas No produciendo (PNP)	0	0
Total Reservas Probadas No Desarrolladas (PND)	504124	0
Reservas Probadas (1P)	515134	0
Total de condensados Asociado a las Reservas Probadas	0	
Producción Acumulada a 31 de Diciembre	159177	0

### RESUMEN BALANCE @ Diciembre 31 de 2024

Ítem	Petróleo (Kbls) <sup>1</sup>	Gas (Mpc)	Condensados (Kbls)
Total Reservas Probadas @ Diciembre 31 de 2023 (a)	514		
Producción año 2024 (b)	0		
Balance @ Diciembre 31 de 2024 (c) = (a-b)	514		
Total Reservas Probadas Total @ Diciembre 31 de 2024 Reportada en Informe Auditor (d)	515		
Diferencia (d-c)	1		

## Reservas

- Se identifican reportes de reservas posibles independientes sin estar referidas a un proyecto comercial de reservas probadas y probables contiguo, por ejemplo un contrato adyacente aunque sea de otra compañía. De acuerdo con el PRMS 2018, en ausencia de esa asociación no se permite reportarlas como independientes y deben ajustarse en el reporte como recursos contingentes.

*“...Las Reservas Posibles independientes deben hacer referencia a un proyecto 2P comercial (por ejemplo, un contrato de arrendamiento adyacente al proyecto comercial que puede ser propiedad de una entidad separada), de lo contrario, no se permiten Reservas Posibles independiente.”*

Descripción	Líquidos	Gas
	TOTAL	TOTAL
Total Reservas Probadas Produciendo (PDP)	-	-
Total Reservas Probadas No produciendo (PNP)	-	-
Total Reservas Probadas No Desarrolladas (PND)	-	-
Reservas Probadas (1P)	-	-
Total de Líquidos de Gas Natural Asociado a las Reservas Probadas		
Producción Acumulada a 31 de Diciembre	631.691	-

Descripción	TOTAL	TOTAL
	TOTAL	TOTAL
Reservas Probables (PRB)	-	-
Líquidos de Gas Natural Asociados a Reservas Probables (PRB)	-	-
RECURSOS CONTINGENTES		
Post- Finalización Contratos C2	-	-
Otra contingencia C2 (precio, ambiental, social, entre otros)	-	-
Total Recursos contingentes C2	-	-

Descripción	TOTAL	TOTAL
	TOTAL	TOTAL
Reservas Posibles (PS)	326.846	-
Líquidos de Gas Natural Asociados a Reservas Posibles (PS)	-	-
RECURSOS CONTINGENTES		
Post- Finalización Contratos C3	241.779	-
Otra contingencia C3 (precio, ambiental, social, entre otros)	-	-
Total Recursos contingentes C3	241.779	-

## Reservas

Campos que presentan inconsistencias entre los volúmenes presentados por el Operador y el Certificador

Reserves Category	L&M Oil Reserves			Heavy Oil Reserves			Before Tax NPV @					
	100% Mbbl	Gross Mbbl	Net Mbbl	100% Mbbl	Gross Mbbl	Net Mbbl	0% MS	5% MS	10% MS	15% MS	20% MS	
Proved Developed Producing	859	859	744	-	-	-	33,371	29,955	27,201	24,945	23,067	
Proved Undeveloped	1,975	1,975	1,711	722	722	679	110,450	95,114	83,223	73,817	66,232	
<b>Total Proved</b>	<b>2,834</b>	<b>2,834</b>	<b>2,455</b>	<b>722</b>	<b>722</b>	<b>679</b>	<b>143,821</b>	<b>125,068</b>	<b>110,424</b>	<b>98,762</b>	<b>89,299</b>	
Probable	155	155	129	166	166	156	14,585	10,825	8,237	6,416	5,106	
<b>Total Proved + Probable</b>	<b>2,989</b>	<b>2,989</b>	<b>2,583</b>	<b>889</b>	<b>889</b>	<b>836</b>	<b>158,406</b>	<b>135,893</b>	<b>118,662</b>	<b>105,179</b>	<b>94,406</b>	

Descripción	Líquidos	Gas
	TOTAL	TOTAL
Total Reservas Probadas Produciendo (PDP)	859325	0
Total Reservas Probadas No produciendo (PNP)	0	0
Total Reservas Probadas No Desarrolladas (PND)	2697161	0
Reservas Probadas (1P)	3556486	0
Total de condensados Asociado a las Reservas Probadas	0	
Producción Acumulada a 31 de Diciembre	3784830	0
DISTRIBUCION DE LA PRODUCCION		
Consumo en la operación	0	0
Pérdidas por Quemado y otros		0
Regalías al Gobierno Colombiano al 100%	284519	0
Reservas Netas al 100%	3271967	0
Reservas Netas para la compañía que reporta	3271967	0
Volumen Derechos Económicos a la ANH- Por precios altos	0	0
Volumen de participación en la producción - ANH (Obtenido del X%)	0	0

# Inconsistencias en la discriminación de la diferencia del balance de reservas 1P.

Definiciones: Anexo 2 TERMINOS UTILIZADOS EN LAS TABLAS DE REPORTE DE RECURSOS CONTINGENTES Y RESERVAS Y TABLAS DE PROSPECTOS  
Resolución 0895 de 2025



- **Nuevas incorporaciones:** Nuevos descubrimientos o volúmenes adicionales que reportan reservas por primera vez.
- **Factores Económicos:** Ajustes o conciliación de Reservas Probadas, justificados por razones económicas tales como: Reevaluación por precios, mercado, costos de operación, contratos de venta, facilidades y plantas, infraestructura disponible, límite económico, cambios en el plazo contractual.
- **Reclasificaciones:** Cantidadas recuperables consideradas Recursos Contingentes en el año inmediatamente anterior, con una oportunidad actual suficiente de desarrollo comercial para reclasificar todas, o una porción, en Reservas Probadas. Así mismo, se reportarán negativamente las Reservas Probadas que por una o más contingencias son reclasificadas como Recursos Contingentes.
- **Revisiones Técnicas:** Ajustes en las Reservas Probadas, justificadas por razones técnicas que se derivan de revisiones y análisis al modelo estático y modelo dinámico del yacimiento. Así mismo se debe incluir los ajustes por optimización de sistemas de producción. Cuando con el análisis de datos de geociencia y de ingeniería, incluyendo los resultados de la perforación de nuevos pozos, porciones de las Reservas Posibles y Probables pueden recategorizarse como Reservas Probadas, se deben reportar dichos ajustes como revisiones técnicas.

# Inconsistencias en la discriminación de la diferencia del balance de reservas 1P.

## Reservas PT (+ 663 Kbls)

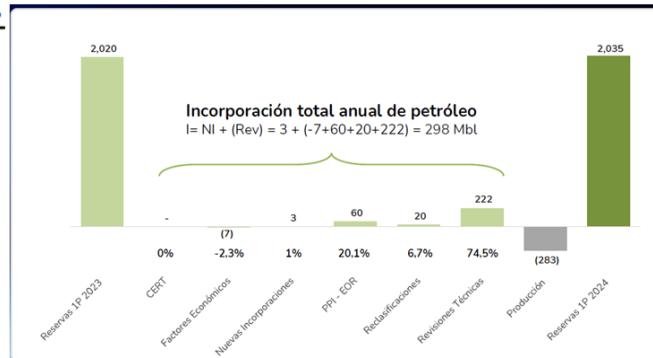
- Nuevas incorporaciones: +691 Reactivación del pozo **XXX** X
- Revisiones técnicas: -140 Kbls Ajuste de pronósticos por mayor irrupción de agua en los pozos. ✓
- Factores económicos: +112 Kbls.

Las variaciones para la vigencia 2024 corresponden principalmente a nuevas incorporaciones por 7.1 BCF del pozo **XXX** que se planea perforar en 2025. X

*La diferencia se da por la reclasificación de los recursos desde contingentes hacia reservas. Este es el primer año del campo XXX reportado como reservas para la compañía.* = **Nuevas Incorporaciones** ✓

+ 0.63 GPC por Nuevos Proyectos diferentes a recobro, asociados a la aprobación del proyecto Integrado X

1.1 DISCRIMINACION DE LA DIFERENCIA DEL BALANCE DE RESERVAS 1P	
Criterio	
Proyectos de producción Incremental (PPI)	
Proyectos EOR (no incluidos en PPI)	
CERT	
Reclasificaciones	
Nuevas incorporaciones	
Factores Económicos	
Revisiones Técnicas	
<b>Total</b>	
<b>Verificador Balance</b>	



# Errores Mapas (Anexo cartográfico) para Campos

## INSTRUCTIVO PARA LA PRESENTACIÓN E INCLUSIÓN DE LOS MAPAS EN EL CONTENIDO DEL INFORME DE RECURSOS Y RESERVAS IRR2024

De acuerdo con las especificaciones requeridas por la ANH para la entrega de información espacial, estipuladas en los diferentes actos administrativos, y específicamente con lo establecido en el Artículo 6 “Entregables de la información de recursos y reservas de Hidrocarburos”, en lo referente a la entrega de mapas en el servicio FTP, se solicitaba lo siguiente, y no se cumplía:

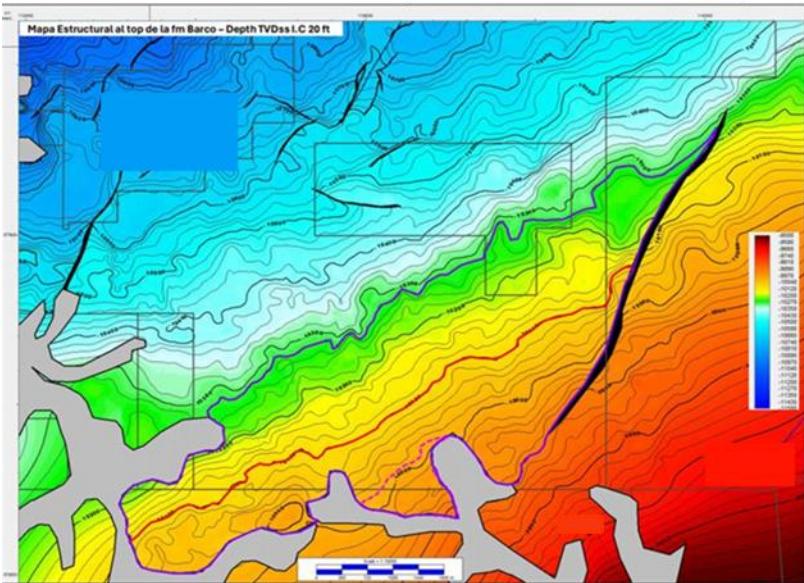
### 1. Mapa Político mostrando la ubicación del contrato y campo/s.

### 2. Mapa estructural por yacimiento 1P y si existen 2P y 3P.

### 3. Mapa de espesor neto impregnado con hidrocarburos 1P y si existen 2P y 3P.

- Imágenes Georreferenciadas. sistema de coordenadas **MAGNA-SIRGAS / Origen Central u Origen Nacional.**

- Contornos, fallas, ubicación de pozos actuales.
- Futuros pozos discriminados por categoría probada, probable y posible.



Sin identificación  
 Sin sistema de coordenadas  
 Sin leyendas  
 Sin ubicación de pozos  
 Sin la resolución mínima requerida  
 Sin geodatabase/shapefile

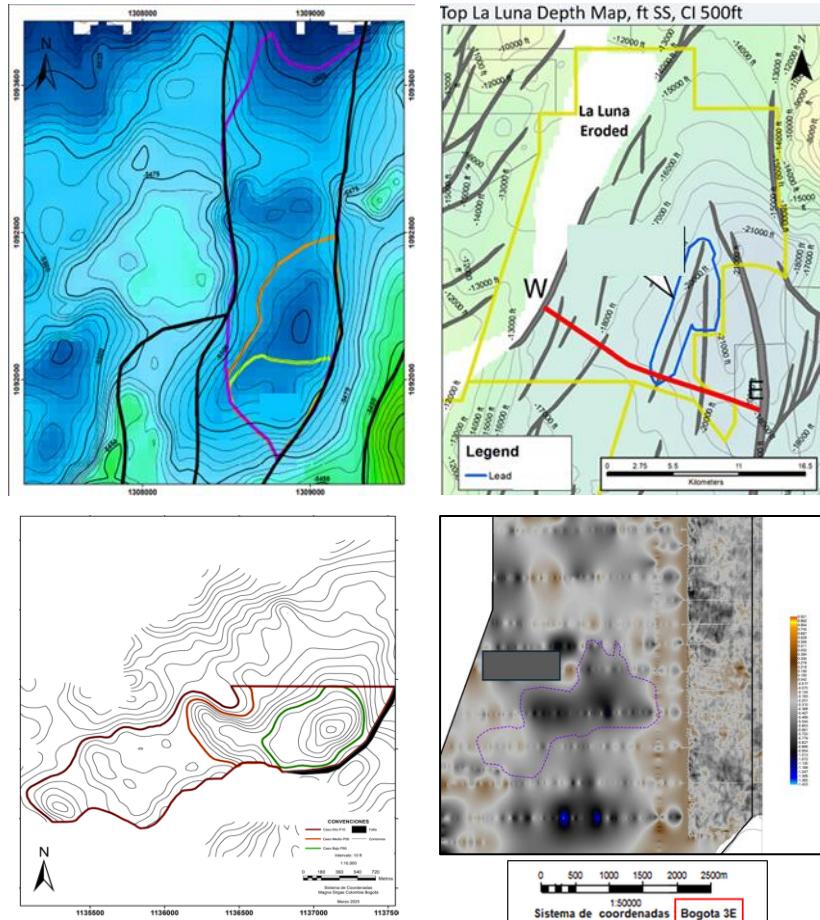
Información en formato editable Shapefile/Geodatabase = ITAS

## Errores Mapas (Anexo cartográfico) para Prospectos

- Recursos prospectivos asociados a Lead o Prospect. No presentan mapas.
- Presentación de Mapas como imágenes en formatos No editables .Shape mxd.....
- Mapas sin escenarios.
- Mapas estructurales que no respetan contornos ni cierres.
- Mapas sin escala ni profundidades en contornos.
- Mapas sin sistema de coordenadas. O sistemas incorrectos (Magna Sirgas Origen Central o Nacional).

### Tablas de Prospectos

- Inconsistencias entre Tablas y Reportes (informe del Operador y Resumen ejecutivo).



# Novedades del IRR 2025



# Carta de Presentación

- Solo una carta por operadora,
- La cual debe ser suscrita por el representante legal, relacionando el(las) área(s) de exploración y/o campo(s) por contrato y la información remitida, y debe radicarse a la ANH por los mecanismos correspondientes.
- El anexo 1 es la presentación de la Compañía Operadora (antes estaba incluido en el informe del Operador, generando redundancia de la información.



## CARTA DE PRESENTACIÓN

Ciudad y fecha

Doctor(a)

Vicepresidente(a) de Operaciones, Regalías y Participaciones  
AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS  
Avenida Calle 26 No. 59 - 65 p. 2  
Bogotá

Asunto: Presentación de los Informes de Recursos y Reservas (AÑO)  
(Compañía)

Respetado(a) Doctor(a),

En cumplimiento de lo establecido en el Acuerdo 11 de 2008 de la ANH, modificado parcialmente por el Acuerdo 003 de 2018, remito el Informe de Recursos y Reservas con corte 31 de diciembre de (AÑO) de las siguiente(s) área(s) de exploración y/o campo(s):

- 1.- (NOMBRE DEL CONTRATO)
    - 1.1. – (ÁREA DE EXPLORACIÓN XXXX) FTP y GR
    - 1.2. – (NOMBRE DEL CAMPO) FTP y GR
  - 2.- (NOMBRE DEL CONTRATO)
    - 2.1. – (ÁREA DE EXPLORACIÓN YYYY) FTP y GR
    - 2.2. – (NOMBRE DEL CAMPO) FTP y GR
- (...)

Certifico bajo la gravedad de juramento que conozco y doy fe de la veracidad de toda la información aquí presentada. El (Los) informe(s) han sido elaborados utilizando las mejores prácticas de la industria y ha(n) sido evaluado(s) según lo establecido en el PRMS y la Resolución 0895 de 2025.

Cordialmente,

(FIRMA ORIGINAL REPRESENTANTE LEGAL)  
(NOMBRE)  
(CEDULA)  
(CARGO)

Anexo 1: Presentación de la compañía operadora

# Certificación de Reservas

- El documento es creado para estandarizar la información mínima a ser entregada.
- Este documento debe ser presentado tanto para certificaciones externas como internas.
- Un documento por Compañía Operadora (campo por campo) o un documento para cada campo.
- Confirmar que se incluya los volúmenes de reservas gross y netos.

Se puede presentar una certificación de reservas por compañía y esta debe incluir como mínimo la siguiente información:

1. Introducción de la compañía certificadora.
2. Calificación de los profesionales a cargo de la certificación.
3. Nombre de la compañía a la que le realizan la certificación.
4. Fecha a la cual se está realizando la certificación.
5. Estándares de independencia y objetividad.
6. Naturaleza y propósito de la estimación.
7. Fuente de la información.
8. Sistema de clasificación (PRMS) y regulación bajo la cual fueron certificados los volúmenes.
9. Definiciones de términos seleccionados con la estimación y evaluación de reservas.
10. Nombre del contrato, campos y fecha de finalización del contrato.
11. Estado de permisos (ambientales, contractuales, actividades, etc.).
12. Confirmación de la aceptación o no de los socios a los planes de desarrollo del campo.
13. Tabla resumen de todos los campos certificados con su respectivo volumen de reservas Gross y Netas certificadas por tipo de producto. (se adjunta un ejemplo de la tabla)

Campo XX	Reservas de Petróleo (Bl)			Reservas de Gas (Kpo)			Líquidos de Gas Natural (Bl)		
	Total campo	Netas 100%	Netas compañías	Total campo	Netas 100%	Netas compañías	Total campo	Netas 100%	Netas compañías
PDP									
PNP									
PND									
Total									
Probadas									
Probables									
Posibles									

Campo XX	Volúmenes de Petróleo (Bl)			Volúmenes de Gas (Kpo)			Líquidos de Gas Natural (Bl)		
	Total campo	Netas 100%	Netas compañías	Total campo	Netas 100%	Netas compañías	Total campo	Netas 100%	Netas compañías
Quemas									
Consumos									

14. Estimación de reservas por campo de las actividades asociadas a cada tipo de reservas y detalle del tipo de metodología usada para dicha estimación.
15. Valoración de reservas (Precio de referencia, precio de gas, regalías, Opex, Capex, etc.).
16. Flujos de caja.
17. Lo demás que el certificador considere necesario.



# Resumen Ejecutivo

- Un documento por campo o área de exploración.
- Se realiza cambios en diferentes partes del documento. Deben verificarlo en forma detallada.
- Se incluyen definiciones a tener en cuenta al momento de diligenciar la información relacionada con los líquidos de gas natural.

Espacio para logos corporativos de la empresa que reporta

Hoja No. 1 de 6

## 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 un resumen ejecutivo independiente lo correspondiente al área de exploración).

Modificar los años en las tablas de acuerdo al año en que se está presentando el IRR.

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.

La información de reservas del año anterior debe coincidir con lo presentado a la ANH.

RESUMEN BALANCE @ Diciembre 31 de 20XX			
item	Petróleo Crudo (bl)	Gas (kpc)	Líquidos de Gas Natural (bl)
Total Reservas Probadas @ Diciembre 31 de 20XX (a)			
Producción año 20XX (b)			
Balance @ Diciembre 31 de 20XX (c) = (a-b)			
Total Reservas Probadas Total @ Diciembre 31 de 20XX (d)			
Diferencia (d-c)			

INFORME RECURSOS Y RESERVAS REPORTADO		PDP <sup>1</sup>	PNP <sup>2</sup>	PND <sup>3</sup>	PT <sup>4</sup>	PR <sup>5</sup>	PS <sup>6</sup>	Producción Acumulada	Producción Año
Petróleo Crudo (bl)	20XX								
	20XX								
Gas (kpc)	20XX								
	20XX								
Líquidos de Gas Natural (bl)	20XX								
	20XX								

# Resumen Ejecutivo

## Espacio para logos corporativos de la empresa que reporta

Hoja No. 2 de 6

**Condensado:** Es una mezcla de hidrocarburos (principalmente pentanos y más pesados) que existen en la fase gaseosa a temperatura y presión originales del yacimiento, pero al ser producidos, están en fase líquida a condiciones de presión y temperatura de la superficie. Estas cantidades se deben reportar en la columna de petróleo crudo.

**Líquidos de Gas Natural (Natural Gas Liquids, NGLs):** Son la mezcla de hidrocarburos livianos que existen en la fase gaseosa en el yacimiento y se recuperan como líquidos en las plantas de procesamiento de gas. El NGL difiere del condensado en dos aspectos principales: (1) El NGL es extraído y recuperado en las plantas de gas en vez de separadores de la concesión u otras instalaciones de producción y tratamiento de la concesión y (2) El NGL incluye hidrocarburos muy livianos (etano, propano o butanos) así como también pentanos que son los ingredientes principales del condensado. Estas cantidades se deben reportar en la columna de Líquidos de Gas Natural.

Explicación de las variaciones presentadas por categoría de reserva y fluido (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):

# Resumen Ejecutivo

- Se incluye aclaración de la información en tablas como las de POES, FR, Recursos Contingentes y Recursos Prospectivos.
- Usar cuantas líneas sean necesarias para desarrollar completamente cada uno de los Items. Las explicaciones son fundamentales para el análisis.

## 2. Explicación de las variaciones de petróleo/gas original en sitio.

Los volúmenes de POES/GOES deben corresponder al mejor estimado (P50) ~~se~~ sobre entiende que para cálculos determinísticos (estimado volumétrico) cada variable debe corresponder al mejor estimado.

INFORME RESERVAS REPORTADO	20XX	20XX
Petróleo Original en sitio (bl)		
Gas Original en sitio (kpc)		

La información del POES/GOES del año anterior debe coincidir con el IRR presentado a la ANH.

Explicación de las variaciones (no limitar el número de los renglones dispuestos para este efecto con el fin de evitar deficiencias en la información)

---

## 3. Factor de recobro (%)

El factor de recobro último esperado se debe reportar con ~~referencia al EUR3P~~

	Petróleo	Gas
FR actual del campo (%) @ 31-dic-20XX		
FR último esperado (%)	Recobro primario (%)	
	Recobro mejorado (%)	

Justificación del factor de recobro (no limitar el número de los renglones dispuestos para este efecto con el fin de evitar deficiencias en la información)

---

## 4. Explicación en las variaciones de Recursos Contingentes.

Los volúmenes a reportar son los Recursos Contingentes ~~Totales 3C~~

RECURSOS CONTINGENTES	20XX	20XX
Petróleo (bl)		
Gas (kpc)		

# Informe del Operador

- Un documento por campo o área de exploración.
- Verificar todo el documento antes de su diligenciamiento.
- No pegar tablas sin su correspondiente explicación.
- Se excluye la presentación de la compañía operadora en este documento (incluida únicamente en la carta de presentación).
- Recordar que un campo surge oficialmente en el momento que hay un descubrimiento y el pozo descubridor se clasifica como un B3.

Espacio para logos corporativos de la empresa que reporta

**INFORME DEL OPERADOR**

**NOMBRE DE LA COMPAÑÍA OPERADORA**

**EVALUACIÓN DE LAS RESERVAS  
DE PETRÓLEO Y GAS**

**NOMBRE DEL CAMPO O AREA DE EXPLORACIÓN**

**PREPARADA POR: (NOMBRE DE LA COMPAÑÍA)  
CERTIFICADA POR: (NOMBRE DE LA COMPAÑÍA CERTIFICADORA)**

**FECHA EFECTIVA: (DICIEMBRE 31, 20XX)**

**BAJO LAS DEFINICIONES Y LINEAMIENTOS DEL PRMS**

# Informe del Operador

- La información básica debe ser diligenciada tanto para recursos como para reservas

## Espacio para logos corporativos de la empresa que reporta

### 1. INFORMACIÓN BÁSICA

#### 1.1. Presentación de los detalles del contrato:

Nombre del contrato	
Nombre del campo o área de exploración	Nombre del campo o área de exploración al que pertenece este informe
Tipo de contrato	Asociación, E&P o E&E, Concesión, Propiedad Privada, Convenios de Explotación y Convenios E&E
Campos dentro del contrato	
Contrato con Áreas en exploración	Si/No
Estado del campo o área de exploración	Campo en: Explotación, Evaluación, Prueba Extensa, Prueba Inicial, inactivo. Área de exploración: ejecución o suspendido. (para contratos en Asociación indicar si el campo de este informe está en solo riesgo o en operación conjunta)
Fecha efectiva o inicio del contrato	
Fecha de terminación del contrato (contratos de asociación) o área de explotación (Contratos suscritos con la ANH)	
Socios	
% de participación de la operadora y cada socio	
% de regalías	
% de regalías curva base	
% de regalías incremental	
Derecho económico de producción ANH (X%)	
Demás información que consideren necesaria	

#### 1.2. Breve descripción del campo o área de exploración, su proceso de desarrollo histórico, y estado actual.

#### 1.3. Plano(s) o mapas mostrando la ubicación en superficie del área del contrato, los campos, prospectos, licencias ambientales y ubicación de Facilidades e infraestructura general. (Los mapas enunciados en este numeral deben presentarse como imagen en este informe y adicionalmente como anexo en archivos tipo según lo solicitado en el "Instructivo Presentación Mapas" que se encuentre vigente).

# Informe del Operador

- Actualización de la caracterización estática del campo a partir del IRR2025, si la información es coherente se puede hacer mención al ID de radicación del IRR2025 en los próximos IRR.
- Si se presentan cambios en el modelo estático, se debe actualizar el numeral 2 en próximos IRR.
- La caracterización estática y dinámica debe ser diligenciada cuando se reportan tanto reservas como recursos.

## 2. CARACTERIZACIÓN ESTÁTICA DEL CAMPO O ÁREA EXPLORATORIA.

Para el IRR2025 diligenciar este capítulo en su totalidad y a partir del mismo, mientras no se presenten cambios en el modelo estático, que afecten la estimación de volúmenes, se puede hacer referencia al radicado de la carta de presentación del IRR que contenga información completa y acorde a los estándares de la industria, siempre y cuando no se hayan recibido requerimientos del tema por parte de la ANH.

### 2.1. Geología

- 2.1.1. Breve descripción geológica regional.
- 2.1.2. Descripción detallada de la geología del campo o área exploratoria.
- 2.1.3. Descripción detallada del modelo estructural del campo o área exploratoria (prospects, leads y plays).
- 2.1.4. Descripción de la columna estratigráfica y sistema petrolífero regional y del campo o área exploratoria (con sus equivalencias) (adjuntar como imagen en este numeral la Columna estratigráfica y adicional como archivo anexo).
- 2.1.5. Descripción del modelo sedimentario.
- 2.1.6. Correlaciones estructurales y estratigráficas.
- 2.1.7. Descripción del análisis petrofísico.
- 2.1.8. Definición del uso de los registros/núcleos para determinar el CAPO o CAP presente del campo.
- 2.1.9. Definición del uso de los registros/núcleos para determinar el CPGO o CAGO o CPG o CAG presente del campo.

### 2.2. Geofísica (Aplica tanto para campo como para área exploratoria)

- 2.2.1. Área evaluada usando la geofísica.
- 2.2.2. Incluir perfiles sísmicos interpretados de rumbo y buzamiento.
- 2.2.3. Uso de la geofísica en combinación con la información de los pozos existentes del campo.
- 2.2.4. Descripción de la aplicación de la geofísica para la evaluación de las reservas existentes del campo y la conversión del mapa de tiempo a profundidad indicando el grado de certidumbre.

## 3. CARACTERIZACIÓN DINÁMICA DEL CAMPO

### 3.1. Datos históricos de producción del campo

- 3.1.1. Histórico de producción del campo, eventos y explicación del comportamiento del mismo (gráfico y tablas en Excel a nivel de campo por tipo de fluido, los cuales deben ser cargados como anexo en el servicio FTP).

### 3.2. Pruebas de presión realizadas durante el último año con su correspondiente interpretación (Gráficas y análisis).

# Informe del Operador

- Tener en cuenta que ciertos numerales a partir del IRR2025 solo se deben diligenciar si se presentan cambios, en caso contrario se puede solo hacer mención al ID del radicado del IRR2025.
- En caso del POES-GOES se debe reportar para todas las clasificaciones de recursos y reservas.

## Espacio para logos corporativos de la empresa que reporta

### 3. CARACTERIZACIÓN DINÁMICA DEL CAMPO

#### 3.1. Datos históricos de producción del campo

3.1.1. Histórico de producción del campo, eventos y explicación del comportamiento del mismo (gráfico y tablas en Excel a nivel de campo por tipo de fluido, los cuales deben ser cargados como anexo en el servicio FTP).

#### 3.2. Pruebas de presión realizadas durante el último año con su correspondiente interpretación (Gráficas y análisis).

#### 3.3. Registros PLT/ILT, Trazadores y Registros de temperatura con su correspondiente interpretación.

#### 3.4. Yacimientos y Propiedades de los fluidos.

3.4.1. Formaciones y unidades operacionales productoras del campo, propiedades de los fluidos (SAPI, viscosidad, GOR, salinidad del agua, Bo, etc).

3.4.2. Clasificación de los yacimientos de acuerdo con el estado de los fluidos, propiedades PVT, mecanismo de producción y a variaciones del volumen originalmente disponible a hidrocarburos.

3.4.3. Determinación y explicación de los mecanismos de producción predominantes en cada yacimiento.

### 4. CÁLCULO POES/GOES y FR

#### 4.1. Presentar los cálculos de POES o GOES con la explicación detallada de la estimación y sus resultados (En caso de usar métodos probabilísticos, se debe registrar y explicar las distribuciones de todos los parámetros usados para tales estimaciones).

Se debe reportar la estimación del POES/GOES para todas las clasificaciones de recursos (reservas, recursos contingentes y recursos prospectivos).

Para el IRR2025 diligenciar este numeral en su totalidad y a partir del mismo, mientras no se presenten cambios en el POES-GOES, se puede hacer referencia al radicado de la carta de presentación del IRR que contenga información completa y acorde a los estándares de la industria, siempre y cuando no se hayan recibido requerimientos del tema por parte de la ANH.

#### 4.2. Evaluación de los Factores de Recobro y su soporte técnico. (cálculo analítico, por desempeño de yacimiento, análogo, etc.)

Se debe reportar la estimación del FR para todas las clasificaciones de recursos (reservas, recursos contingentes y recursos prospectivos).

# Informe del Operador

- El formato detalla qué información debe ser entregada al reporta reservas y/o recursos contingentes y/o recursos prospectivos.

## Espacio para logos corporativos de la empresa que reporta 5. RESERVAS DEL CAMPO

1. Discusión para el campoyacimiento de las metodologías utilizadas para estimar las reservas (volumétrico, balance de materia, curvas de declinación, analogías, etc.), donde se debe tener en cuenta lo siguiente:
  - Reservas estimadas por volumetría: se deben incluir las tablas petrofísicas indicando los yacimientos analizados, topes o cimas y bases, espesor total de la arena, espesor de la arena neta, porosidad y saturación para cada yacimiento considerado.
  - Reservas estimadas por métodos probabilísticos: se deben registrar y explicar las distribuciones de todos los parámetros del modelo, mostrando los valores de P10, P50, y P90.
  - Reservas estimadas por balance de materiales: para los yacimientos de gas se debe incluir el gráfico de P/Z vs acumulada y para los yacimientos de petróleo se debe incluir el gráfico de balance de materiales.
  - Reservas estimadas por curvas de declinación: las curvas deben representar la producción en función del tiempo en una gráfica logarítmica o Semilogarítmica acorde con el tipo de declinación que más se ajuste a la historia de producción del campo incluyendo la tasa de declinación calculada.
2. Descripción completa del plan de desarrollo (incluir cronograma de actividades), relacionado con las cantidades y categorización de las Reservas, que incluya: los proyectos desarrollados, en ejecución y planeados del yacimiento/campo y la discriminación de los volúmenes asociados.
3. Mapas (Los mapas enunciados en este numeral deben presentarse como imagen en este informe y adicionalmente como anexo en archivos tipo según lo solicitado en el "Instructivo Presentación Mapas" que se encuentre vigente).
  - 3.1. Mapas estructurales en profundidad – 1P, y si existen, 2P y 3P, al tope de cada una de las formaciones productoras, indicando los contactos de fluidos que correspondan (CAP, CAG, LKO, LKG, etc), ubicación de los pozos en fondo y superficie, discriminando los pozos futuros por categoría probada, probable y posible.
  - 3.2. Mapas ~~isopisos~~ o ~~isopácos~~ de espesor neto impregnado con hidrocarburo – 1P y si existen, 2P y 3P. Se deben localizar los pozos futuros discriminados por su categoría probada, probable y posible.
4. Gráficos (Los archivos deben ser cargados en el servicio FTP).
  - 4.1. Gráfico a nivel de campo de producción histórica más los siguientes pronósticos de reservas.
    - 4.1.1. Pronóstico de las reservas probadas en producción (PDP)

## Espacio para logos corporativos de la empresa que reporta

- 5.4.1.2. Pronóstico de las reservas probadas totales (PT) compuesto por el resumen de las PDP más las probadas no produciendo (PNP), más las probadas no desarrolladas (PN).
  - 5.4.1.3. Pronóstico de las reservas probadas más probables (2P).
  - 5.4.1.4. Pronóstico de las reservas probadas más las probables y posibles (3P).
- El gráfico debe ser tipo ~~Semi-log~~, de Producción vs. Tiempo y las proyecciones deben presentarse hasta la vida económica del campo.
6. RECURSOS CONTINGENTES DEL CAMPO
    - 6.1. Discusión para el campoyacimiento de las metodologías utilizadas para estimar los recursos contingentes (tener en cuenta lo establecido en el numeral 5.1 de este informe según aplique).
    - 6.2. Explicación de los proyectos asociados a la categoría de recursos contingentes (C1, C2, C3).
    - 6.3. Explicación detallada sobre los tipos de contingencias reportadas (técnica, asuntos legales y/o contractuales, ambiental y/o social y económica) incluyendo la oportunidad de comercialidad y la madurez de los proyectos (según lo establecido en el PRMS).
    - 6.4. Alternativas o propuestas para superar las contingencias presentadas en el numeral anterior.
    - 6.5. Pronóstico de producción de los recursos contingentes (1C, 2C y 3C).
    - 6.6. Para campos en evaluación o pruebas extensas se deben presentar mapas estructurales en profundidad al tope de cada una de las formaciones productoras (1C y si existen, 2C y 3C), indicando los contactos de fluidos que correspondan (CAP, CAG, LKO, LKG, etc) y ubicación de los pozos en fondo y superficie.

(Los mapas enunciados en este numeral deben presentarse como imagen en este informe y adicionalmente como anexo en archivos tipo según lo solicitado en el "Instructivo Presentación Mapas" que se encuentre vigente.)
  7. RECURSOS PROSPECTIVOS
    - 7.1. En consideración a que los recursos prospectivos generalmente se estiman por métodos probabilísticos, se deben incluir las distribuciones de todos los parámetros que se utilizaron en el modelo probabilístico para calcular los recursos prospectivos, mostrando los valores de P10, P50, P90, la media y sus soportes técnicos.
    - 7.2. Explicación detallada sobre el cálculo del riesgo geológico, oportunidad de comercialidad y el año estimado de perforación del prospecto(s).
    - 7.3. Mapas estructurales de espesores, ~~isopisos~~, ~~isopácos~~ o atributos sísmicos de los diferentes prospecto(s), lead(s) y play(s) mostrando los límites del caso bajo, mejor caso, y el caso alto que se utilizaron para estimar probabilísticamente los recursos prospectivos (Los mapas

# Informe del Operador

- Para el análisis económico no se pide incluir la tabla de capex y opex, lo que se solicita son las explicaciones y soportes tal y como se indica en el documento.
- Leer cuidadosamente el documento.

## 9. ANÁLISIS ECÓNÓMICO

Los costos utilizados deberán estar justificados e indicar como se derivaron (valores históricos o analogías a campos cercanos).

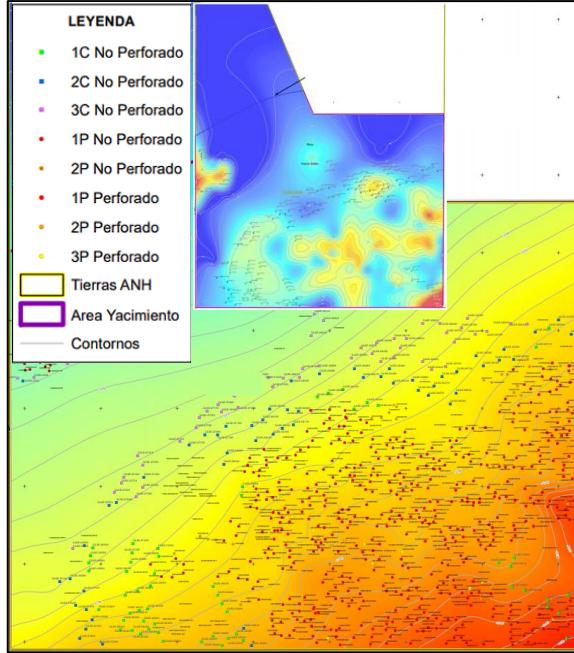
- 9.1. Breve descripción del modelo económico y los parámetros que afectan al campo. (que incluya como mínimo detalle hasta donde se proyecta el flujo de caja y que tipo de reservas están asociados a los flujos de caja).
  - 9.1.1. Curva básica de producción en caso de que exista una negociada.
  - 9.1.2. Descripción de los precios de venta de petróleo, líquidos de gas natural y gas del campo que incluya el detalle de la afectación por los costos de transporte y ajustes de calidad para petróleo y para el Gas Natural breve explicación de los contratos de venta y vigencia de estos.
- 9.2. Descripción de los costos operacionales fijos y variables del campo. Definición breve del tipo de costos que se están considerando en los valores registrados en la hoja OPEX de la tabla IRR. **(NO PEGAR LA TABLA)**. En forma general, explicar qué incluye la compañía en los COSTOS FIJOS (~~kUS\$~~/año); COSTOS VARIABLES y COSTOS POR BARRIL DE CRUDO PRODUCIDO (disposición de agua, tratamiento, diluyente (~~US\$~~/bbl)).
- 9.3. Descripción de los costos de inversión asociados a las actividades del Plan de Desarrollo del campo (reportados en numeral 5.2 de este informe) y de los costos de abandono diligenciados en la hoja Capex de la tabla IRR. **(NO PEGAR LA TABLA)**.

# Mapas

De acuerdo con las especificaciones requeridas por la ANH para la entrega de información espacial, estipuladas en los diferentes actos administrativos, y específicamente con lo establecido en la Resolución 0895 de 2025 en su Artículo 6 "Entregables de la información de recursos y reservas de Hidrocarburos", en lo referente a la entrega de mapas en el servicio FTP, se solicita lo siguiente:

- 1. Mapa Político mostrando la ubicación del contrato y campo/s.**
- 2. Mapa estructural por yacimiento 1P y si existen 2P y 3P.**
- 3. Mapa de espesor neto impregnado con hidrocarburos 1P y si existen 2P y 3P.**

- Imágenes Georreferenciadas. sistema de coordenadas **MAGNA-SIRGAS / Origen Central u Origen Nacional.**
- Contornos, fallas, ubicación de pozos actuales.
- Futuros pozos discriminados por categoría probada, probable y posible.



Nota: Cada compañía podrá entregar las salidas gráficas en la plantilla de su preferencia, siempre y cuando contenga los elementos mínimos aquí descritos:

- Las convenciones propias del tema del mapa
- Las convenciones de la información base y general del mapa
- Frame (re cuadro) con el mapa de localización del área de interés dentro del contrato y país.
- Grilla con valores de coordenadas planas asociadas al datum Magna Sirgas, origen central u Origen Nacional.
- Datum y sistema de coordenadas del mapa
- Título del mapa completo
- Escala absoluta y escala gráfica
- Fecha elaboración del mapa
- Compañía Operadora

# Tabla de Reporte de Recursos y reservas

## Tabla IRR

- Actualización y ajuste de nombres en las diferentes hojas de la tabla IRR

<b>LÍQUIDOS DE GAS NATURAL (BLS)</b>				
<b>Descripción - Líquidos de Gas Natural</b>		<b>Clase de Reserva (Bls)</b>	<b>2026</b>	<b>2027</b>
Líquidos de Gas Natural asociados a las Reservas Probadas Produciendo		PDP	-	-
Líquidos de Gas Natural asociados a las Reservas Probadas No produciendo		PNP	-	-
Líquidos de Gas Natural asociados a las Reservas Probadas No Desarrolladas		PND	-	-
<b>TOTAL LÍQUIDOS DE GAS NATURAL ASOCIADO A LAS RESERVAS PROBADAS (1P)</b>			-	-



## Tabla IRR Hoja Capex

Abandono (Taponamiento y abandono de pozos, Desmantelamiento civil y remediación)	KU\$						
PDP	KU\$						
PNP	KU\$						
PND	KU\$						
1P	KU\$	-	-	-	-	-	-
Probables	KU\$						
Posibles	KU\$						
Total Abandono	KU\$	-	-	-	-	-	-
<b>TOTAL INVERSION</b>	<b>KU\$</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>

- Unificación del taponamiento, abandono, desmantelamiento civil y remediación, en un solo término: Abandono
- Solicitud de nueva información relacionada con los costos de abandono en las diferentes categorías de reservas con el fin de alimentar las tablas de flujo de caja.

# Tabla IRR-Flujo de caja

A	B	C	D	E	F	G	H	I						
1	Compañía:	0												
2	Contrato	0												
3	Campo	0												
4	Fecha de corte	12/31/2025												
5	Escenario	PDP												
6	Límite Económico													
7														
8														
9														
10														
11														
12														
13														
14														
15														
16														
17														
18														
19														
20														
21														
22														
23														
24														
25														
26														
	Probables	Posibles	Inf. Yac	Opex	Capex	Balance y Justificación	Resumen IRR	FC PDP	FC PNP	FC PND	FC 1P	FC 2P	FC 3P	+



- Inclusión del Flujo de caja en la tabla IRR
- La mayor parte de información se completa de forma automática.
- Solo debe completar las celdas que se encuentran en blanco.

# Tablas de recursos prospectivos



# Definición de Recursos Prospectivos

Aquellas cantidades de petróleo que se estima, en una fecha determinada, como potencialmente recuperable de acumulaciones no descubiertas mediante la aplicación de desarrollo futuro proyectos.

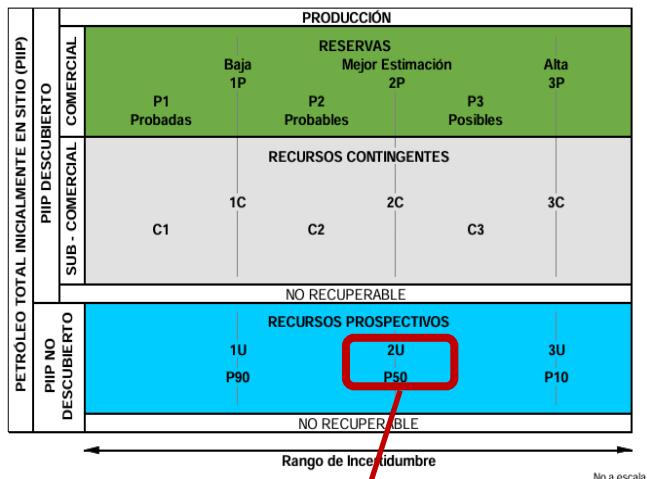


Figura 1.1 — Marco de clasificación de recursos

Valor a Reportar probabilístico de mayor Certeza (mediana)

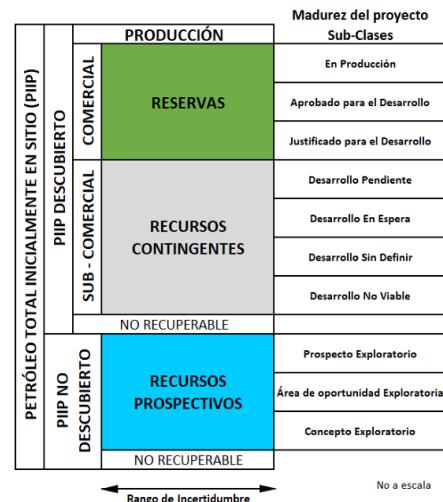


Figura 2.1— Sub-clases basadas en la madurez del proyecto.

**Prospecto:** Un proyecto asociado a una acumulación potencial que está suficientemente bien definido para representar un objetivo de perforación viable.

**Lead:** Un proyecto asociado a una acumulación potencial que es actualmente mal definido y requiere más adquisición de datos y/o evaluación para ser clasificado como prospecto.

**Play:** Un proyecto asociado a una tendencia prospectiva, pero que requiere más adquisición y/o evaluación de datos para definir Leads o prospectos

Chance Descubrimiento

Chance Desarrollo

# Definición de Recursos Prospectivos

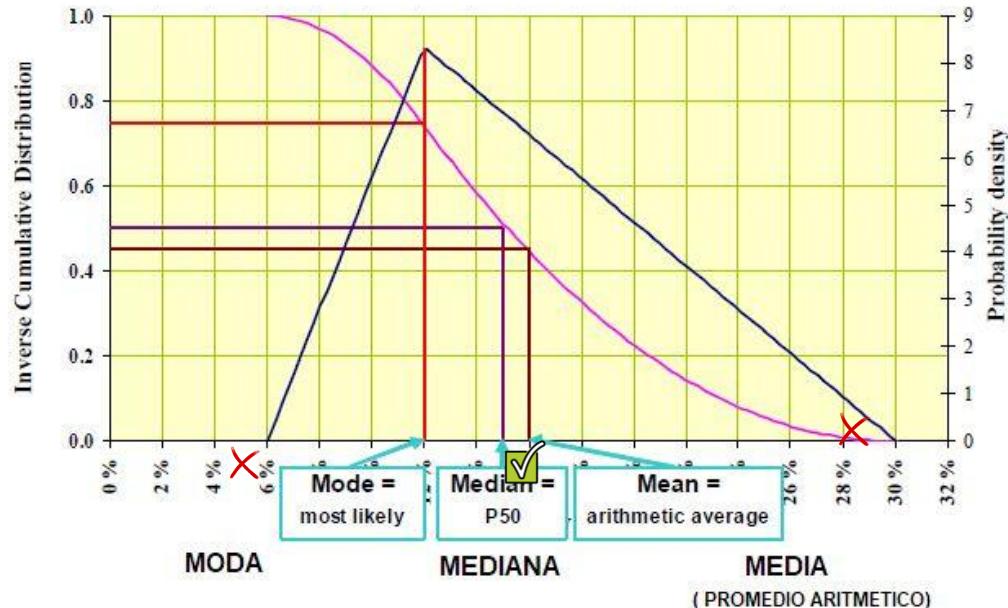
Recordemos que las distribuciones de recursos son de tipo lognormal. Motivado por la multiplicación de datos con diferentes tipos de distribuciones probabilísticas. (Triangulares, Normales, Lognormales, trapezoidales)

La mediana es el valor (valor medio) que separa la mitad superior de la mitad inferior de una muestra de datos, una población o una distribución de probabilidad; por lo tanto, la probabilidad de que el resultado sea mayor es igual a la probabilidad de que sea menor.

El beneficio de usar la mediana en comparación con la media (promedio) es que no está sesgada por una pequeña proporción de valores extremadamente grandes o pequeños y, por lo tanto, proporciona una mejor representación de un valor típico; la media suele usarse mejor para los recursos.

**PORQUE EL P50 ?**

**Mean, Median, Mode**



# Tabla de Recursos Prospectivos

PRMS 2018 numeral 2.1.3.5.9

RECURSOS PROSPECTIVOS						
1	Compañía:					
2	Contrato:					
3	Nombre Prospecto:					
4	Nombre Formación 1:					
5	Fecha de corte:	31/12/2025				
PROSPECTO DE PETROLEO						
TIPO DE RECURSO PROSPECTIVO	Min. (P90)	Más Probable (P50)	Máx. (P10)	Media	Dev. Estándar	Rango Distribución Número - Número
10 Área (acres)	0	0	0	0	0	
11 Espesor Neto (pies)	0	0	0	0	0	
12 Relación Espesor Neto/Bruto (fracción)	0	0	0	0	0	
13 Porosidad (fracción)	0	0	0	0	0	
14 Saturación de Petróleo (fracción)	0	0	0	0	0	
15 Factor de Volumen de Petróleo	0	0	0	0	0	
16 POES (Millones Barriles)	0	0	0	0	0	
17 Factor de Recuperación (fracción)	0	0	0	0	0	
18 Recursos Prospectivos (Millones de Barriles)	0	0	0	0	0	
19	Trampa	Migración	Yacimiento	Fuente	Total	
Chance de Descubrimiento Geológico (Fracción)	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	<<< Si POES (P50) es mayor que 0, las celdas resaltadas deben ser mayor a 0 y menor o igual a 1.
21	Programa Inversión Exploración	Aspectos Socio Ambientales	Desarrollo y Explotación	Valoración Portafolio	Total	
Chance de Desarrollo (Fracción)	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	<<< Si POES (P50) es mayor que 0, las celdas resaltadas deben ser mayor a 0 y menor o igual a 1.
23 Chance de Comercialidad (Fracción)					0.00	<<< Producto de celda F20 y F22

!!!De acuerdo con la selección realizada se resaltarán las celdas que mínimo deben ser diligenciadas  
 - LEER EL INSTRUCTIVO DE LA PRIMERA HOJA PREVIAMENTE!!!.

# Tabla de Recursos Prospectivos

PRMS 2018 numeral 2.1.3.5.9

RECURSOS PROSPECTIVOS						
2 Compañía:	<b>Diligenciar como mínimo las celdas resaltadas en colores de acuerdo al tipo de recurso prospectivo</b>				<b>No olvide el año de perforación, y recuerde incluirlo en el Resumen Ejecutivo</b>	
3 Contrato:						
4 Nombre Prospecto:						
5 Nombre Formación 1:						
6 Fecha de corte:	31/12/2025					
PROSPECTO DE PETROLEO						
8 TIPO DE RECURSO PROSPECTIVO	Prospecto Exploratorio (Pr. Est)	<--> Seleccionar valor de la lista desplegable Diligenciar como mínimo las celdas resaltadas en color de acuerdo a su tipo **		Año perforación:		<--> Año debe ser diligenciado
9 ERROR: Las celdas resaltadas en azul son obligatorias. Deben ser valores mayores a 0.	Min. (P90)	Más Probable (P50)	Máx. (P10)	Media	Dev. Estándar	Rango Distribución Número - Número
10 Área (acres)	0	0	0	0	0	
11 Espesor Neto (pies)	0	0	0	0	0	
12 Relación Espesor Neto/Bruto (fracción)	0	0	0	0	0	
13 Porosidad (fracción)	0	0	0	0	0	
14 Saturación de Petróleo (fracción)	0	0	0	0	0	
15 Factor de Volumen de Petróleo	0	0	0	0	0	
16 POES (Millones Barriles)	0	0	0	0	0	
17 Factor de Recuperación (fracción)	0	0	0	0	0	
18 Recursos Prospectivos (Millones de Barriles)	0	0	0	0	0	
19	Trampa	Migración	Yacimiento	Fuente	Total	
20 Chance de Descubrimiento Geológico (Fracción)	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	<--> Si POES (P50) es mayor que 0, las celdas resaltadas deben ser mayor a 0 y menor o igual a 1.
21	Programa Inversión Exploración	Aspectos Socio Ambientales	Desarrollo y Explotación	Valoración Portafolio	Total	
22 Chance de Desarrollo (Fracción)	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	<--> Si POES (P50) es mayor que 0, las celdas resaltadas deben ser mayor a 0 y menor o igual a 1.
23 Chance de Comercialidad (Fracción)					0.00	<--> Producto de celda F20 y F22

# Tabla de Recursos Prospectivos

PRMS 2018 numeral 2.1.3.5.9

RECURSOS PROSPECTIVOS						
1	Compañía:	Diligenciar como mínimo las celdas resaltadas en colores de acuerdo al tipo de recurso prospectivo			El año de perforación, es opcional, recuerde incluirlo en el Resumen Ejecutivo si lo tiene definido	
2	Contrato:					
3	Nombre Prospecto:					
4	Nombre Formación 1:					
5	Fecha de corte:	31/12/2025				
6						
7	PROSPECTO DE PETROLEO					
8	TIPO DE RECURSO PROSPECTIVO	Area de Oportunidad Exploratoria (Lead)	<<< Seleccionar valor de la lista desplegable Diligenciar como mínimo las celdas resaltadas en color de acuerdo a su tipo **		Año perforación:	
9	ERROR: Las celdas resaltadas en amarillo son obligatorias. Deben ser valores mayores a 0.	Min. (P90)	Más Probable (P50)	Máx. (P10)	Media	Dev. Estándar
10	Área (acres)	0	0	0	0	0
11	Espesor Neto (pies)	0	0	0	0	0
12	Relación Espesor Neto/Bruto (fracción)	0	0	0	0	0
13	Porosidad (fracción)	0	0	0	0	0
14	Saturación de Petróleo (fracción)	0	0	0	0	0
15	Factor de Volumen de Petróleo	0	0	0	0	0
16	POES (Millones Barriles)	0	0	0	0	0
17	Factor de Recuperación (fracción)	0	0	0	0	0
18	Recursos Prospectivos (Millones de Barriles)	0	0	0	0	0
19		Trampa	Migración	Yacimiento	Fuente	Total
20	Chance de Descubrimiento Geológico (Fracción)	0.00	0.00	0.00	0.00	<<< SI POES (P50) es mayor que 0, las celdas resaltadas deben ser mayor a 0 y menor o igual a 1
21		Programa Inversión Exploración	Aspectos Socio Ambientales	Desarrollo y Explotación	Valoración Portafolio	Total
22	Chance de Desarrollo (Fracción)	0.00	0.00	0.00	0.00	<<< SI POES (P50) es mayor que 0, las celdas resaltadas deben ser mayor a 0 y menor o igual a 1.
23	Chance de Comercialidad (Fracción)				0.00	<<< Producto de celda F20 y F22

!!!Si el lead ya posee un cálculo probabilístico, llene todo completo!!!

# Tabla de Recursos Prospectivos

PRMS 2018 numeral 2.1.3.5.9

RECURSOS PROSPECTIVOS						
2 Compañía:		Los datos mínimos que deseé incluir son opcionales use cualquiera de los percentiles, de preferencia el mas probable. No es necesario año de perforación, si tiene un valor de POES / GOES incluya los chances que considere, si tiene un acercamiento de chance de desarrollo también inclúyalo.				
3 Contrato:						
4 Nombre Prospecto:						
5 Nombre Formación 1:						
6 Fecha de corte:	31/12/2025					
PROSPECTO DE PETROLEO						
8 TIPO DE RECURSO PROSPECTIVO	Concepto Exploratorio (Play)	<small>Seleccionar valor de la lista desplegable Diligenciar como mínimo las celdas resaltadas en color de acuerdo a su tipo **</small>		Año perforación:		
9		Min. (P90)	Más Probable (P50)	Máx. (P10)	Media	Dev. Estándar
10 Área (acres)		0	0	0	0	0
11 Espesor Neto (pies)		0	0	0	0	0
12 Relación Espesor Neto/Bruto (fracción)		0	0	0	0	0
13 Porosidad (fracción)		0	0	0	0	0
14 Saturación de Petróleo (fracción)		0	0	0	0	0
15 Factor de Volumen de Petróleo		0	0	0	0	0
16 POES (Millones Barriles)		0	0	0	0	0
17 Factor de Recuperación (fracción)		0	0	0	0	0
18 Recursos Prospectivos (Millones de Barriles)		0	0	0	0	0
19	Trampa	Migración	Yacimiento	Fuente	Total	
20 Chance de Descubrimiento Geológico (Fracción)	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	<small>SI POES (P50) es mayor que 0, las celdas resaltadas deben ser mayor a 0 y menor o igual a 1.</small>
21	Programa Inversión Exploración	Aspectos Socio Ambientales	Desarrollo y Explotación	Valoración Portafolio	Total	
22 Chance de Desarrollo (Fracción)	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	<small>Si POES (P50) es mayor que 0, las celdas resaltadas deben ser mayor a 0 y menor o igual a 1.</small>
23 Chance de Comercialidad (Fracción)					0.00	<small>Producto de celda F20 y F22</small>

!!!Si el Play ya posee un cálculo probabilístico, llene todo completo!!!

# Tabla de Recursos Prospectivos

PRMS 2018 numeral 2.1.3.5.9

RECURSOS PROSPECTIVOS						
1	Compañía:					
2	Contrato:					
3	Nombre Prospecto:					
4	Nombre Formación 1:					
5	Fecha de corte:	31/12/2025				
PROSPECTO DE PETROLEO						
8	TIPO DE RECURSO PROSPECTIVO	Min. (P90)	Más Probable (P50)	Máx. (P10)	Media	Año perforación:
9						Rango Distribución Número - Número
10	Área (acres)	0	0	0	0	
11	Espesor Neto (pies)	0	0	0	0	
12	Relación Espesor Neto/Bruto (fracción)	0	0	0	0	
13	Porosidad (fracción)	0	0	0	0	
14	Saturación de Petróleo (fracción)	0	0	0	0	
15	Factor de Volumen de Petróleo	0	0	0	0	
16	POES (Millones Barriles)	0	0	0	0	
17	Factor de Recuperación (fracción)	0	0	0	0	
18	Recursos Prospectivos (Millones de Barriles)	0	0	0	0	
19	Trampa	Migración	Yacimiento	Fuente	Total	
20	Chance de Descubrimiento Geológico (Fracción)	0.00	0.00	0.00	0.00	<<< Si POES (P50) es mayor que 0, las celdas resaltadas deben ser mayor a 0 y menor o igual a 1.
21	Programa Inversión Exploración	Aspectos Socio Ambientales	Desarrollo y Explotación	Valoración Portafolio	Total	
22	Chance de Desarrollo (Fracción)	0.00	0.00	0.00	0.00	<<< Si POES (P50) es mayor que 0, las celdas resaltadas deben ser mayor a 0 y menor o igual a 1.
23	Chance de Comercialidad (Fracción)				0.00	<<< Producto de celda F20 y F22

Diligenciar rango de la distribución (P0 – P100) Acepta números positivos

# Tabla de Recursos Prospectivos

PRMS 2018 numeral 2.1.3.5.9

RECURSOS PROSPECTIVOS								
2	Compañía:							
3	Contrato:							
4	Nombre Prospecto:							
5	Nombre Formación 1:							
6	Fecha de corte:	31/12/2025						
PROSPECTO DE PETROLEO								
8	TIPO DE RECURSO PROSPECTIVO	Min. (P90)	Más Probable (P50)	Máx. (P10)	Media	Dev. Estándar	Rango Distribución Número - Número	Tipo de Distribución
9								
10	Área (acres)	0	0	0	0	0		
11	Espesor Neto (pies)	0	0	0	0	0		
12	Relación Espesor Neto/Bruto (fracción)	0	0	0	0	0		
13	Porosidad (fracción)	0	0	0	0	0		
14	Saturación de Petróleo (fracción)	0	0	0	0	0		
15	Factor de Volumen de Petróleo	0	0	0	0	0		
16	POES (Millones Barriles)	0	0	0	0	0		
17	Factor de Recuperación (fracción)	0	0	0	0	0		
18	Recursos Prospectivos (Millones de Barriles)	0	0	0	0	0		
19		Trampa	Migración	Yacimiento	Fuente	Total		
20	Chance de Descubrimiento Geológico (Fracción)	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	===== Si POES (P50) es mayor que 0, las celdas resaltadas deben ser mayor a 0 y menor o igual a 1.	
21		Programa Inversión Exploración	Aspectos Socio Ambientales	Desarrollo y Explotación	Valoración Portafolio	Total		
22	Chance de Desarrollo (Fracción)	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	===== Si POES (P50) es mayor que 0, las celdas resaltadas deben ser mayor a 0 y menor o igual a 1.	
23	Chance de Comercialidad (Fracción)					0.00	===== Producto de celda F20 y F22	



Tener en cuenta las instrucciones para el diligenciamiento en la primera hoja del archivo en excel

# Tabla de Recursos Prospectivos

PRMS 2018 numeral 2.1.3.5.9

RECURSOS PROSPECTIVOS						
2 Compañía:						
3 Contrato:						
4 Nombre Prospecto:						
5 Nombre Formación 1:						
6 Fecha de corte:	31/12/2025					
PROSPECTO DE PETROLEO						
TIPO DE RECURSO PROSPECTIVO		<small>&lt;&lt;-- Seleccionar valor de la lista desplegable ** Diligenciar como mínimo las celdas resaltadas en color de acuerdo a su tipo **</small>	Año perforación:			
	Min. (P90)	Más Probable (P50)	Máx. (P10)	Media	Dev. Estándar	Rango Distribución Número - Número
Área (acres)	0	0	0	0	0	
Espesor Neto (pies)	0	0	0	0	0	
Relación Espesor Neto/Bruto (fracción)	0	0	0	0	0	
Porosidad (fracción)	0	0	0	0	0	
Saturación de Petróleo (fracción)	0	0	0	0	0	
Factor de Volumen de Petróleo	0	0	0	0	0	
POES (Millones Barriles)	0	0	0	0	0	
Factor de Recuperación (fracción)	0	0	0	0	0	
Recursos Prospectivos (Millones de Barriles)	0	0	0	0	0	
	Trampa	Migración	Yacimiento	Fuente	Total	
Chance de Descubrimiento Geológico (Fracción)	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	<small>&lt;&lt;-- Si POES (P50) es mayor que 0, las celdas resaltadas deben ser mayor a 0 y menor o igual a 1.</small>
	Programa Inversión Exploración	Aspectos Socio Ambientales	Desarrollo y Explotación	Valoración Portafolio	Total	
Chance de Desarrollo (Fracción)	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	<small>&lt;&lt;-- Si POES (P50) es mayor que 0, las celdas resaltadas deben ser mayor a 0 y menor o igual a 1.</small>
Chance de Comercialidad (Fracción)					0.00	<small>&lt;&lt;-- Producto de celda F20 y F22</small>

**Diligenciar los chances aplicables en fracción**

**¡Recordar que los valores deben ser mayor que 0 y menor que 1!**

- Programa de inversión en exploración
- Aspectos Socio Ambientales
- Desarrollo Y Explotación
- Valoración De Portafolio

# Tabla de Recursos Prospectivos

PRMS 2018 numeral 2.1.3.5.9

RECURSOS PROSPECTIVOS						
1	2 Compañía:					
3	Contrato:					
4	Nombre Prospecto:					
5	Nombre Formación 1:					
6	Fecha de corte:	31/12/2025				
7	PROSPECTO DE PETROLEO					
8	TIPO DE RECURSO PROSPECTIVO			<<-- Seleccionar valor de la lista desplegable ** Diligenciar como mínimo las celdas resaltadas en color de acuerdo a su tipo **		Año perforación:
9		Min. (P90)	Más Probable (P50)	Máx. (P10)	Media	Dev. Estándar
10	Área (acres)	Reportar en el resumen ejecutivo el	0	0	0	0
11	Espesor Neto (p)	valor de P50	0	0	0	0
12	Relación Espesor		0	0	0	0
13	Porosidad (fracción)		0	0	0	0
14	Saturación de Petróleo (fracción)	0	0	0	0	0
15	Factor de Volumen de Petróleo	0	0	0	0	0
16	POES (Millones Barriles)	0	0	0	0	0
17	Factor de Recuperación (fracción)	0	0	0	0	0
18	Recursos Prospectivos (Millones de Barriles)	0	0	0	0	0
19	Trampa	Migración	Yacimiento	Fuente	Total	
20	Chance de Descubrimiento Geológico (Fracción)	0.00	0.00	0.00	0.00	<<-- Si POES (P50) es mayor que 0, las celdas resaltadas deben ser mayor a 0 y menor o igual a 1.
21	Programa Inversión Exploración	Aspectos Socio Ambientales	Desarrollo y Explotación	Valoración Portafolio	Total	
22	Chance de Desarrollo (Fracción)	0.00	0.00	0.00	0.00	<<-- Si POES (P50) es mayor que 0, las celdas resaltadas deben ser mayor a 0 y menor o igual a 1.
23	Chance de Comercialidad (Fracción)				0.00	<<-- Producto de celda F20 y F22

## No olvide dejar sus preguntas

Taller IRR 2025 (Preguntas)



**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 13 de diciembre, 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/>

ENCUESTA DE SATISFACCIÓN DE PARTES INTERESADAS



# Gracias

\* QR habilitado durante el taller

Gracias

