

## Registro de asistencia Taller presencial



05 de diciembre de 2023





# Taller de apertura Informe de Recursos y Reservas

**IRR 2023** 

05 de diciembre de 2023



# Agenda



- Himno de la República de Colombia
- Video institucional ANH
- Bienvenida al taller
- Propósitos del taller
- Pautas para la gestión del IRR 2023
- Lecciones aprendidas
- Novedades en el IRR 2023
- Revisión "Tabla no convencionales"
- Preguntas



## Registro de asistencia Taller presencial





























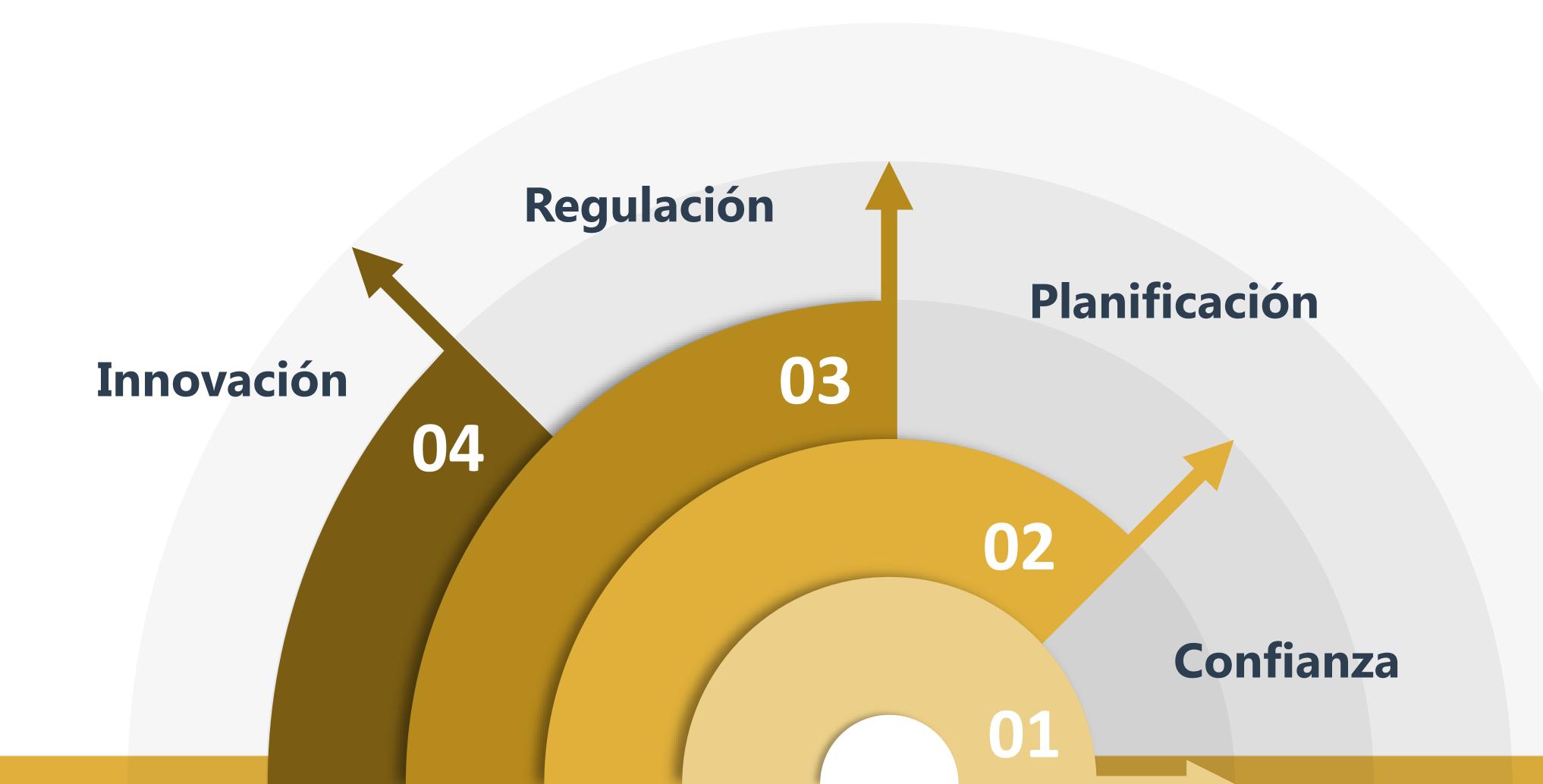








## Importancia del informe







Presentar las pautas y orientaciones en torno al Informe de Recursos y Reservas 2023

Presentar las lecciones aprendidas y oportunidades de mejora del proceso 2022

Presentar las novedades que tiene el proceso para el 2023

Resolver las dudas e inquietudes que pueda tener la Industria sobre el proceso que inicia



# Cronograma





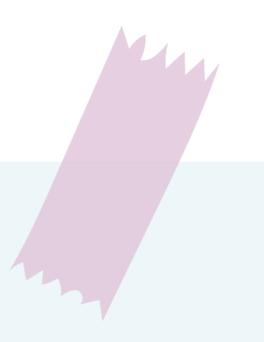












#### 1. Normatividad vigente:

Resolución 77 del 22 de febrero de 2019. Publicada en la página web ANH: https://www.anh.gov.co/es/operacione s-y-regal%C3%ADas/m%C3%B3dulo-de-gesti%C3%B3n-de-reservas/



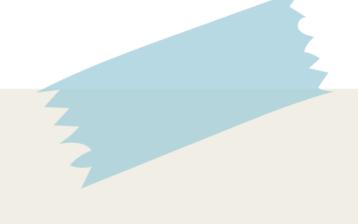
El sistema para llevar a cabo la valoración de los recursos y reservas de hidrocarburos existentes en el país es el adoptado mediante el Acuerdo No 11 de 2008 (SPE PRMS: Reservas, R. Contingentes, R. Prospectivos). Se debe entregar un informe por campo o área exploratoria, con la obligación de reporte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



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:

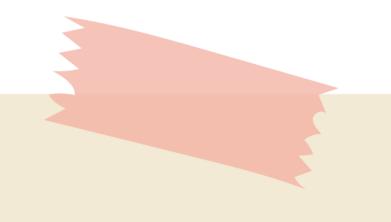
Los volúmenes de recursos contingentes deben estar proyectados. En caso de reportarse como reservas deben cumplir lo establecido en el Parágrafo 2 del Artículo 2 (Res 77 de 2019) (manifestar por escrito la intención firme de DC el año calendario siguiente).

#### 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 2023.



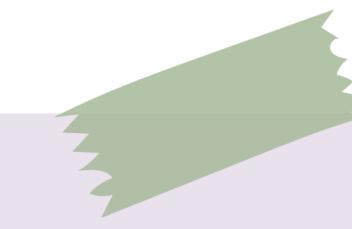




#### 7. Tablas:

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

¡Leer y seguir los instructivos para el diligenciamiento!



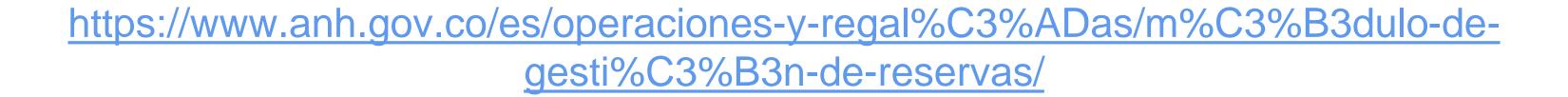
8. Se debe reportar la estimación alta del POES y/o GOES, y el EUR a 3P

Incluir solo volúmenes comercializables.



PL 254 de 2023 Permitir PPII, PL 413 de 2023 Prohibir E&P de YNC y Técnica FHPH.

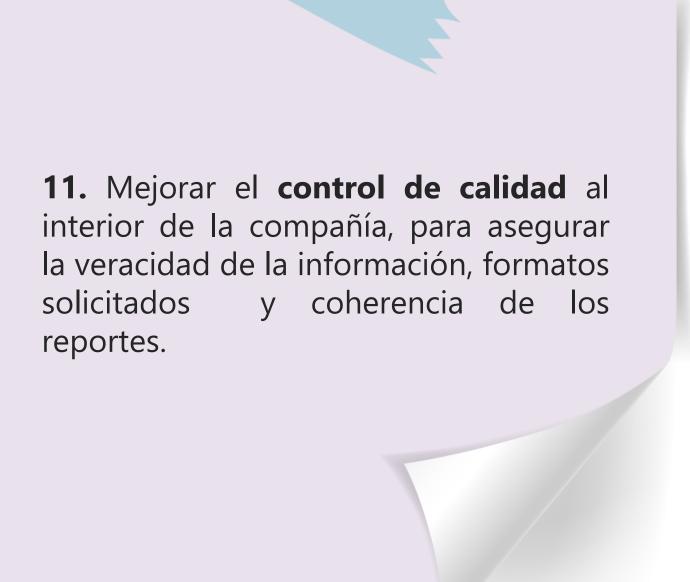
¡Favor reportar!







**10.** Asegurar **coherencia** entre el informe del **auditor/certificador** y el informe del **operador**.







# Registre su pregunta









## Reservas





## **Precios**

Emplear el **precio de referencia de petróleo** y ajustar por transporte y calidad. ¡Tener en cuenta los comentarios que están en las celdas de la Tabla IRR!

Se pueden utilizar otros precios con sus respectivos ajustes por transporte y calidad, y presentar escenarios adicionales, como archivos anexos en el **FTP**. Todos los escenarios se tendrán en cuenta en los análisis.

В	C	D	Е	F	G	Н
Campo	0					
Fecha de corte	31/12/2022					
		2023	Entre 20 y 150	<b>1</b> 025	2026	2027
Precio Marcador de Referencia USD\$/BI	WTI		Entre 20 y 150			
riecio marcador de Referencia OSDS/DI	Brent		Valor positivo			
Ajuste Transporte	USD\$/BI		Si el ajuste por ca	alidad es		
Ajuste calidad	USD\$/BI		negativo, poner v	valores		
DDEGIO DE VENTA	S	i en fila 16 aparec	positivos en esta para efectos de la e fila 16.	a formula de la	las 8 y 9 (celdas de	e referencia para
PRECIO DE VENTA		2023	2024	2025	2026	2027
Petróleo	US\$/BI	0	0	0	0	
Promedio Condensado / Otros Líquidos	US\$/BI				3	
Gas	US\$/Kpc					
	(A)	8	3 842	0.0		
NFORMACION DE POZOS (Número)						
		2023	2024	2025	2026	2027
A Perforar y que estan asociados a reservas						





Datos de la producción acumulada (la misma de vigencias anteriores)





- Datos de la producción acumulada (la misma de vigencias anteriores)
- Certificaciones de auditoría de años (vigencias) anteriores



REPORTE

 $\mathbf{al}$ 

31 de DICIEMBRE de 2021

de las

RESERVAS e INGRESOS

 $\mathbf{y}$ 

RECURSOS CONTINGENTES

de los

CAMPOS

en el

BLOQUE

COLOMBIA

con intereses atribuibles a

COLOMBIA

REPORTE TECHNICO





- Datos de la producción acumulada (la misma de vigencias anteriores)
- Certificaciones de auditoría de años (vigencias) anteriores



 Modelos estáticos de vigencias anteriores cuando el informe indica que se han realizado actualizaciones.





- Datos de la producción acumulada (la misma de vigencias anteriores)
- Certificaciones de auditoría de años (vigencias) anteriores



 Modelos estáticos de vigencias anteriores cuando el informe indica que se han realizado actualizaciones.

#### Información incompleta

 En muchos Resúmenes Ejecutivos (RE) no se justifican las variaciones de las cifras reportadas. Se recuerda que en este documento la información debe ser concisa, pero específica, completa y debidamente soportada



3	Factor de recobro	(%)
J.	i actor de recobro	(70)

FR actual del campo (%)	8.24	
FR último esperado (%)	Recobro primario (%)	8.62
	Recobro mejorado (%)	

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

RECURSOS CONTINGENTES	2021	2022
Petróleo (Mbls)	1.464	1.345
Gas (Gpc)		

Hay variaciones debido a la reevaluación de proyectos (-0.119 Kbls).





- Datos de la producción acumulada (la misma de vigencias anteriores)
- Certificaciones de auditoría de años (vigencias) anteriores



 Modelos estáticos de vigencias anteriores cuando el informe indica que se han realizado actualizaciones.

#### Información incompleta

En muchos Resúmenes Ejecutivos (RE) no se justifican las variaciones de las cifras reportadas. Se recuerda que en este documento la información debe ser concisa, pero **específica, completa y debidamente soportada** 



 Cambios en las reservas sin justificación. Se deben informar incorporaciones, actividades no ejecutadas, revisiones técnicas, o cualquier otro aspecto que afecte los volúmenes.





- Datos de la producción acumulada (la misma de vigencias anteriores)
- Certificaciones de auditoría de años (vigencias) anteriores



 Modelos estáticos de vigencias anteriores cuando el informe indica que se han realizado actualizaciones.

#### Información incompleta

 En muchos Resúmenes Ejecutivos (RE) no se justifican las variaciones de las cifras reportadas. Se recuerda que en este documento la información debe ser concisa, pero específica, completa y debidamente soportada



- Cambios en las reservas sin justificación. Se deben informar incorporaciones, actividades no ejecutadas, revisiones técnicas, o cualquier otro aspecto que afecte los volúmenes.
- Variaciones en el POES o el GOES sin soporte o justificación a las cifras presentadas

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

INFORME RESERVAS REPORTADO	2021	2022
Petróleo Original en sitio (Mbls)	-	-
Gas Original en sitio (Gpc)	32,895	37,433

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

La variación del OGIP o GOES se aumenta en 4.5 Gpc, en función de la revisión de los contactos y espesores de la formación basados en la revisión petrofísica de los pozos existentes; lo cual fue corroborado por el balance de materia corrido para las condiciones actuales de agotamiendo del yacimiento.





 Volúmenes de reservas no desarrolladas (PND) o Probables y Posibles no tienen modificación por más de 5 años, sin embargo, están certificadas.



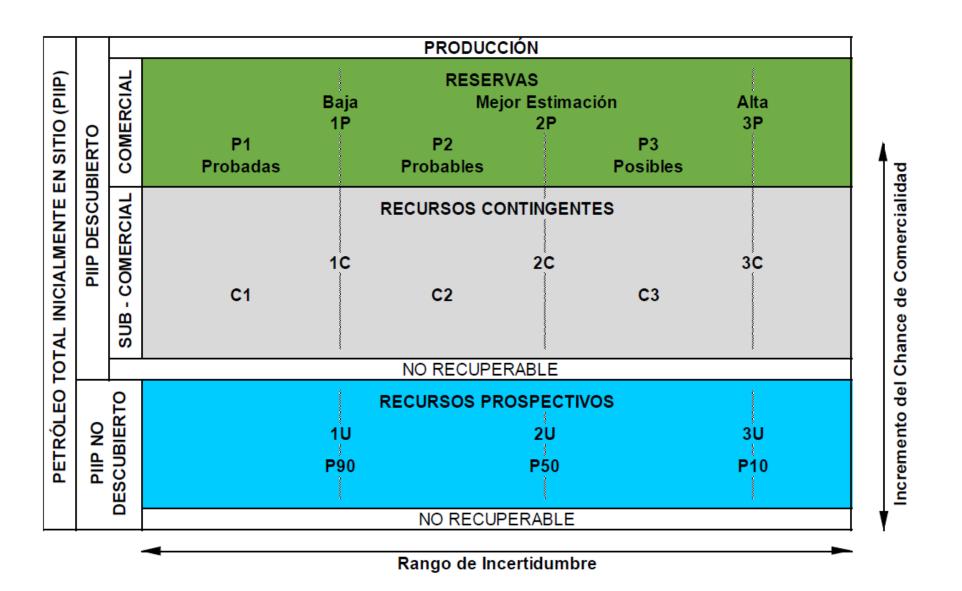


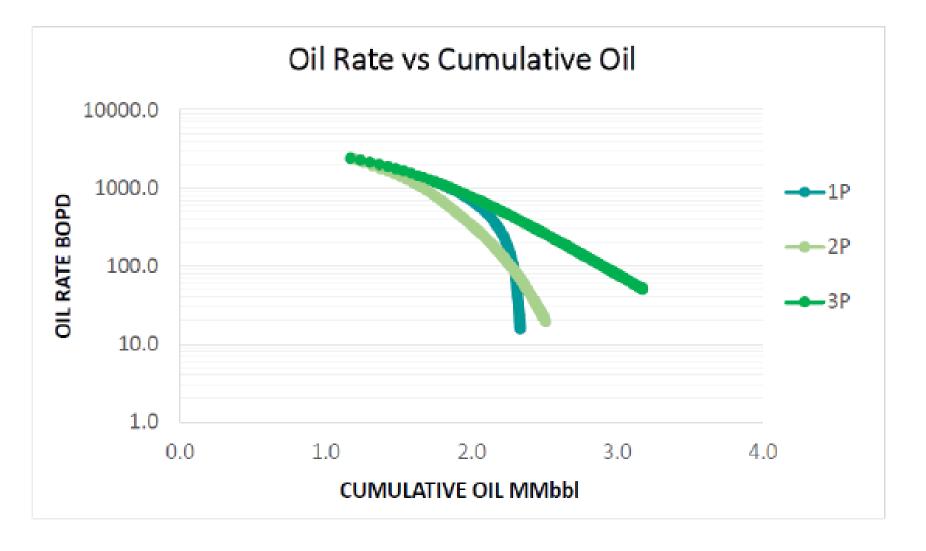
- Volúmenes de reservas no desarrolladas (PND) o Probables y Posibles no tienen modificación por más de 5 años, sin embargo, están certificadas.
- Inclusión de más de un campo por reporte. Se reitera que ¡El informe de reservas es por campo!





- Volúmenes de reservas no desarrolladas (PND) o Probables y Posibles no tienen modificación por más de 5 años, sin embargo, están certificadas.
- Inclusión de más de un campo por reporte. Se reitera que ¡El informe de reservas es por campo!
- No se tiene en cuenta la definición y clasificación de reservas (1P, 2P Y 3P vs P1, P2 Y P3)









- Volúmenes de reservas no desarrolladas (PND) o Probables y Posibles no tienen modificación por más de 5 años, sin embargo, están certificadas.
- Inclusión de más de un campo por reporte. Se reitera que ¡El informe de reservas es por campo!
- No se tiene en cuenta la definición y clasificación de reservas (1P, 2P Y 3P vs P1, P2 Y P3)
- Informes sin cumplir la norma (falta de firmas, en formatos no aceptados Word, formatos desactualizados, documentos en borrador, entre otros)

Apartes tomados de un Informe del Operador presentado en el IRR2022

#### TABLA DE CONTENIDO

1 IN	IFORMACIÓN BÁSICA	
1.1.1	Nombres de los campos dentro del contrato	
1.2 PLA	ANO MOSTRANDO UBICACIÓN DE LAS ÁREAS DEL CONTRATO Y LOS CAMPOS	
1.3 RES	SUMEN DE LAS RESERVAS TOTALES DE LA COMPAÑÍA	
	SUMEN TOTAL DE LAS PROYECCIONES DE LAS RESERVAS Y REGALÍAS DE LA COMPAÑÍA	
2 DI	ISCUSIÓN	10
2.1 GEN	NERAL	10
2.1.1	Discusión General de la Compañía Certificadora	10
<mark>2.1.2</mark>	Generalidades del Contrato	10
<mark>2.1.3</mark>	Breve descripción del (las) área(s) del contrato, su proceso de desarrollo histórico, y pro	<mark>oducción</mark>
presen	nte	1
2.1.4		
2.2 GFC	OLOGÍA	1

#### 3 INGENIERIA

#### 3.1 DISCUSIÓN POR CAMPO/YACIMIENTO DE LAS METODOLOGÍAS UTILIZADAS PARA ESTIMAR LAS RESERVAS

Al tratarse de campos maduros y con suficiente historia de producción, todos los cálculos de volúmenes técnicos de los campos fueron realizados por métodos de comportamiento tal como análisis de curvas de declinación los cuales se utilizaron extrapolaciones de producción histórica y datos de presión disponibles hasta el 31 de diciembre del 2021. Los volúmenes técnicos se pronosticaron generalmente utilizando proyecciones de declinación exponencial.

#### 3.2 DEFINIR LOS YACIMIENTOS Y LAS PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS

En la siguiente tabla se encuentra un resumen de las propiedades de todos los yacimientos de los campos presentados en este reporte.





31

#### Falla en el cumplimiento de las guías PRMS y Resolución 77

- Volúmenes de reservas no desarrolladas (PND) o Probables y Posibles no tienen modificación por más de 5 años, sin embargo, están certificadas.
- Inclusión de más de un campo por reporte. Se reitera que ¡El informe de reservas es por campo!
- No se tiene en cuenta la definición y clasificación de reservas (1P, 2P Y 3P vs P1, P2 Y P3)
- Informes sin cumplir la norma (falta de firmas, en formatos no aceptados Word, formatos desactualizados, documentos en borrador, entre otros)
- Manejo de los volúmenes de gas (quemado o consumido reportado como reservas).





- Volúmenes de reservas no desarrolladas (PND) o Probables y Posibles no tienen modificación por más de 5 años, sin embargo, están certificadas.
- Inclusión de más de un campo por reporte. Se reitera que ¡El informe de reservas es por campo!
- No se tiene en cuenta la definición y clasificación de reservas (1P, 2P Y 3P vs P1, P2 Y P3)
- Informes sin cumplir la norma (falta de firmas, en formatos no aceptados –
   Word, formatos desactualizados, documentos en borrador, entre otros)
- Manejo de los volúmenes de gas (quemado o consumido reportado como reservas).

#### **Errores en los Factores de Recobro (FR)**

Inconsistencia en los FR reportados en los documentos (RE y tablas IRR)





- Volúmenes de reservas no desarrolladas (PND) o Probables y Posibles no tienen modificación por más de 5 años, sin embargo, están certificadas.
- Inclusión de más de un campo por reporte. Se reitera que ¡El informe de reservas es por campo!
- No se tiene en cuenta la definición y clasificación de reservas (1P, 2P Y 3P vs P1, P2 Y P3)
- Informes sin cumplir la norma (falta de firmas, en formatos no aceptados Word, formatos desactualizados, documentos en borrador, entre otros)
- Manejo de los volúmenes de gas (quemado o consumido reportado como reservas).

#### **Errores en los Factores de Recobro (FR)**

- Inconsistencia en los FR reportados en los documentos (RE y tablas IRR)
- Valores que no corresponden (>100%)

18.0%	22.5%
75.8%	67.9%
0%	0%
709	717
546.7	547.0
0.9181	0.9175
94.9	159.2
44.31	408.92
175%	275%
77.54	1,124.53
	75.8% 0% 709 546.7 0.9181 94.9 44.31 175%





#### Inconsistencia de la información

 Cifras diferentes entre los documentos que componen el IRR (tablas, RE, informe del operador y/o informe del certificador (producciones, Opex, Capex)

#### **Tabla IRR**

#### 1. BALANCE DE RESERVAS POR CAMPO

RESUMEN BALANCE - dic. 31/2022								
Ítem	Petróleo (bls)	Gas (kpc)						
Reservas Probadas Total a dic. 31/2021	507.736	-						
Producción año 2022	116.462	-						
Balance a dic. 31/2022	391.274	-						
Reservas Probadas Total a dic. 31/2022	224.787	-						
Diferencia	(166.487)	-						

#### **Resumen Ejecutivo**

RESUMEN BALANCE @ Diciembre 31 de 2022								
Ítem	Petróleo (Kbls) 1	Gas (Mpc)						
Total Reservas Probadas @ Diciembre 31 de 2021 (a)	461	0						
Producción año 2022 (b)	137	0						
Balance @ Diciembre 31 de 2022 (c) = (a-b)	324	NA						
Total Reservas Probadas Total @ Diciembre 31 de 2022 Reportada en Informe Auditor (d)	225	0						
Diferencia (d-c)	-99	0						





#### Inconsistencia de la información

 Cifras diferentes entre los documentos que componen el IRR (tablas, RE, informe del operador y/o informe del certificador (producciones, Opex, Capex)

#### **Tabla IRR**

#### 1. BALANCE DE RESERVAS POR CAMPO

RESUMEN BALANCE - dic. 31/2022								
Ítem	Petróleo (bls)	Gas (kpc)						
Reservas Probadas Total a dic. 31/2021	507.736	-						
Producción año 2022	116.462	-						
Balance a dic. 31/2022	391.274	-						
Reservas Probadas Total a dic. 31/2022	224.787	-						
Diferencia	(166.487)	-						

#### **Resumen Ejecutivo**

RESUMEN BALANCE @ Diciembre 31 de 2022								
Ítem	Petróleo (Kbls) 1	Gas (Mpc)						
Total Reservas Probadas @ Diciembre 31 de 2021 (a)	461	0						
Producción año 2022 (b)	137	0						
Balance @ Diciembre 31 de 2022 (c) = (a-b)	324	NA						
Total Reservas Probadas Total @ Diciembre 31 de 2022 Reportada en Informe Auditor (d)	225	0						
Diferencia (d-c)	-99	0						

Opex planeado sin Reservas o Reservas sin el correspondiente Opex

INFORMACION DE COSTOS - CAMPOS PETROLEO (BLS)											
		2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
Total Reservas Probadas Produciendo	Bls/año	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Costos Fijos - Asociado a PDP	KUS\$/año										
Costos variables Asociado a PDP	KUS\$/año										
Total Reservas Probadas No produciendo	Bls/año	14341	21558	18288	15588	13312	11425	9760	7337	5814	5111
Costos Fijos - Asociado a PNP	KUS\$/año										
Costos variables Asociado a PNP	KUS\$/año										
Total Reservas Probadas No Desarrolladas	Bls/año	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Costos Fijos - Asociado a PND	KUS\$/año										
Costos variables Asociado a PND	KUS\$/año										





#### Inconsistencia de la información:

Flujos de caja con información diferente a las tablas IRR (Capex, Opex y/o pronóstico de producción)







#### Inconsistencia de la información:

Flujos de caja con información diferente a las tablas IRR (Capex, Opex y/o pronóstico de producción)



#### Falta de Control de Calidad:

Traducciones muy pobres de los informes del auditor o certificador o traducciones de Google sin revisión o ajuste.





#### Inconsistencia de la información:

Flujos de caja con información diferente a las tablas IRR (Capex, Opex y/o pronóstico de producción)



#### Falta de Control de Calidad:

- Traducciones muy pobres de los informes del auditor o certificador o traducciones de Google sin revisión o ajuste.
- Mezcla de unidades para las diferentes variables (por ejemplo: Producción, reservas, Opex, Capex)

**En Tablas:** Petróleo (bls) y Gas (kpc)

#### En el Resumen Ejecutivo:

Petróleo (Kbls) y Gas (Mpc) (pero reportan la misma cifra)

#### 1. Conciliación De Reservas Por Campo Respecto Al Año Anterior

RESUMEN BALANCE @ Diciembre 31 de 2022							
Ítem	Petróleo (Kbls)	Gas (Mpc)					
Total Reservas Probadas @ Diciembre 31 de 2021 (a)	1,854,784	2,845,481					
Producción año 2022 (b)	10,695	-					
Balance @ Diciembre 31 de 2022 (c) = (a-b)	1,844,089	2,845,481					
Total Reservas Probadas Total @ Diciembre 31 de 2022 Reportada en Informe Auditor (d)	1,863,997	2,845,481					
Diferencia (d-c)	19,908	-					

#### 1. BALANCE DE RESERVAS POR CAMPO

RESUMEN BALANCE - dic. 31/2022									
Ítem	Petróleo (bls)	Gas (kpc)							
Reservas Probadas Total a dic. 31/2021	1.854.784	2.845.481							
Producción año 2022	10.695	-							
Balance a dic. 31/2022	1.844.089	2.845.481							
Reservas Probadas Total a dic. 31/2022	1.863.997	2.845.481							
Diferencia	19.908	-							

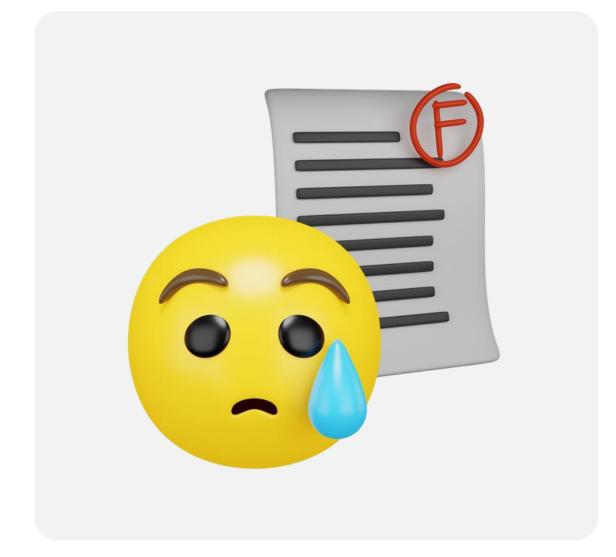






#### Notas de no responsabilidades certificadores





Fuente de la Información

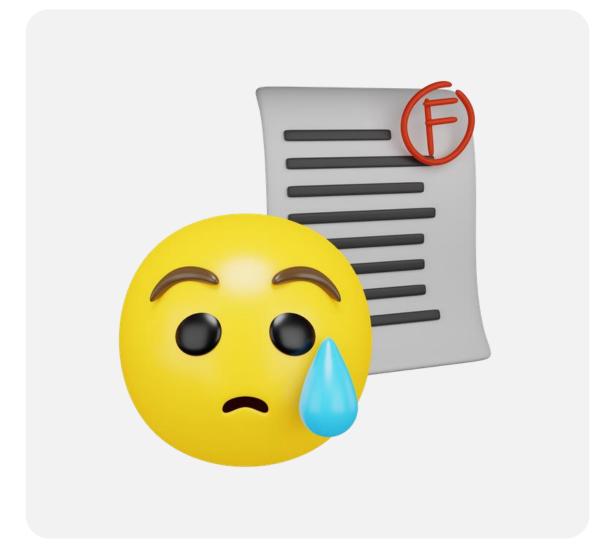
La información utilizada en la preparación de este reporte se obtuvo por parte de Para la preparación de este reporte hemos confiado, sin verificación independiente, sobre información proporcionada por con respecto al interés de participación evaluado en las propiedades, producción de dichas propiedades, 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.

Las estimaciones de reservas presentadas en el presente documento se basaron en un estudio detallado de las propiedades en las que posee un interés; sin embargo, no hemos hecho ningún inspección de campo de las propiedades. En este informe no se consideraron los posibles pasivos ambientales que pudieran existir, ni se incluyeron costos por las posibles responsabilidades para restaurar y reparar los daños, si los hubiera, causados por prácticas operativas del pasado.



#### Notas de no responsabilidades certificadores





Fuente de la Información

La información utilizada en la preparación de este reporte se obtuvo 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.

Las estimaciones de reservas presentadas en el presente documento se basaron en un estudio detallado de las propiedades en las que posee un interés; sin embargo, no hemos hecho ningún inspección de campo de las propiedades. En este informe no se consideraron los posibles pasivos ambientales que pudieran existir, ni se incluyeron costos por las posibles responsabilidades para restaurar y reparar los daños, si los hubiera, causados por prácticas operativas del pasado.



El certificador debe asegurar que a pesar de las notas de "no responsabilidad" no está eximido de que la evaluación de reservas debe ser integral y tener en cuenta el estado contractual, las participaciones oficiales, la normatividad y regulaciones vigentes en Colombia.





Certificación de reservas para campos sin producción y sin actividad por varios años

Carátula de certificación para campo inactivo hace más de 5 años presentado en el IRR2022

#### EVALUATION OF THE INTERESTS OF

IN THE BLOCK IN

OF COLOMBIA

(Constant Prices and Costs)

Prepared For

Ву

Effective Date





- Certificación de reservas para campos sin producción y sin actividad por varios años
- Relación de Contratos disponible para consulta en la web de la ANH



#### RELACIÓN CONTRATOS TEA, E&P, E&E, CONVENIOS E&P Y CONVENIOS DE EXPLOTACIÓN



	Publicación de carácter informativo, no confiere, asigna ni restringe derechos de ninguna clase									
CONTRATO	TIPO	FECHA DE FIRMA	ESTADO	ETAPA ACTUAL	SUPERFICIE	CUENCA	OPERADOR	CONTRATISTA		
AGUAS BLANCAS	CE	29-mar-19	En Ejecución	Producción	Continental	VALLE MEDIO DEL MAGDALENA	PAREX RESOURCES (COLOMBIA) AG	ECOPETROL S.A. (50 %), PAREX RESOURCES (COLOMBIA) AG (50 %)		
ALEA 1848-A	E&P	28-may-08	En Ejecución	Evaluación	Continental	CAGUÁN PUTUMAYO	GRAN TIERRA OPERATIONS COLOMBIA GMBH	GRAN TIERRA OPERATIONS COLOMBIA GMBH(100%)		
ALEA 1947-C	E&P	17-jun-08	En trámite de terminación	Exploración	Continental	CAGUÁN PUTUMAYO	GRAN TIERRA OPERATIONS COLOMBIA GMBH	GRAN TIERRA OPERATIONS COLOMBIA GMBH(100%)		
ALTAIR	E&P	27-may-08	En Ejecución*	Exploración y Producción	Continental	LLANOS ORIENTALES	INTEROIL COLOMBIA EXPLORATION AND PRODUCTION	INTEROIL COLOMBIA EXPLORATION AND PRODUCTION(100%)		
ANTARES	E&P	26-ene-07	En trámite de terminación	Exploración	Continental	VALLE SUPERIOR DEL MAGDALENA	PETROLEOS DEL MAR	PETROLEOS DEL MAR(100%)		
APIAY	CE	4-nov-05	En Ejecución	Producción	Continental	LLANOS ORIENTALES	ECOPETROL S.A.	ECOPETROL S.A.(100%)		
ARAUCA	CE	11-oct-07	En Ejecución	Producción	Continental	LLANOS ORIENTALES	PAREX RESOURCES (COLOMBIA) AG	ECOPETROL S.A.(100%)		
AREA OCCIDENTAL	CE	11-oct-07	En Ejecución	Producción	Continental	CAGUÁN PUTUMAYO	ECOPETROL S.A.	ECOPETROL S.A.(100%)		
AREA SUR	CE	11-oct-07	En Ejecución	Producción	Continental	CAGUÁN PUTUMAYO	ECOPETROL S.A.	ECOPETROL S.A.(100%)		
ARMERO	CE	30-jun-15	En Ejecución	Producción	Continental	VALLE MEDIO DEL MAGDALENA	HOCOL S.A.	HOCOL S.A.(100%)		
ARRENDAJO	E&P	16-dic-05	En Ejecución	Producción	Continental	LLANOS ORIENTALES	FRONTERA ENERGY COLOMBIA CORP.	FRONTERA ENERGY COLOMBIA CORP.(100%)		
BARRANCA-LEBRIJA	CE	11-oct-07	En Ejecución	Producción	Continental	VALLE MEDIO DEL MAGDALENA	ECOPETROL S.A.	ECOPETROL S.A.(100%)		
BERRIO	E&P	12-jul-12	Suspendido	Exploración	Continental	VALLE MEDIO DEL MAGDALENA	COLPAN OIL & GAS LTD SUCURSAL COLOMBIA	COLPAN OIL & GAS LTD SUCURSAL COLOMBIA(100%)		
BORANDA	Convenio E&E	29-mar-19	En Ejecución	Producción	Continental	VALLE MEDIO DEL MAGDALENA	PAREX RESOURCES (COLOMBIA) AG	ECOPETROL S.A. (50 %), PAREX RESOURCES (COLOMBIA) AG (50 %)		
BUENAVISTA	E&E	8-nov-04	En Ejecución	Producción	Continental	CORDILLERA ORIENTAL NIKOIL ENERGY CO		UT OMEGA ENERGY (NIKOIL ENERGY CORP (75 %) , BOHEMIA INVESTMENT S.A. SUCURSAL COLOMBIA (25 %)		
CABIONA	E&E	9-nov-04	En Ejecución	Producción	Continental	LLANOS ORIENTALES	NEW GRANADA ENERGY CORPORATION	NEW GRANADA ENERGY CORPORATION(100%)		

#### Información disponible en la web ANH:

https://www.anh.gov.co/documents/23305/Relaci%C3%B3n Contratos TEA EP EE Convenios EE y Explotaci%C3%B3n 10 de noviembre de 2023.pdf





- Certificación de reservas para campos sin producción y sin actividad por varios años
- Relación de Contratos disponible para consulta en la web de la ANH
- Estándares para auditoría y estimación de reservas aprobado por la SPE en junio de 2019

Artículo 1.2: "La estimación y auditoría de reservas se basa en algunos principios de geociencias, ingeniería de petróleos y metodologías de evaluación desarrollados históricamente, que a su vez tienen fundamento en principios físicos, matemáticos y económicos. Aunque estos principios geológicos, de ingeniería y de evaluación generalmente aceptados se apoyan en conceptos científicos establecidos, la aplicación de dichos principios implica juicios extensos por parte de las personas calificadas y está sujeta a cambios en el conocimiento y la tecnología existentes; las condiciones fiscales y económicas; disposiciones contractuales, estatutarias y reglamentarias aplicables; y los fines para los que se utilizará la información de las Reservas."

(Traducción del documento original)





## Recursos prospectivos







- d) Para el numeral 8.2.3 del Informe del Operador:
- ✓ Shapefile o geodatabase de leads y prospectos de los límites del caso bajo, mejor caso y el caso alto que se utilizaron para estimar probabilísticamente los recursos prospectivos, en sistema de coordenadas MAGNA-SIRGAS / Origen Central u Origen Nacional.
- ✓ Salidas gráficas en formato PDF correspondientes a los Mapas sísmicos de los leads y prospectos mostrando los límites del caso bajo, mejor caso y el caso alto que se utilizaron para estimar probabilísticamente los recursos prospectivos, con coordenadas MAGNA-SIRGAS / Origen Central u Origen Nacional.





Chances y Año de Perforación

#### Resumen Ejecutivo

SEGUI	MIENTO RECURSO	SPROSPE	CTIVOS GAS	
	Corte a 31-	dic-2021	Corte 31-dic-2022	
	Recursos Prospectivos (Gpc)	Prospectivos GOES		GOES (Gpc)
	24.1	30.8	24.1	30.8
Oportunidad de Éxito (Frac	ción) (Riesgo Geológic	0)		<u> </u>
Oportunidad de Comerciali				
Año estimado de Perforacio	ón			





Chances y Año de Perforación

#### Resumen Ejecutivo

SEGL	JIMIENTO RECURSO	SPROSPE	CTIVOS GAS	
	Corte a 31-	Corte a 31-dic-2021		dic-2022
	Recursos Prospectivos (Gpc)	Prospectivos (Gpc)		GOES (Gpc)
	24.1	30.8	24.1	30.8
Oportunidad de Éxito (Fra	acción) (Riesgo Geológic	0)		<u> </u>
Oportunidad de Comercia	alidad (Fracción)			
Año estimado de Perfora	ción			

SEGUIMIENTO RECURSO	S PROSPECT	IVOS PETRÓLEO		
Corte a 31-0	dic-2021	Corte 31-dic-2022		
Recursos Prospectivos (Mbls) 27,200	POES (MBIs) 81,400	Recursos Prospectivos (Mbls) 27,200	POES (MBIs) 81,400	
Oportunidad de Exito (Fracción) (Riesgo Geológico)	0.31			
Oportunidad de Comercialidad (Fracción)	0.50			
Año estimado de Perforación	2022			





#### Chances y Año de Perforación

#### Modelo estático

 No limitarse a modelos generales a nivel de cuenca, pues se debe mostrar la información obtenida para los recursos prospectivos de acuerdo a su nivel de madurez





#### Chances y Año de Perforación

#### Modelo estático

 No limitarse a modelos generales a nivel de cuenca, pues se debe mostrar la información obtenida para los recursos prospectivos de acuerdo a su nivel de madurez

#### Volúmenes

- Presentar explicación de las variaciones.
- No usar como análogos campos de petróleo en prospectos de gas
- Reportar P50 en el RE, reportar la media no es correcto
- Presentar una metodología clara de la estimación de RP y los valores que se usan para ello.
- No coinciden los valores del RE con los de la Tablas





## No olvide registrar sus preguntas









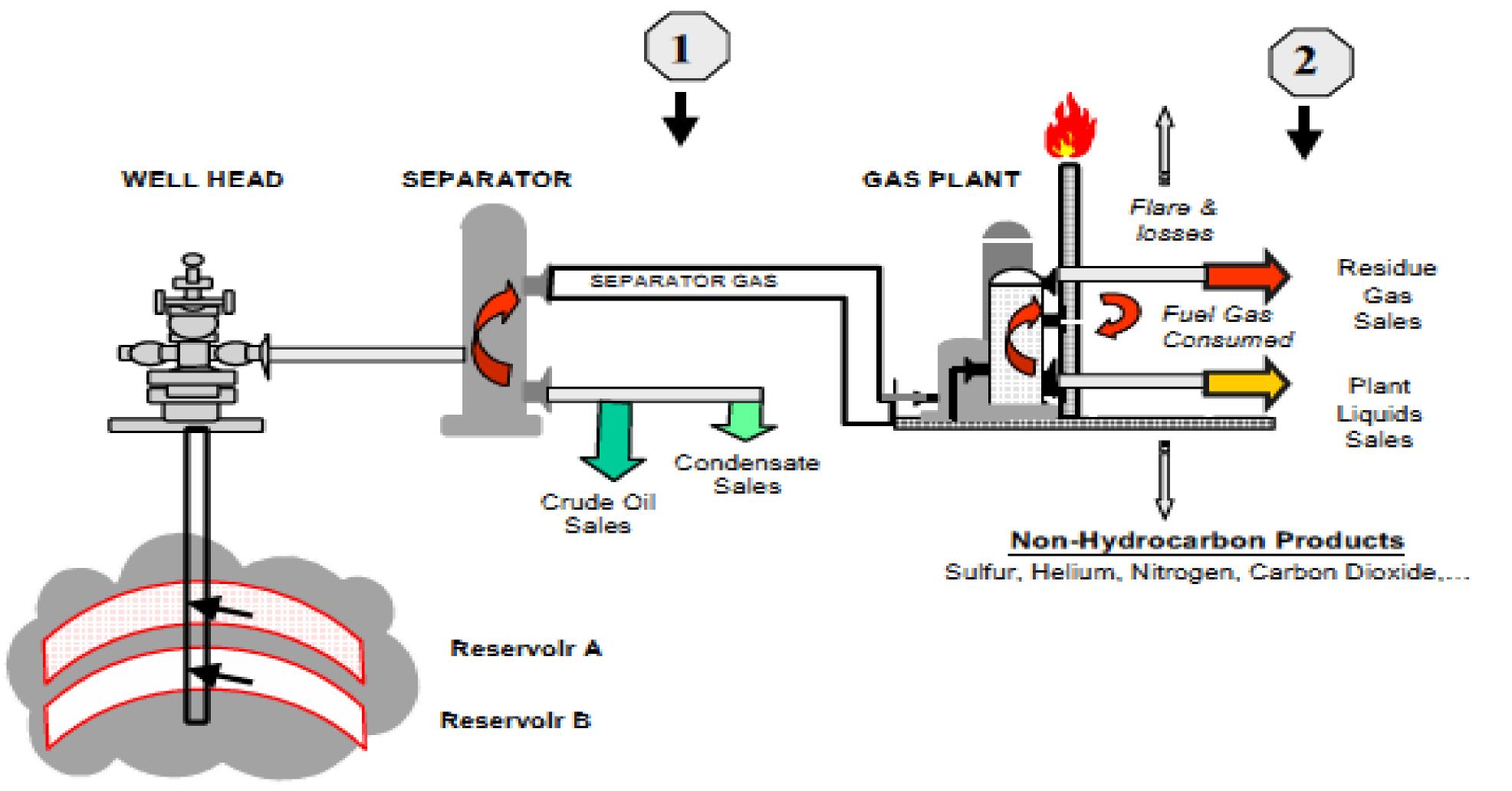




## Tablas de reservas







#### Para efectos del reporte los Condensados hacen referencia a los LGN (Líquidos del Gas Natural)

LGN: 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



**Verificador Balance** 



#### 1. BALANCE DE RESERVAS POR CAMPO

RESUMEN BALANCE - dic. 31/2023								
Ítem	Petróleo (bls)	Gas (kpc)	Condensados (bls)					
Reservas Probadas Total a dic. 31/2022								
Producción año 2023								
Balance a dic. 31/2023	-	-	-					
Reservas Probadas Total a dic. 31/2023	-	-	-					
Diferencia	-	-	-					

A continuacion justifique las diferencias en reservas de la vigencia actual con respecto al año anterior, la casilla C32 y D32 deben estar en **OK** 

#### 1. 1 DISCRIMINACION DE LA DIFERENCIA DEL BALANCE DE RESERVAS 1P

Criterio	Petróleo (bls)	Gas (kpc)	Condensados (bls)
Proyectos de producción Incremental (PPI)			
Proyectos EOR/EGR			
CERT			
Reclasificaciones			
Nuevas incorporaciones			
Factores Económicos			
Revisiones Técnicas			
Total	0	0	0

OK

OK

OK







#### 1. BALANCE DE RESERVAS POR CAMPO

RESUMEN BALANCE - dic. 31/2023								
Ítem	Petróleo (bls)	Gas (kpc)	Condensados (bls)					
Reservas Probadas Total a dic. 31/2022								
Producción año 2023								
Balance a dic. 31/2023	-	-	-					
Reservas Probadas Total a dic. 31/2023	-	-	-					
Diferencia	-	-	-					

A continuacion justifique las diferencias en reservas de la vigencia actual con respecto al año anterior, la casilla C32 y D32 deben estar en **OK** 

#### 1. 1 DISCRIMINACION DE LA DIFERENCIA DEL BALANCE DE RESERVAS 1P

Criterio	Petróleo (bls)	Gas (kpc)	Condensados (bls)
Proyectos de producción Incremental (PPI)			
Proyectos EOR/EGR			
CERT			
Reclasificaciones			
Nuevas incorporaciones			
Factores Económicos			
Revisiones Técnicas			
Total	0	0	0
Verificador Balance	OK	OK	OK



La conciliación de reservas 1P se diligencia acorde con los criterios definidos en el **ANEXO 5 de la Resolución 77** de 2019.

INCORPORACIONES se solicita reportar solo los NUEVOS DESCUBRIMIENTOS, es decir cantidades asociadas a campos que reportan reservas por primera vez.





Diligenciar la tabla del uso del gas para todos los campos que reporten producción **FISCALIZADA** de gas (no sólo comercializada). No olvidar realizar la proyección e incluir, si aplica, los líquidos del gas natural.

Compañía:			<b>TABLA</b>	DE USO	DEL	<u>GAS</u>
Contrato						
Campo		Poder calorífico del gas en BTU/PC				
Fecha de corte:	31-dic-23					<u> </u>

			GAS DE FORMACIÓN SIN PROCESAR				GAS DE FORMACION PROCESADO					
	mes/año	Gas de formación	Consumo en el campo, bombeo y otros	Gas inyectado	Gas quemado al aire	Gas entregado a gasoductos o venta para generación eléctrica		do en Gasolina nos y butanos	Consumo en el campo, bombeo y otros	Gas quemado al aire	Inyectado al yacimiento	Gas procesado entregado a gasoductos o venta para generación eléctrica
		KPC	KPC	KPC	KPC	KPC	KPC	BLS	KPC	KPC	KPC	KPC
	ene-23											
	feb-23											
	mar-23											
	abr-23											
Produccion	may-23											
real tomado	jun-23											
de las forma	jul-23											
30	ago-23											
	sep-23											
	oct-23											
	nov-23											
	dic-23											
	ene-24											
	feb-24											
	mar-24											
	abr-24											
	may-24											
	jun-24											
	jul-24											
	ago-24											
	sep-24											
	oct-24											
	nov-24											
	dic-24											





# Tablas de recursos prospectivos





RECURSOS PROSPECTIVOS											
Compañía:	0 Sel	eccionar tipo	de recurs	o prospect	tivo de la						
Contrato:	Seleccionar tipo de recurso prospectivo de la lista desplegable										
Nombre Prospecto:	0	iista despiegable									
Nombre Formación 5:											
Fecha de corte:	31/12/2023	31/12/2023									
PROSPECTO DE PETROLEO											
TIPO DE RECURSO PROSPECTIVO		<< Seleccionar valor de l	a lista desplegable		Año perforación:						
	Min. (P90)	Más Probable (P50)	Máx. (P10)	Media	Dev. Estándar	Rango 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					
	Trampa	Migración	Yacimiento	Fuente	Total						
Chance de Éxito (1 - Riesgo Geológico) (Fracción)	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	Nota: Si POES es mayor q	ue 0, los valores deben ser mayor a 0 y menor o igual a 1.				
Chance de Desarrollo (Fracción)			· .	·	0,00	Nota: Si POES es mayor qu	ue 0, el valor debe ser mayor a 0 y menor o igual a 1				
Chance de Comercialidad (Fracción)					0,00	Nota: Producto de celda F2	20 y F21				





		RE	CURSOS PROS	SPECTIVOS								
Compañía:	0					l l						
Contrato:	Diligenciar año de perforación											
Nombre Prospecto:	0											
Nombre Formación 5:												
Fecha de corte:	31/12/2023											
		PR	OSPECTO DE F	PETROLEO								
TIPO DE RECURSO PROSPECTIVO		<< Seleccionar valor de l	a lista desplegable		Año perforación:							
	Min. (P90)	Más Probable (P50)	Máx. (P10)	Media	Dev. Estándar	Rango 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						
	Trampa	Migración	Yacimiento	Fuente	Total							
Chance de Éxito (1 - Riesgo Geológico) (Fracción)	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	Nota: Si POES es mayor	que 0, los valores deben ser mayor a 0 y menor o igual a 1.					
Chance de Desarrollo (Fracción)		•			0,00	Nota: Si POES es mayor	que 0, el valor debe ser mayor a 0 y menor o igual a 1					
Chance de Comercialidad (Fracción)					0,00	Nota: Producto de celda	F20 y F21					





		RE	CURSOS PROS	SPECTIVOS			
Compañía:	0						
Contrato:	0						
Nombre Prospecto:	0						
Nombre Formación 5:							
Fecha de corte:	31/12/2023						
		PR	OSPECTO DE F	PETROLEO			
TIPO DE RECURSO PROSPECTIVO		<< Seleccionar valor de l	a lista desplegable		Año perforación:		
	Min. (P90)	Más Probable (P50)	Máx. (P10)	Media	Dev. Estándar	Rango 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		I
Porosidad (fracción)	0	0	0	0	0		ligenciar rango de la distribución
Saturación de Petróleo (fracción)	0	0	0	0	0	0	(P0 - P100)
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	
	Trampa	Migración	Yacimiento	Fuente	Total		
Chance de Éxito (1 - Riesgo Geológico) (Fracción)	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	Nota: Si POES es mayor o	que 0, los valores deben ser mayor a 0 y menor o igual a 1.
Chance de Desarrollo (Fracción)					0,00	Nota: Si POES es mayor o	que 0, el valor debe ser mayor a 0 y menor o igual a 1
Chance de Comercialidad (Fracción)					0,00	Nota: Producto de celda F	20 y F21





		RE	CURSOS PROS	PECTIVOS			
Compañía:	0						
Contrato:	0						
Nombre Prospecto:	0						
Nombre Formación 5:							
Fecha de corte:	31/12/2023						
		PR	OSPECTO DE F	PETROLEO			
TIPO DE RECURSO PROSPECTIVO		<< Seleccionar valor de l	a lista desplegable		Año perforación		
	Min. (P90)	Más Probable (P50)	Máx. (P10)	Media	Dev. Estándar	Rango 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	
	Trampa	Migración	Yacimiento	Fuente	Total		
Chance de Éxito (1 - Riesgo Geológico) (Fracción)	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	Nota: Si POES es mayor q	ue 0, los valores deben ser mayor a 0 y menor o igual a 1.
Chance de Desarrollo (Fracción)		•	•		0,00	Nota: Si POES es mayor q	ue 0, el valor debe ser mayor a 0 y menor o igual a 1
Chance de Comercialidad (Fracción)					0,00	Nota: Producto de celda F2	20 y F21

Tener en cuenta las instrucciones para el diligenciamiento





		RE	CURSOS PROS	PECTIVOS			
Compañía:	0						
Contrato:	0						
Nombre Prospecto:	0						
Nombre Formación 5:							
Fecha de corte:	31/12/2023						
	•	PR	OSPECTO DE F	PETROLEO			
TIPO DE RECURSO PROSPECTIVO		<< Seleccionar valor de l	la lista desplegable		Año perforación:		
	Min. (P90)	Más Probable (P50)	Máx. (P10)	Media		Rango 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	
	Trampa	Migración	Yacimiento	Fuente	Total		
Chance de Éxito (1 - Riesgo Geológico) (Fracción)	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	Nota: Si POES es mayor que	e 0, los valores deben ser mayor a 0 y menor o igual a 1.
Chance de Desarrollo (Fracción)					0,00	Nota: Si POES es mayor que	e 0, el valor debe ser mayor a 0 y menor o igual a 1
Chance de Comercialidad (Fracción)					0,00	Nota: Producto de celda F20	y F21

Diligenciar los chances aplicables (celdas en blanco) en fracción ¡Recordar que los valores no deben ser mayores que 1!





		RE	CURSOS PROS	SPECTIVOS								
Compañía:	0											
Contrato:	0											
Nombre Prospecto:	0											
Nombre Formación 5:												
Fecha de corte:	31/12/2023											
PROSPECTO DE PETROLEO												
TIPO DE RECURSO PROSPECTIVO	· ·	<< Seleccionar valor de	la lista desplegable		Año perforación:							
		Más Probable (P50)	Máx. (P10)	Media	Dev. Estándar	Rango Distribución	Tipo de Distribución					
Area (ac Reportar en el resumen ejec	cutivo es el	0	0	0	0	0	-					
valor de P50		0	0	0	0	0						
Relación - Lopevor - Torono acores (1 acores 17	I	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						
	Trampa	Migración	Yacimiento	Fuente	Total							
Chance de Éxito (1 - Riesgo Geológico) (Fracción)	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	Nota: Si POES es mayor q	ue 0, los valores deben ser mayor a 0 y menor o igual a 1.					
Chance de Desarrollo (Fracción)			,		0,00	Nota: Si POES es mayor q	ue 0, el valor debe ser mayor a 0 y menor o igual a 1					
Chance de Comercialidad (Fracción)					0,00	Nota: Producto de celda F2	20 y F21					





2.a. El **Chance de Éxito** (1- Riesgo Geológico), debe ser expresado como fracción y, por lo tanto

debe estar entre valores de 0 y 1, para cada una de las variables (Trampa, Migración, Yacimiento, Fuente)

2.b. El **Chance de Desarrollo** debe ser expresado como fracción y, por lo tanto, debe estar entre valores de 0 y 1, este valor dependerá del rigor que cada compañía tenga en determinar el

Chance de desarrollo que un prospecto tiene para ser incluido en su portafolio de prospectos.

(existencia de permisológia tanto ambiental como social, aprobaciones internas y externas, presupuesto, ingeniería, facilidades de tratamiento, transporte... etc.)

- 2.c. **Chance de Comercialidad** es el producto del Chance de éxito por el Chance de desarrollo. se calcula automáticamente y es expresado como fracción y estará entre valores de 0 y 1.
- 2.d. En la columna **"rango distribución"** se debe diligenciar el valor mínimo de la variable (P0) y el máximo usado (P100). Ejemplo: 100 800
- 2.e. En la columna "tipo de distribución" se debe indicar el tipo de distribución probabilística utilizada para cada variable. (triangular, log normal, normal, Beta de acuerdo a la característica y cantidad de datos utilizados) 2.f. SE HACE ENFASIS QUE EL VALOR A REPORTAR EN EL RESUMEN EJECUTIVO ES EL VALOR DE P50 PRESENTE EN ESTA TABLA.

Nota: lo mismo aplica para el caso Gas

(PRMS 2018 numeral 2.1.3.5.9)

#### Instructivo Tabla de Prospectos

#### **RECURSOS PROSPECTIVOS**

#### Instructivo de hojas "Formación"

- 1. Se debe diligenciar de la fila 2 a la fila 5 el nombre de la compañía, el nombre del Contrato, El nombre del prospecto y el nombre de la primera formación a diligenciar. El nombre del contrato debe ser exactamente igual al que les aparece cuando se logueen en la WEB, de lo contrario no les permitirá la carga de este archivo. NOTA: Los nombres de las formaciones deben ser cortos por ejemplo MIRADOR no utilizar MIRADOR ARENA SUPERIOR UNIDAD 1.
- 2. De las filas 8 a la fila 22 se diligencia la información del prospecto para la formación 1.
- 2.a. El chance de Exito (1- Riesgo Geologico), debe ser expresado como fracción y por lo tanto debe estar entre valores de 0 y 1, para cada una de las variables (Trampa, Migración, Yacimiento, Fuente)
- 2.b. El Chance de desarrollo debe ser expresado como fracción y por lo tanto

debe estar entre valores de 0 y 1, este valor dependerá del rigor que cada compañía tenga en determinar el Chance de desarrollo que un prospecto tiene para ser incluido en su portafolio de prospectos.

(existencia de permisológia tanto ambiental como social, aprobaciones internas y externas, presupuesto, ingeniería, facilidades de tratamiento, transporte... etc)

- 2.c. Chance de comercialidad es el producto del Chance de exito por el Chance de desarrollo. se calcula automaticamente y es expresado como fracción y estará entre valores de 0 y 1.
- 2.d. En la columna "rango distribución" se debe diligenciar el valor mínimo de la variable (P0) y el máximo usado (P100). Ejemplo: 100 800
- 2.e. En la columna tipo de distribución se debe indicar el tipo de distribución probabilistica utilizada para cada variable. (triangular, lognormal, normal, Beta de acuerdo a la caracteristica y cantidad de datos utilizados)
- 2.f. Recursos prospectivos SE HACE ENFASIS QUE EL VALOR A REPORTAR EN EL RESUMEN EJECUTIVO ES EL VALOR DE P50 PRESENTE EN ESTA TABLA.

Nota: lo mismo aplica para el caso Gas de la Fila 23 a 40

- 3. Si existen "Varias Formaciones identificadas", continuar con el diligenciamiento de las siguientes hojas para la "Formación 2" y así sucesivamente, hasta completar el número de hojas diligenciadas que sea igual al número de formaciones. Si solo se identifica una formación prospectiva, diligenciar solamente Hoja "Formación 1"
- 4. Para el diligenciamiento de las siguientes hojas "Formación 2", "Formación 3"...etc, las filas 2 a la 4, que son el nombre de la compañía, el nombre del Contrato y el nombre del prospecto aparecerán automáticamente. Esta información es tomada de Hoja "Formación 1". En la fila 5 se debe diligenciar con el nombre de la siguiente Formación. Diligenciar las filas de la 8 a la fila 40 con la información del prospecto para la respectiva formación.
- 5. Para cada prospecto se debe diligenciar un único archivo (un libro de Excel que puede tener una o varias formaciones).





## Tabla recursos no convencionales





Teniendo en cuenta que a la fecha se encuentran vigentes contratos de exploración y producción en yacimientos no convencionales se solicita la presentación de los recursos asociados a estos.

### Actualmente hay suscritos 12 contratos de exploración y producción en yacimientos no convencionales, de los cuales 4 se encuentran suspendidos, 5 en trámite de terminación y 3 en ejecución.

1. Potencial de	1. Potencial de Recursos no Convencionales en Área Exploratoria													
Nombre del proyecto	Cuenca	Formación	Tight Oil	Shale Oil	Tight Gas	Shale Gas	CSG- CBM-CMM	Estado	Profundidad Formacion Promedio (pies)	Espesor	Porosidad Promedio (%)		TOC Promedio (¥t%)	Comentarios/Observaciones /Aclaraciones

2. Actividad de	2. Actividad de perforación de Recursos No Convencionales en Área Exploratoria											
Nombre del proyecto	Formación	Mombre del pozo	Tipo de pozo	Año Fin de perforación	Estado del pozo	Observaciones						

3. Cantidades Estimadas de Recursos No Convencionales de acuerdo a matriz de SPE-PRMS											
Nombre del proyecto	Cuenca	Formación	Tipo de recurso	RECURSOS CONTINGENTES 1C	RECURSOS CONTINGENTES 2C	RECURSOS CONTINGENTES 3C	RESERVAS 1P	RESERVAS 2P	RESERVAS 3P	Comentarios/Observaciones	





### No olvide dejar sus preguntas



#### Gerencia de Reservas y Operaciones

Reservas.IRR01@anh.gov.co

Esta presentación será publicada en la página de la ANH el 11 de diciembre, bajo el título **Talleres de Reservas / Documentos**, en el siguiente enlace:

https://www.anh.gov.co/es/operaciones-yregal%C3%ADas/m%C3%B3dulo-de-gesti%C3%B3n-de-reservas/

## Gracias

## Gracias

Vicepresidencia de Operaciones, Regalías y Participaciones Gerencia de Reservas y Operaciones

