

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

**Espacio para la dirección corporativa de la empresa que
reporta**

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).

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

Espacio para la dirección corporativa de la empresa que
reporta

Espacio para logos corporativos de la empresa que reporta

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 (prospectos, 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).

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

3.4. Yacimientos y Propiedades de los fluidos.

**Espacio para la dirección corporativa de la empresa que
reporta**

Espacio para logos corporativos de la empresa que reporta

- 3.4.1. Formaciones y unidades operacionales productoras del campo, propiedades de los fluidos ($^{\circ}$ API, 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).

5. RESERVAS DEL CAMPO

- 5.1. Discusión para el campo/yacimiento 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

Espacio para la dirección corporativa de la empresa que
reporta

Espacio para logos corporativos de la empresa que reporta

el tipo de declinación que más se ajuste a la historia de producción del campo incluyendo la tasa de declinación calculada.

- 5.2. 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.

Se debe incluir la estrategia corporativa de desarrollo orientada a la maximización de reservas y la meta estimada de Factor de Recobro a alcanzar, de acuerdo con la caracterización realizada a cada uno de los yacimientos presentes en el campo.

- 5.3. 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).

5.3.1. 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.

5.3.2. Mapas isócoros o isópacos 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.

- 5.4. Gráficos (Los archivos deben ser cargados en el servicio FTP).

5.4.1. Gráfico a nivel de campo de producción histórica más los siguientes pronósticos de reservas.

5.4.1.1. Pronóstico de las reservas probadas en producción (PDP)

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 (PND).

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 campo/yacimiento 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).

Espacio para la dirección corporativa de la empresa que
reporta

Espacio para logos corporativos de la empresa que reporta

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, isopacos, isocoros 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 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.).

8. **RECURSOS NO CONVENCIONALES.** Explique en detalle la información suministrada en la Tabla de Recursos No Convencionales. Adicionalmente se debe diligenciar la Tabla Recursos y Reservas, si aplica (**Diligenciar los numerales de este informe según aplique**).

9. ANÁLISIS ECÓNOMICO

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).

Espacio para la dirección corporativa de la empresa que
reporta

Espacio para logos corporativos de la empresa que reporta

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)**.

Abreviaturas

PRMS: Petroleum Resources Management System.

E&P: Exploración y Producción.

E&E: Exploración y Exploración.

CAPO: Contacto Agua Petróleo Original.

CAP: Contacto Agua Petróleo.

CPGO: Contacto Petróleo Gas Original.

CAGO: Contacto Agua Gas Original.

CPG: Contacto Petróleo Gas.

CAG: Contacto Agua Gas.

GOR: Gas Oil Ratio (Relación gas aceite).

Bo: Factor Volumétrico del Petróleo.

POES: Petróleo Original en Sitio.

GOES: Gas Original en Sitio.

FR: Factor de Recobro.

LKO: Lowest Known Oil (Contacto de petróleo más bajo conocido)

LKG: Lowest Known Gas (Contacto de gas más bajo conocido)

PLT/ILT: registros de producción e inyección.

PVT: Pruebas presión, volumen y temperatura.

P/Z: Presión sobre factor Z.

Espacio para la dirección corporativa de la empresa que
reporta