**INFORME DEL OPERADOR**

**NOMBRE DE LA COMPAÑÍA OPERADORA**

**Nit xxxxxxxxxxxxx**

**EVALUACIÓN DE LAS RESERVAS**

**DE PETRÓLEO Y GAS**

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

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

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

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

**Número de Volumen: VOLUMEN I de n**

**(El número de volúmenes dependerá de la cantidad de campos a reportar y/o áreas de exploración a reportar)**

**NOTA: REVISAR LOS CONTENIDOS ENMARCADOS DE LA**

**SIGUIENTE FORMA**

1. **INFORMACIÓN BÁSICA**
   1. Presentación de la operadora
      1. Nombre del contrato
      2. Nombres de los campos dentro de cada contrato, mencionando si se tienen áreas en exploración.
   2. Plano(s) mostrando la ubicación de las áreas del contrato y los campos en formato JPG, PDF, PNG o TIFF que permitan su visualización, en coordenadas Datum Magna Sirgas origen Bogotá, debidamente georreferenciados. (Los planos y mapas deben ser cargados en el servicio FTP).
   3. Resumen de las reservas totales de la compañía.
   4. Resumen total de las proyecciones de las reservas y regalías de la compañía.
2. **DISCUSIÓN**
   1. General
      1. Discusión general de la compañía certificadora
      2. Indicar el número y tipo de contrato o negocio jurídico (sociedad, participación, otros) fecha de inicio y terminación, porcentaje de regalías, porcentaje de participación, etc.
      3. Breve descripción del(las) área(s) del contrato, su proceso de desarrollo histórico, y producción presente
      4. Presentación de los detalles del contrato (No. de contrato; nombre del contrato; tipo de contrato: asociación, E&P, concesión, operación directa, CDNDI, solo riesgo, etc; áreas en exploración, campos asociados al contrato; porcentaje de participaciones de acuerdo con el contrato antes de regalías; fecha inicio del contrato; fecha terminación del contrato; información de regalías: porcentaje por volumen de producción, porcentaje por curva base negociada, porcentaje sobre la curva base negociada, otros)
   2. Geología
      1. Breve descripción geológica del área del contrato
      2. Breve descripción del modelo estructural
      3. Breve descripción del modelo y columna estratigráfica del área
      4. Breve descripción del modelo sedimentario
      5. Breve descripción del análisis petrofísico
      6. Definición del uso de los registros/núcleos para determinar el CAPO o CAP presente
      7. Definición del uso de los registros/núcleos para determinar el CPGO o CPG presente
   3. Geofísica
      1. Área evaluada usando la geofísica
      2. Uso de la geofísica en combinación con la información de los pozos existentes
      3. Breve descripción de la aplicación de la geofísica para la evaluación de las reservas existentes y la conversión del mapa de tiempo a profundidad indicando el grado de certidumbre
      4. Resultados
3. **Ingeniería**
   1. Discusión por campo/yacimiento de las metodologías utilizadas para estimar las reservas (volumétrico, balance de materia, curvas de declinación, analogías, etc.)
   2. Definir los yacimientos y las propiedades de los fluidos
   3. Relacionar los resultados de las pruebas de los pozos (anexar informes de pruebas de pozos del último año en pdf y archivos de origen)
   4. Presentar los resultados de los cálculos de POES o GOES por yacimiento.
   5. Evaluar los Factores de Recobro – FR y su soporte técnico por yacimiento (histórico, analogía, mecanismo de drenaje, etc.)
   6. Describir los proyectos desarrollados, en ejecución y los planeados por yacimiento/campo, relación de las principales causas que impidieron la ejecución de los proyectos planeados.
   7. En caso de que las reservas se hayan estimado utilizando métodos probabilísticos, se deben registrar y explicar las distribuciones de todos los parámetros del modelo para calcular las distribuciones de GOES/ POES, sus soportes técnicos, más las distribuciones de GOES/POES y de las reservas, mostrando los valores de P10, P50, y P90
4. **AnÁlisis EcÓnómico**
   1. Breve descripción del modelo económico y los parámetros que lo afectan
      1. Porcentaje de participación de la compañía ó de cada compañía si se trata de asociadas
      2. Porcentaje de regalías asociadas a la producción de acuerdo con el contrato
      3. Curva básica de producción en caso de que exista una negociada
      4. Descripción de los escenarios de precios de petróleo, condensado y gas
   2. Descripción de los costos operacionales fijos y variables (Tabla ‘Opex’)

Definición breve del tipo de costos que se están considerando en los valores registrados en la tabla OPEX. En forma general, 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)).

* 1. Descripción de los costos de inversión y de abandono (Tabla ‘Capex’)

1. **TABLAS DE REPORTE DE RESERVAS/RECURSOS CONTINGENTES POR CAMPO Y CONTRATO**

Si tiene comentarios a las tablas de reporte de recursos y reservas por campo, menciónelos en esta sección

1. **RECURSOS PROSPECTIVOS**

Para los recursos prospectivos, presente el informe de los prospectos identificados tanto en áreas en exploración como en los campos en operación existentes en el contrato.

El contenido del informe de prospectos para contratos que solo cuentan con áreas en exploración deberá incluir los capítulos del presente contenido, según aplique al tema de prospectos.

* 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 las distribuciones de GOES/POES, sus soportes técnicos, más las distribuciones de GOES/POES, mostrando los valores de P10, P50, P90 y la media de los recursos prospectivos.
  2. Se debe utilizar las ‘Tabla de Prospectos’ para presentar las distribuciones probabilísticas.
  3. Se debe incluir dentro de la información proporcionada el riesgo de exploración (oportunidad de éxito) y su derivación. Así mismo la oportunidad de comercialidad y el año estimado de perforación del prospecto.

1. **RECURSOS NO CONVENCIONALES**

Explique en detalle la información suministrada en la Tabla de Recursos No Convencionales, no olvide que independiente del llenado de esta tabla dependiendo del recurso debe diligenciar la tabla respectiva (Tabla Recursos y Reservas, Tabla de Recursos Prospectivos).

1. **APÉNDICE**
   1. Corridas Económicas

Corridas económicas por campo, contrato, y total de la compañía efectivas hasta la vida económica de las propiedades. Las corridas económicas deben contener las siguientes proyecciones:

* + 1. Reservas brutas y netas
    2. Precios de petróleo, gas, y líquidos
    3. Deducciones a los ingresos
    4. Costos operativos
    5. Costos capitales
    6. Costos de abandono
    7. Otros costos, si los hay
    8. Ingresos futuros brutos
  1. Mapas

Los mapas deben presentarse en formato JPEG, PNG, GIF, GEOTIFF o TIFF con resolución mínima de 300 DPI legibles, en coordenadas Datum Magna Sirgas origen Central (denominado hasta el 2011 como origen Bogotá), debidamente georreferenciados. (Los mapas deben ser cargados en el servicio FTP).

* + 1. Mapas estructurales en profundidad por yacimiento – 1P, y si existen, 2P y 3P. Se deben localizar los pozos futuros discriminados por categoría probada, probable y posible
    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
    3. 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.
  1. Gráficos (Los archivos deben ser cargados en el servicio FTP).
     1. Gráfico a nivel de campo de producción histórica más los siguientes pronósticos de reservas y recursos;
        1. Pronóstico de las reservas probadas en producción (PDP)
        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).
        3. Pronóstico de las reservas probadas más probables (2P)
        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 podrán ser hasta la vida económica del campo y por lo tanto incluiría los recursos contingentes

* + 1. Para los yacimientos de gas se debe incluir el gráfico de P/Z vs. Acumulada en caso de que forme parte de la estimación de reservas
    2. Para los yacimientos de petróleo se debe incluir el gráfico de balance de materiales en caso de que forme parte del análisis de reservas
  1. Tablas Adicionales y Presentaciones. (Los archivos deben ser cargados en el servicio FTP).
     1. Presentación de la columna estratigráfica del área
     2. En caso de que las reservas hayan sido 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
  2. Gráficas, planos, mapas, figuras y otros documentos. (Según Artículo 6 de la presente Resolución).
  3. Glosario de Términos Empleados en el Reporte