



**TALLER  
INFORME DE RECURSOS Y RESERVAS - IRR  
2014**

**VICEPRESIDENCIA DE OPERACIONES, REGALIAS Y  
PARTICIPACIONES**

**Febrero 18 de 2015**





## Taller IRR

### Agenda

1. Objetivos del taller 10´  
**Jorge Alirio Ortiz - Gerente Reservas y Operaciones**
2. Ajustes
  - Tablas de Reporte de Recursos y Reservas 20´
  - Resumen Ejecutivo 10´
  - Informe del Operador 20´**Holman Dario Bustos – Profesional GRO**  
**Juan Eugenio Acosta – Profesional GRO**
3. Ingreso al SIR y Documentos 10´  
**Ivonne Duarte Medina- Profesional GRO**
4. Preguntas y comentarios Resolución IRR 20´  
**Jorge Alirio Ortiz - Gerente GRO**
5. Cierre 5´  
**Daisy Cerquera – Vicepresidente Operación, Regalía y Participaciones**





# Ajustes de las Tablas

1. En las celdas de las tablas que mencionaba “PORCENTAJE DE PARTICIPACION EN LA PRODUCCION” cambió por “VOLUMEN DE PARTICIPACION EN LA PRODUCCION-ANH”.
2. Inclusión de la tabla B.1.2 para reportar el pronóstico mensualizado del segundo año del informe (2016)

Tabla B1.1

Compañía:   
Campo:   
Fecha de corte: 31-dic-2014

**Pronóstico de Producción Total de la Compañía Año 2015  
Reservas Probadas más Recursos C1 de Petróleo**

Descripción	Clase de Reserva	Anual (Barriles)											
		Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
<b>RESERVAS PROBADAS</b>													
01. Total Reservas Probadas Produciendo	PDP	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
02. Total Reservas Probadas No produciendo	PNP	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
03. Total Reservas Probadas No Desarrolladas	PND	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>TOTAL RESERVA PROBADA:</b>		<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
<b>RECURSOS CONTINGENTES C1</b>													
04. Total Recursos C1 Produciendo	C1P												
05. Total Recursos C1 No produciendo	C1NP												
06. Total Recursos C1 No Desarrollados	C1ND	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>TOTAL RECURSOS CONTINGENTES C1:</b>		<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
<b>TOTAL RESERVAS PROBADAS+ RECURSOS CONTINGENTES C1</b>		<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
07. Pérdidas por consumo en la operación		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
08. Regalías Al Gobierno Colombiano AL 100%		0	0										
09. Reservas Netas al 100%		0	0										
10. Reservas Netas para las compañías asociadas		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
11. Derechos económicos a la ANH		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
12. Volumen de participación en la producción - ANH		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

**Reservas Probadas más Recursos C1 de Gas**

Descripción	Clase de Reserva	Mensual (kpc)											
		Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
<b>RESERVAS PROBADAS</b>													
13. Total Reservas Probadas Produciendo	PDP	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
14. Total Reservas Probadas No Produciendo	PNP	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
15. Total Reservas Probadas No Desarrolladas	PND	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>TOTAL RESERVA PROBADA:</b>		<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
<b>RECURSOS ONTINGENTES C1</b>													
16. Total Recursos C1 Produciendo	C1P												
17. Total Recursos C1 No Produciendo	C1NP												
18. Total Recursos C1 No Desarrollados	C1ND	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>TOTAL RECURSOS CONTINGENTES C1:</b>		<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>

Tabla A1 Tabla A2 Tabla B1 Tabla B1.1 Tabla B1.2 Tabla B2 Tabla B3 Tabla C Tabla D Tabla E1 Tabla E2 T||



# Ajustes de las Tablas

## 1. Reporte de volumen de regalías de gas

B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L	M
02. Total Reservas Probadas No produciendo	PNP	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
03. Total Reservas Probadas No Desarrolladas	PND	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TOTAL RESERVA PROBADA:		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>RECURSOS CONTINGENTES C1</b>											
04. Total Recursos C1 Produciendo	C1P										
05. Total Recursos C1 No produciendo	C1NP										
06. Total Recursos C1 No Desarrollados	C1ND	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TOTAL RECURSOS CONTINGENTES C1:		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TOTAL RESERVAS PROBADAS+RECURSOS CONTINGENTES C1		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
07. Pérdidas por consumo en la operación		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
08. Regalías Al Gobierno Colombiano AL 100%		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
09. Reservas Netas al 100%		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
10. Reservas Netas para las compañías asociadas		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
11. Derechos económicos a la ANH		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
12. Volumen de participación en la producción - ANH		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Descripción	Clase de Reserva	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
<b>RESERVAS PROBADAS</b>											
13. Total Reservas Probadas Produciendo	PDP	6.000.000	-	-	-	-	-	-	-	-	-
14. Total Reservas Probadas No Produciendo	PNP	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
15. Total Reservas Probadas No Desarrolladas	PND	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
TOTAL RESERVA PROBADA:		6.000.000	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>RECURSOS CONTINGENTES C1</b>											
16. Total Recursos C1 Produciendo	C1P										
17. Total Recursos C1 No Produciendo	C1NP										
18. Total Recursos C1 No Desarrollados	C1ND	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
TOTAL RECURSOS CONTINGENTES C1:		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
TOTAL RESERVAS PROBADAS+ RECURSOS CONTINGENTES C1		6.000.000	-	-	-	-	-	-	-	-	-
19. Pérdidas por consumo en la operación		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
20. Pérdidas por Quemado y otros		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
21. Regalías Al Gobierno Colombiano AL 100%		360.000	-	-	-	-	-	-	-	-	-
22. Reservas Netas al 100%		6.000.000	-	-	-	-	-	-	-	-	-
23. Reservas Netas para las compañías asociadas		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
24. Derechos económicos a la ANH		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
25. Volumen de participación en la producción - ANH		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
NOTA: C1 = 1C (Recursos Contingentes 1C) C2=2C - 1C (Diferencia de Contingentes 2C y 1C)											

Tabla A1

Tabla A2

**Tabla B1**

Tabla B1.1

Tabla B1.2

Tabla B2

Tabla B3

Tabla C

Tabla ...

+

:

◀

▶



# Ajustes de las Tablas

- En la tabla D mencionaba "RESERVAS ESTIMADAS POR EL METODO VOLUMETRICO" cambia por "RESERVAS ESTIMADAS".

Compañía:	0																			
Nombre del Campo:	0																			
Fecha de corte:	31-dic-2014																			
RESERVAS ESTIMADAS - YACIMIENTOS DE PETROLEO																				
	Clasificación	Profundidad promedio(pies)	Profundidad Limite de Contacto(pies)	Área Acres	Espesor Neto (Pies)	Porosidad d.%	Saturación Agua (%)	Presión Original (PSI)	Temp. Yac. (F)	Grav. Del Gas (API)	Gas en Solución (GOR)	Factor Vol. Formac. (Eo)		Petróleo Original En sitio (barriles)	Factor de Recobro. (%)	Reservas iniciales (barriles)	Prod acumulada @ último día año que se reporta	Reservas Permanente (barriles)	C	
Campo																				
Yacimiento(s):																				
RESERVAS ESTIMADAS - YACIMIENTOS DE GAS																				
	Clasificación	Profundidad promedio(pies)	Profundidad Limite de Contacto(pies)	Área Acres	Espesor Neto (Pies)	Porosidad d.%	Saturación Agua (%)	Presión Original (PSI)	Temp. Yac. (F)	Grav. Del Gas (API)	Relacion Cond/Gas	Factor Vol. Formac. (Eg)	Encogimiento (%)	Gas Original En sitio (NFC)	Factor de Recobro. (%)	Reservas Iniciales NFC	Prod acumulada @ último día año que se reporta	Reservas Permanente NFC	C	
Campo																				
Yacimiento(s):																				
← ▶ ... Tabla A2 Tabla B1 Tabla B1.1 Tabla B1.2 Tabla B2 Tabla B3 Tabla C <b>Tabla D</b> Tabla   ... (+) :																				



# Ajuste de las Tablas

1. Tablas F: Presentar en estas tablas el precio de venta del crudo y gas. En el informe se debe especificar el precio de referencia y el ajuste por calidad del petróleo para cada campo.

**Precio de Venta**

## A) Pronóstico de precios

Debe definirse el tipo de Petróleo con sus características: El petróleo debe ser calificado con una calidad de Grados API y el porcentaje de impurezas para relacionarlo con un Petróleo Referencial

### PROBADAS PRODUCIENDO

Descripción	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Precio del Barril de Petróleo	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Precio de mil Pies Cúbicos de Gas	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

### PROBADAS NO PRODUCIENDO

Descripción	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Precio del Barril de Petróleo	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Precio de mil Pies Cúbicos de Gas	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

### PROBADAS NO DESARROLLADAS

Descripción	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Precio del Barril de Petróleo	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Precio de mil Pies Cúbicos de Gas	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00





## Ajustes Resumen Ejecutivo

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

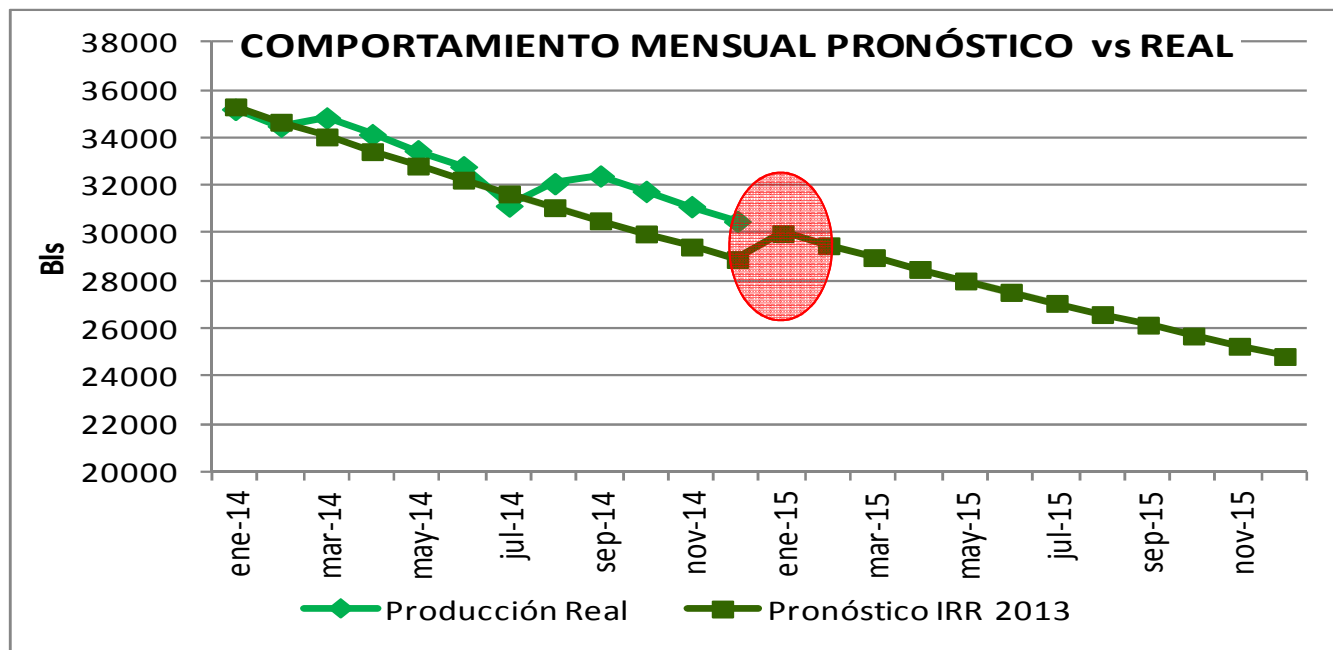
RESUMEN BALANCE - dic. 31/2014		
Ítem	Petróleo (Kbls) <sup>1</sup>	Gas (Mpc)
Reservas Probadas Total a dic. 31/2013		
Producción año 2014		
<b>Balance a dic. 31/2014</b>		
Reservas Probadas Total a dic. 31/2014 Reportada en Informe Auditor		
<b>Diferencia</b>		





## Ajustes Resumen Ejecutivo

5. Gráfica y explicación de las variaciones del comportamiento mensual de la producción total por campo real vs el pronóstico del año correspondiente, para petróleo y/o gas, las primeras expresadas en BOPD y las segundas en KPCD.









## Ajustes Resumen Ejecutivo

6. Descripción del plan de inversiones, detallando la los proyectos especiales de perforación infill de recobro mejorado, detallando aspectos de número de pozos, actividades, inversiones, reservas, pilotos y escalamiento, tipo de tecnología(s) a utilizar e incremento estimado en el factor de recobro - FR.

### **EJEMPLO: Descripción plan de Inversiones**

#### ***Perforación de 4 pozos convencionales.***

En 2013 se perforaron 4 pozos convencionales con objetivo de producción en la Formación Guaduas, especialmente en el Grupo V de dicha formación. Estos pozos fueron perforados a partir de Septiembre de 2013. Los pronósticos de producción eran de 70 BOPD iniciales por pozo, los cuales presentan un incremento en el factor de recobro del campo de 0.12%

#### ***Proyecto piloto de inyección de agua.***

El proyecto Piloto de Inyección de Agua se inició en Septiembre de 2011, con un plan de monitoreo específico por un plazo de 2 a 3 años. Entre Octubre de 2012 y Marzo de 2013, las tasas de inyección de agua se vieron reducidas por problemas de inyektividad y operación del sistema de inyección, lo cual produjo una disminución drástica en la eficiencia volumétrica de desplazamiento.

De acuerdo a lo anterior, se realizó un plan de optimización del piloto que consistió fundamentalmente en el incremento de los volúmenes de inyección y de los caudales de producción de los productores pertenecientes al patrón. Como resultado de esta optimización se logró aumentar el factor de recobro del área del piloto a un 11% lo que representa un incremento en el factor del campo del orden de 0.1%.





## Resumen Ejecutivo

7. Plan de actividades vs proyectado, justificación de variaciones y planes correctivos (si los hay) para mitigar la desviación del plan original

### EJEMPLO: Seguimiento Plan de Desarrollo



SEGUIMIENTO PLAN DE DESARROLLO Presentado en Informe Recursos y Reservas corte 31-dic-2012	
ACTIVIDADES PLANEADAS 2012	ACTIVIDADES REALIZADAS DURANTE 2013
<ul style="list-style-type: none"><li>Se tenía planeada la perforación de un pozo al norte de la estructura (FRI9).</li><li>Inicio de la inyección del pozo FRA1ST en la formación Guadalupe y posteriormente en la formación Barco.</li><li>Ejecución primera y segunda etapa de expansión de facilidades.</li></ul>	<ul style="list-style-type: none"><li>Se perforó un <u>sidetrack</u> del pozo FRA1 ya que este en 2012 presentó problemas operativos. El alcance del proyecto se modificó y se definió que el nuevo alcance es el de un pozo inyector de la formación Mirador.</li><li>Se realizó la perforación del pozo FRI9 con el objetivo de <u>accesar</u> las formaciones Barco y Guadalupe del campo Floreña. El plan es iniciar inyección en el 1Q de 2014.</li></ul>

Explicación de las variaciones (comentario anterior):

Como se mencionó en el reporte del año 2012 hubo modificaciones en la actividad planeada para el 2013 en especial asociado a los problemas operativos evidenciados en el "Sidetrack" del pozo FRA1ST a la formación Guadalupe el cual no se pudo terminar, (pérdida de acceso). Por esto en 2013 se decidió planear y perforar un nuevo "Sidetrack" con objetivos diferentes al originalmente planeado, el nuevo objetivo era la Formación Mirador.

Por su parte y debido principalmente a problemas asociados a las comunidades se generaron retrasos en los trabajos asociados a la expansión de las facilidades ubicadas en Floreña, lo cual afecta el plan original de inyección de gas en el campo. Se planea tener lista una primera expansión en Diciembre de 2014.





# Ajustes Informe del Operador



Resolución 159 de 2014, Artículo 5, Parágrafo 1

## **OBSERVACIÓN PARA ESCENARIO ANH ART. 5 RESOLUCIÓN 159 de 2014**

- Se debe presentar en el numeral 7.1.8 del Informe del Operador (el flujo de caja en archivo Excel se debe cargar en el FTP), utilizando los parámetros indicados en la Resolución, excepto el precio, para el cual la ANH ha considerado:
  - Para 2015 US\$54,58 /bl.
  - Para 2016 y subsiguiente US\$71/bl
- Cuando aplique, la compañía deberá considerar el valor del descuento por calidad en el precio de los hidrocarburos y transporte, con las explicaciones necesarias en el informe, así como cualquier observación o supuestos adicionales que existan en la estimación del mismo.





# Ajustes Informe del Operador

## Informe

### 2.2 Descripción de los costos operacionales fijos y variables (TABLA E)

“Ver Anexo”

“Ver Tablas de reservas”

“La tabla E se incluye en el reporte de reservas”

## Tabla E

AÑO	COSTOS FIJOS kUS\$/año	COSTOS VARIABLES			Otros (Especificar)		
		US\$/POZO/año	US \$/bbl	US \$/Kpc	US \$/bbl	US \$/Kpc	Diluyente US \$/bbl
2015							
2016							

C.  
VARIABLES

C.  
FIJOS

## QUE ESPERA LA ANH:

- Costo barril / campo (con y sin transporte)
- **Componentes** de costos fijos y variables



# Prospectos - Tabla G y carga

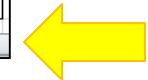


**Tabla G - Recursos Prospectivos**

Compañía:	XXXXX <b>Importante toda inf. para carga (principal CONTRATO)</b>						
Contrato:							
Prospecto:							
Formación:							
<b>PROSPECTO DE PETROLEO</b>							
	Min. (P90)	Más Probable (P50)	Máx. (P10)	Media	Dev. Estándar	Distribución	Tipo de Distribución
Área (acres)	0	0	0	0	0	0	0
Espesor Neto (pies)	0	0	0	0	0	0	0
Relación Espesor Neto/Bruto (fracción)	0	0	0	0	0	0	0
Porosidad (fracción)	0	0	0	0	0	0	0
Saturación de Petróleo (fracción)	0	0	0	0	0	0	0
Factor de Volumen de Petróleo	0	0	0	0	0	0	0
POES (Millones Barriles)	0	0	0	0	0	0	0
Factor de Recuperación (fracción)	0	0	0	0	0	0	0
Recursos Prospectivos (Millones de Barriles)	0	0	0	0	0	0	0
Oportunidad de Éxito (Fracción) (Riesgo Geológico)	Trampa	Migración	Yacimiento	Fuente			
	0	0	0	0			
<b>PROSPECTO DE GAS</b>							
	Min. (P90)	Más Probable (P50)	Máx. (P10)	Media	Dev. Estándar	Distribución	Tipo de Distribución
Área (acres)	0	0	0	0	0	0	0
Espesor Neto (pies)	0	0	0	0	0	0	0
Relación Espesor Neto/Bruto (fracción)	0	0	0	0	0	0	0
Porosidad (fracción)	0	0	0	0	0	0	0
Saturación de Gas (fracción)	0	0	0	0	0	0	0
Temperatura	0	0	0	0	0	0	0
Presión (psia)	0	0	0	0	0	0	0
Factor de Volumen de Gas	0	0	0	0	0	0	0
GOES (Gpc)	0	0	0	0	0	0	0
Factor de Recuperación (fracción)	0	0	0	0	0	0	0
Recursos Prospectivos (Gpc)	0	0	0	0	0	0	0
Oportunidad de Éxito (Fracción) (Riesgo Geológico)	Sello	Migración	Yacimiento	Fuente			
	0	0	0	0			

**Hasta 6 prospectos por contrato**

Tabla G-Prospect 1    Tabla G-Prospect 2    Tabla G-Prospect 3    Tabla G-Prospect 4    Tabla G-Prospect 5    Tabla G-Prospect 6





# Ingreso al SIR- FTP

## Pagina WEB <http://anh.gov.co> – Vinculo al Sistema Integrado de Reservas -SIR

Mapa del sitio | Glosario | Trabajo con nosotros | Contratación | Sala de Prensa | Contáctenos | English | Buscar en este sitio

**ANH**  
AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS

**YACIMIENTOS**  
NO CONVENCIONALES  
COLOMBIA

INICIO | La ANH | Información Geológica y GEOFÍSICA | Asignación de ÁREAS | Seguimiento a CONTRATOS | Comunidades y MEDIO AMBIENTE | **Operaciones y REGALÍAS** | Atención al CIUDADANO

**Regalías**

- Estadísticas e Informes
- Estadísticas antes del SGR
- Estadísticas después del SGR

**Sistema Integrado de Operaciones**

- Estadísticas de Producción

**Sistema Integrado de Reservas**

1. Diseñar los procesos de control de operaciones, regalías y participaciones.

2. Diseñar e implementar la reglamentación y manejo de la información de reservas de hidrocarburos.

3. Realizar el recaudo, liquidación y transferencia de las regalías y compensaciones monetarias a favor de la Nación por la explotación de hidrocarburos.

4. Realizar las actividades necesarias para la comercialización de los volúmenes de producción de hidrocarburos que correspondan al Estado, dentro de todas las modalidades de contrato.

5. Adelantar las gestiones necesarias para la fijación de los volúmenes de producción de petróleo de concesión que los explotadores deben vender para la refinación interna.

Sala de Prensa

- Normatividad
- ¿A quién dirigirse?
- Contáctenos
- Recientes
- Encuesta de Opinión ANH

[www.anh.gov.co/Operaciones-Regalías-y-Participaciones/Paginas/Sistema-Integrado-de-Reservas.aspx](http://www.anh.gov.co/Operaciones-Regalías-y-Participaciones/Paginas/Sistema-Integrado-de-Reservas.aspx)

Inicio > Operaciones Regalías y Participaciones > Sistema Integrado de Reservas

Ingrese en los siguientes enlaces para cargar la información en el Sistema Integrado de Reservas y el FTP:

**SIR** **FTP**

**MENÚ DESTACADO**

- La ANH
- Ronda Colombia 2014
- ANH en datos
- Sala de Prensa
- Normatividad
- ¿A quién dirigirse?
- Contáctenos
- Recientes
- Encuesta de Opinión ANH

**Instructivos:**

- Instructivo Diligenciamiento Tablas
- Instructivo carga SIR
- Instructivo carga FTP

**Formatos:**

- Carta de Presentación
- Contenido Informe del Operador
- Resumen Ejecutivo
- Tabla de Gas
- Tabla Recursos y Reservas 31-Dic-2014
- Prospectos Tabla G3





## Documentos

En archivo magnético (CD –DVD)

- Respaldo de la información contenida en el FTP



- \* Tablas de Recursos y Reservas
- Tablas de Prospectos



- \* Carta de Presentación
- Informe del operador
- Certificado e Informe del auditor, firmados
- Resumen ejecutivo ( Definido en el Anexo 1 de la Resolución 159 de 2014)
- Tablas de Excel ( Reservas + Prospectos)
- Tabla Excel – **ESCENARIO ANH**
- Mapas-Gráficas- Flujos de Caja y otros documentos

**ARCHIVO  
FISICO**

### Resolución 159 de 2014

- Carta de presentación suscrita por el representante legal de la compañía, dirigida a la Vicepresidencia de Operaciones, Regalías y Participaciones
- Resumen Ejecutivo, firmado por el representante legal de la compañía, en original)
- Certificado del Auditor firmado

**Todos los documentos en formato .pdf deberán estar firmados por el responsable de cada documento según corresponda, el representante legal de la compañía, el responsable de las reservas de la compañía o el Auditor.**





**GRACIAS**

