



**TALLER
INFORME DE RECURSOS Y RESERVAS - IRR
2013**

**VICEPRESIDENCIA DE OPERACIONES, REGALIAS Y
PARTICIPACIONES**

Octubre 28, 2014





Agenda

- 1- Apertura (08:00 am) (5')
Jorge Alirio Ortiz - Gerente Reservas y Operaciones - GRO
- 2- Objetivos del taller (5')
Jorge Alirio Ortiz - Gerente Reservas y Operaciones
- 3- Comentarios del proceso durante 2014 vs. Proceso 2013 (45')
- 4- Oportunidades de Mejora (45')
 - Informe IRR
 - Resumen Ejecutivo
 - Tablas
- 5- Propuestas de mejoras y plan 2015 (30')
- 6- Cierre (5')
Daisy Cerquera – Vicepresidente Operación, Regalías y participaciones - VORP





Logros:

Proceso Comparativo Años 2013 -2014 (1)

- Modificación formatos Excel del SIR (100% OK)
- Entrega tardía de IRR – después 1 abril (Del 70% a \pm 95%)
- Diferencias mayores a 10% entre las reservas probadas entre socios (Se mantuvo, pero hubo acercamientos para eliminar este inconveniente en 2014)
- No se encuentran explicaciones sobre conciliación de información de reservas de un año a otro ni sobre OOIP (Se mejoró con la explicación en el Resumen Ejecutivo, falta \pm 10%)
- Poca relevancia a las reservas de gas en IRR (Se mantuvo)
- IRR se presenta por campo – no por fases de desarrollo del campo (100% OK)





Logros:

Proceso Comparativo Años 2013 -2014 (2)

- Flujos Caja – FC presentados en porcentaje de las compañías y no totales (Se mejoró la presentación – flujos de caja por campo netos a totales – en \pm 85%)
- En la mayoría de IRR los planes de desarrollo no se encuentran actualizados ni se explica suficientemente su ejecución y comparación con el año anterior y los que vienen - **FUNDAMENTAL EN TRÁMITE APROBACIÓN EN FORMAS** (Se mejoró con la explicación en el Resumen Ejecutivo, falta \pm 10%)
- Inconsistencia en el registro de valores negativos en reservas, costos e inversiones (Se alcanzó una mejora del 95%)
- Inconsistencia entre datos de formatos Excel y el informe (**Persiste en menor cantidad**)





Logros:

Proceso Comparativo Años 2013 -2014 (3)

- Inconsistencia producciones acumuladas (Consistencia mayor al 95%)
- Inconsistencia inventario de pozos, actividad de perforación y la información de inversión (Tablas F y Cuadro 7) **(Se mejoró pero falta mayor ajuste en inversiones vs actividad)**
- Inconsistencia en la información básica: fechas inicio, terminación, regalías, participaciones, entre otros **(Se mejoró pero falta mayor ajuste en proyección de Regalías)**





Logros:

Con referencia a los Ajustes Propuestos para 2014

- Inclusión Resumen Ejecutivo (Logro mayor al 97% en inclusión y elaboración)
- Utilización de los formatos actualizados en el SIR y carga (100%)
- Simplificación de documentos a presentar a ANH (Fue tomado positivamente por las compañías)
- Uniformidad parámetros económicos para efectos de comparación IRR (Ajuste para IRR a presentar en 2015, algunas compañías empezaron desde 2014)
- En el proceso de entendimiento de las reservas 1P, cuando se presentaron diferencias superiores 10% entre socios para un mismo campo, la Agencia decidió, por este año, realizar reuniones de conciliación de los volúmenes presentados (ECP, OXY, Mansarovar, Perenco, grupo Pacific, CEDCO, Omega, Petrosantander, Vetra y otras en proceso)



Aspectos a Mejorar

Informe IRR

- Diferencias mayores a [10%](#) entre las reservas probadas entre socios
- Algunas compañías no auditaron reservas a pesar de superar el millón de barriles (1P)
- Presentar información completa de recursos contingentes y [prospectos](#)
- Diligenciar de la información de gas

Resumen Ejecutivo

- Firmar los Resúmenes Ejecutivos
- Consistencia de la [información](#)





Aspectos a Mejorar

Tablas

- Incluir la información sobre recursos contingentes
- Consistencia en el cálculo de [regalías](#) y su proyección
- Inconsistencia en el registro de valores [negativos](#) en reservas, costos e inversiones
- Diligenciamiento de la [Tabla D](#) (aunque los volúmenes en sitio – POES y GOES – no sean calculados volumétricamente)
- Coherencia en el inventario de pozos, actividad de perforación y la información de inversión ([Tablas F y Cuadro 7](#))
- Información correspondiente a los [prospectos](#)



Ajustes para Próximos Informes (1)

Agencia:

- Mayor claridad en la identificación de la información solicitada: Optimización en las Tablas, Talleres, Asistencia permanente a las compañías operadoras:
 - En las celdas de las tablas que dice "PORCENTAJE DE PARTICIPACION EN LA PRODUCCION" se cambiará por "VOLUMEN DE PARTICIPACION EN LA PRODUCCION-ANH".
 - Se revisará con SLB si es posible la inclusión de la tabla B.1.2 que incluya pronóstico mensualizado para el segundo año del informe
 - En la tabla D que dice "RESERVAS ESTIMADAS POR EL METODO VOLUMETRICO" se cambiara por "RESERVAS ESTIMADAS", se le quita por el método volumétrico.
- Propuesta de carga para cada compañía en fechas específicas (tipo pico y placa)





Ajustes para Próximos Informes (2)

Operadoras:

- Tablas adicionales para información completa del uso de gas en el Resumen Ejecutivo
- Inclusión de la información sobre consumo y quema de gas en las Tablas B
- Ajustar en el informe ejecutivo la gráfica de producción mensualizada incluyendo el pronóstico del año 2015
- Relacionar en el numeral 6 del resumen ejecutivo los proyectos especiales de perforación infill o de recobro mejorado, detallando aspectos de número de pozos, actividades, inversiones, reservas, pilotos y escalamiento, entre otros. Esta información ayudara al trámite de aprobación de las formas ministeriales
- Los campos en evaluación que tengan informes auditados externamente los pueden presentar con la categoría de reservas o recursos que el auditor certifique.
- Incluir el escenario adicional con los parámetros económicos solicitados en la Resolución 159 de 2014, Artículo 5, Parágrafo 1





GRACIAS





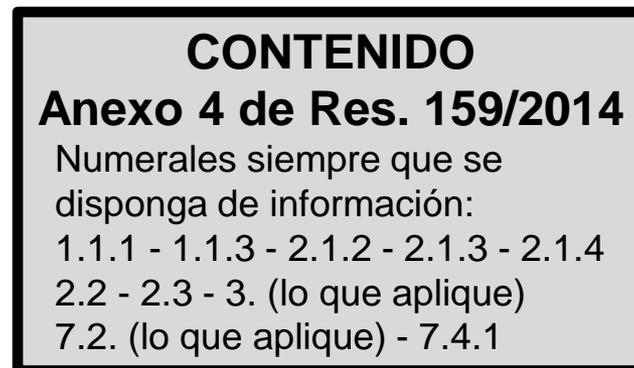
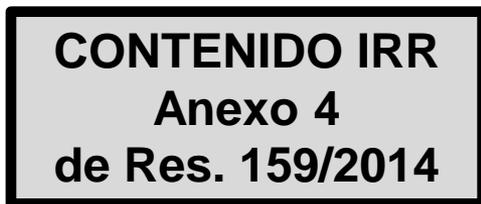
Ejemplo (real) de diferencias en reservas 1P

Campo	Socio 1 IRR 31/12/13 (1P)	Socio 2 IRR 31/12/13 (1P)	Diferencia (Mbls)	variación (%)
Campo xx	31	21	(10)	-31,3%
Campo yy	12	7	(4)	-36,2%





Prospectos – Informe





Revisión de Errores Comunes - Resumen Ejecutivo

RESUMEN BALANCE - dic. 31/2013		
Ítem	Petróleo (Kbls) ¹	Gas (Mpc)
Reservas Probadas Total a dic. 31/2012	2350.8	
Producción año 2013	120.6	
Balance a dic. 31/2013	0	
Reservas Probadas Total a dic. 31/2013 Reportada en Informe Auditor	2800.5	
Diferencia	570.3	

3. Factor de recobro (%)

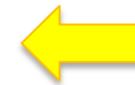
FR actual del campo (%)		60
FR último esperado (%)	Recobro primario (%)	30
	Recobro mejorado (%)	50





Revisión de Errores Comunes – Tablas (1)

		Tabla B1.1							
Compañía:									
Campo:									
Fecha de corte:	31-dic-2014								
Pronóstico de Producción Total de la Compañía Reservas Probadas más Recursos C1 de Petróleo									
Descripción	Clase de Reserva	Anual (Barriles)							
		Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto
RESERVAS PROBADAS									
01. Total Reservas Probadas Produciendo	PDP	50000	49750	49501	49254	49007	48762	48519	48276
02. Total Reservas Probadas No produciendo	PNP	0	0	0	0	0	0	0	0
03. Total Reservas Probadas No Desarrolladas	PND	0	0	0	0	0	0	0	0
TOTAL RESERVA PROBADA:		50000	49750	49501	49254	49007	48762	48519	48276
RECURSOS CONTINGENTES C1									
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
TOTAL RECURSOS CONTINGENTES C1:		0	0	0	0	0	0	0	0
TOTAL RESERVAS PROBADAS+ RECURSOS CONTINGENTES C1		50000	49750	49501	49254	49007	48762	48519	48276
07. Pérdidas por consumo en la operación		0	0	0	0	0	0	0	0
08. Regalías Al Gobierno Colombiano AL 100%		10000	9950	9900	9851	9801	9752	9704	9655
09. Reservas Netas al 100%		40000	35108	38266	36438	37050	35283	35878	35298
10. Reservas Netas para las compañías asociadas		24876	22118	24108	22956	23342	22228	22603	22238
11. Derechos económicos a la ANH		0	0	0	0	0	0	0	0
12. Porcentaje de Participación en la Producción		0	0	0	0	0	0	0	0





Revisión de Errores Comunes – Tablas (2)

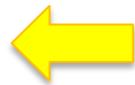
Tabla E1

Compañía: _____
 Nombre del Campo: _____
 Fecha de corte: 31 diciembre 2013

RESUMEN DE LOS COSTOS OPERATIVOS

RESERVAS PROBADAS PRODUCIENDO

AÑO	COSTOS FIJOS kUS\$/año	COSTOS VARIABLES			Otros (Especificar)		
		US\$/POZO/año	US \$/bbl	US \$/Kpc	US \$/bbl	US \$/Kpc	Diluyente US \$/bbl
2014	-1734	-276000	-9,08	0,00	0,00	0,00	0,00
2015	-1764	-276000	-9,08	0,00	0,00	0,00	0,00
2016	-1807	-276000	-9,08	0,00	0,00	0,00	0,00
2017	-1860	-276000	-9,08	0,00	0,00	0,00	0,00
2018	-1897	-276000	-9,08	0,00	0,00	0,00	0,00
2019	-1936	-276000	-9,08	0,00	0,00	0,00	0,00
2020	-1972	-276000	-9,08	0,00	0,00	0,00	0,00
2021	-2028	-276000	-9,08	0,00	0,00	0,00	0,00
2022	-2082	-276000	-9,08	0,00	0,00	0,00	0,00
2023	-2143	-276000	-9,08	0,00	0,00	0,00	0,00
2024	-2183	-276000	-9,08	0,00	0,00	0,00	0,00
2025	-2200	-276000	-9,08	0,00	0,00	0,00	0,00
2026	-2216	-276000	-9,08	0,00	0,00	0,00	0,00
2027	-2231	-276000	-9,08	0,00	0,00	0,00	0,00
2028	-2194	-276000	-9,08	0,00	0,00	0,00	0,00
2029	-2230	-276000	-9,08	0,00	0,00	0,00	0,00
2030	-2265	-276000	-9,08	0,00	0,00	0,00	0,00
2031	-2310	-276000	-9,08	0,00	0,00	0,00	0,00
2032	-2259	-276000	-9,08	0,00	0,00	0,00	0,00
2033	-2321	-276000	-9,08	0,00	0,00	0,00	0,00
2034	-2441	-276000	-9,08	0,00	0,00	0,00	0,00
2035	-1588	-276000	-9,08	0,00	0,00	0,00	0,00
2036	0	0	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
2037	0	0	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
2038	0	0	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
2039	0	0	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
2040	0	0	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
2041	0	0	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
2042	0	0	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
2043	0	0	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
2044	0	0	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
2045	0	0	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
2046	0	0	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
2047	0	0	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
2048	0	0	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
2049	0	0	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
2050	0	0	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00





Revisión de Errores Comunes – Tablas (2)

Tabla D

RESERVAS ESTIMADAS POR EL METODO VOLUMETRICO-YACIMIENTOS DE PETROLEO																		
Compañía:		0																
Nombre del Campo:		0																
Fecha de corte:		31-dic-2014																
Clasificación	Profundidad promedio (pies)	Profundidad Limite 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)	Petróleo Original En sitio (bariles)	Factor de Recobro % (*)	Reservas iniciales (bariles)	Prod acumulada @ ultimo dia año que se reporta (bariles)	Reservas Remanente (bariles)	Comentarios
Campo													21510000	30%	6453000	1683750	4769250	3P
Yacimiento(s):																		





Revisión de Errores Comunes – Tablas (3)

Tablas F

B) Costos operativos (Miles de dólares)

← **Valores "Gross"**

PROBADAS NO DESARROLLADAS

Descripción	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
	11. Perforación	3000	0	0	0	0	0
12. Retrabajos y Terminaciones	0	0	0	0	0	0	0
13. Facilidades	0	0	0	0	0	0	0
14. Mantenimiento	0	0	1000	0	0	0	0
10.Otros (Especificar en el Informe)	0	0	0	0	2000	0	0
TOTAL	3000	0	1000	0	2000	0	0

Inconsistencias o se reporta el "WI" de la compañía

C) Estado de Pozos por Año

PROBADAS NO DESARROLLADAS

Descripción	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
	01. Pozos a Perforar	2	0	0	0	0	0
02. Pozos a Abandonar							
03. Pozos Activos							
04. Pozos Inyectores de Agua (Disposición e Inyección)							
05. Pozos Inyectores de Gas							



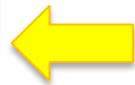


Prospectos - Tabla G y carga

Tabla G - Recursos Prospectivos

Compañía:	XXXXX Importante toda inf. para carga (principal CONTRATO)						
Contrato:							
Prospecto:							
Formación:							
PROSPECTO DE PETROLEO							
	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 Geologico)	Trampa	Migración	Yacimiento	Fuente			
	0	0	0	0			
PROSPECTO DE GAS							
	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 Geologico)	Sello	Migración	Yacimiento	Fuente			
	0	0	0	0			

Hasta 6 prospectos por contrato





Mayor claridad en la información solicitada (1)

Descripción	Clase de Reserva			
		2014	2015	2016
RESERVAS PROBADAS				
01. Total Reservas Probadas Produciendo	PDP	583772	440545	365030
02. Total Reservas Probadas No produciendo	PNP	0	0	0
03. Total Reservas Probadas No Desarrolladas	PND	0	0	0
TOTAL RESERVA PROBADA:		583772	440545	365030
RECURSOS CONTINGENTES C1				
04. Total Recursos C1 Produciendo	C1P			
05. Total Recursos C1 No produciendo	C1NP			
06. Total Recursos C1 No Desarrollados	C1ND	0	0	0
TOTAL RECURSOS CONTINGENTES C1:		0	0	0
TOTAL RESERVAS PROBADAS+RECURSOS CONTINGENTES C1		583772	440545	365030
07. Pérdidas por consumo en la operación		0	0	0
08. Regalías Al Gobierno Colombiano AL 100%		116754	88109	73006
09. Reservas Netas al 100%		426801	352436	292024
10. Reservas Netas para las compañías asociadas		268560	222035	183975
11. Derechos económicos a la ANH		0	0	0
12. Porcentaje de Participación en la Producción		0	0	0

Volumen

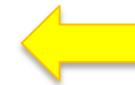


Mayor claridad en la información solicitada (2)

Tabla B1.2 (pronóstico para el 2do año del informe)

Descripción	Clase de Reserva	Anual (Barriles)	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
RESERVAS PROBADAS														
01. Total Reservas Probadas Produciendo	PDP													
02. Total Reservas Probadas No produciendo	PNP													
03. Total Reservas Probadas No Desarrolladas	PND													
TOTAL RESERVA PROBADA:														

Tabla D																			
Compañía:		0																	
Nombre del Campo:		0																	
Fecha de corte:		31-dic-2014																	
RESERVAS ESTIMADAS POR EL METODO VOLUMETRICO YACIMIENTOS DE PETROLEO																			
	Clasificación	Profundidad promedio (pies)	Profundidad Limite 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)	Petróleo Original En sitio (barriles)	Factor de Recobro % (*)	Reservas iniciales (barriles)	Prod acumulada @ último día año que se reporta (barriles)	Reservas Remanente (barriles)	Comentarios
Campo														21510000	30%	6453000	1683750	4769250	3P
Yacimiento(s):																			





Optimizaciones Resumen Ejecutivo

Gráfica de comportamiento debe incluir pronóstico año siguiente

