

Resultados y Principales Indicadores de la Gestión

[En millones de dólares]

Sestión 2007 ^(*)	Gestión 2008 ^(**)
37,6	249,3
90,7	169,6
584,4	851,6
43,5	63,4
15,5%	19,9%
15,8%	29,1%
	37,6 90,7 584,4 43,5 15,5%

(*) Los indicadores de la gestión 2007 corresponden a Dólares históricos. (**) Los indicadores de la gestión 2008 han sido convertidos a Dólares únicamente considerando como base los Bolivianos actualizados en función a la variación de la Unidad de Fomento para la Vivienda (UFV), convertidos al tipo de cambio de cierre de Bs 7,50 por USD. 1.- .

Resultado del período

La utilidad de operaciones obtenida por Andina S.A. al 31 de marzo de 2008 fue de 249,3 millones de dólares, superando el resultado obtenido en la gestión 2007 que fue de 37,6 millones de dólares. La entrada en vigencia de los Contratos de Operación a partir del 2 de mayo de 2007 fue el hecho más significativo del período y tuvo un efecto favorable en el resultado debido a la no aplicabilidad a partir de dicha fecha, de la participación adicional de YPFB del 32% sobre el valor de los Hidrocarburos producidos en San Alberto y San Antonio (Sábalo), campos en los cuales la sociedad tiene un 50 % de participación. Dicho valor acumulado al 31 de marzo de 2007 alcanzó a 190,7 millones de dólares (sin actualizar).

Adicionalmente, la participación en Transierra también tuvo un efecto importante en el incremento de la utilidad operativa por un importe aproximado a 19,7 millones de dólares, originado principalmente en el cambio del índice de actualización de dólar estadounidense a Unidad de Fomento para la Vivienda (UFV), explicado más adelante.

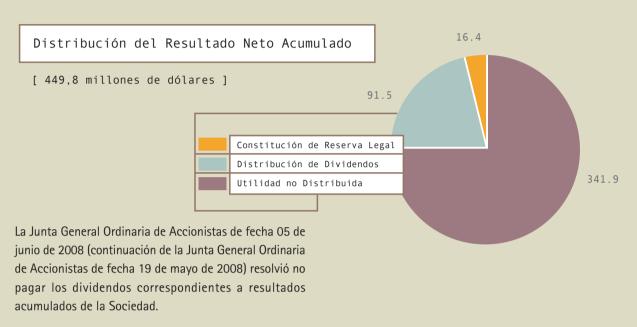
La utilidad neta del periodo fue de 169,6 millones de dólares, presentando un 86,9% de incremento en relación a la gestión anterior, equivalente a 78.9 millones de dólares. Los factores que tuvieron mayor impacto en dicho resultado pueden resumirse en :1) El incremento de la Utilidad Operativa mencionado anteriormente por un valor 211,7 millones de dólares, 2) La disminución de otros ingresos respecto a la gestión anterior por 95,1 millones de dólares, debido principalmente a que la Sociedad en la gestión 2007, reconoció como ingreso la terminación del Contrato de Volatilidad de Precios (CRPV) suscrito con Petrobrás y en la actual gestión registró una pérdida debido a que desde su inicio el índice de actualización aplicado a los estados financieros es la Unidad de Fomento para la Vivienda (UFV) aspecto explicado ampliamente en la Nota 2.3 a los estados financieros; y 3) Un incremento de la provisión del Impuesto a las Utilidades respecto al año anterior por 37,7 millones de dólares.

A continuación se muestra la evolución del resultado neto acumulado a lo largo de los 11 años de actividad de Andina S.A.:



(*) Dólares históricos al cierre de cada gestión.

El gráfico a continuación muestra el estado de distribución de dividendos de acuerdo a los resultados netos obtenidos por la Sociedad desde el inicio de sus operaciones hasta el 31 de marzo de 2008.



Ingresos operativos y Costo de ventas

En fecha 1 de mayo de 2006, el Poder Ejecutivo de Bolivia emitió el decreto N° 28701 de nacionalización de los hidrocarburos. Dicho decreto establece que: i) a partir de la fecha de emisión del mismo, las empresas petroleras que actualmente realizan operaciones de producción de gas y petróleo en Bolivia, están obligadas a entregar en propiedad a Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos (YPFB), toda la producción de hidrocarburos, ii) YPFB en nombre y representación del Estado Boliviano, en ejercicio pleno de la propiedad de todos los hidrocarburos producidos en el país, asume su comercialización, definiendo las condiciones, volúmenes y precios, tanto para el mercado interno como para la exportación y la industrialización.

En ese marco, la Sociedad firmó el 28 de octubre de 2006 los Contratos de Operación, los cuales entraron en vigencia el 2 de mayo de 2007. A partir de esa fecha, Andina S.A. se encuentra operando bajo los nuevos contratos firmados con Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos, los cuales modifican las condiciones contractuales firmadas por la Sociedad con anterioridad a dicha fecha. A efectos de los estados financieros, se pueden definir dos etapas: a) del 1 de abril al 1 de mayo de 2007 y b) del 2 de mayo de 2007 al 31 de marzo de 2008. Los cambios más importantes originados por la entrada en vigencia de los contratos y

que tienen efecto en los estados financieros, son los siguientes:

Ingresos – A partir del 2 de mayo de 2007, los ingresos de la gestión 2008 reconocidos por la Sociedad corresponden a la Retribución del Titular establecida en los Contratos de Operación mientras que en el mes de abril y el primer día de mayo 2007, se registraron como ingresos las ventas de hidrocarburos (valor de los hidrocarburos en boca de pozo) en forma similar a la gestión anterior.

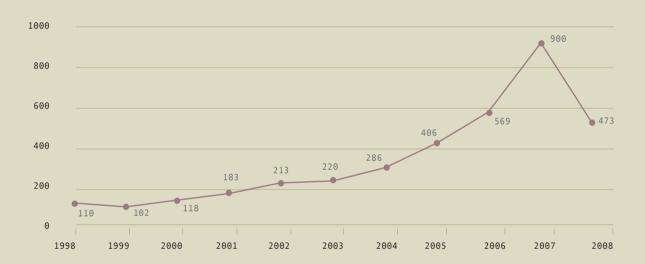
La Retribución del Titular corresponde a los costos recuperables y las ganancias, que son calculadas de acuerdo con los mecanismos previstos en el Anexo F de los Contratos de Operación. Dicho cálculo consiste básicamente en deducir del valor de los hidrocarburos los costos correspondientes a regalías, participaciones, IDH, transporte y compresión y una participación para YPFB calculada en base a la etapa de explotación en la que se encuentre cada campo. Debido a este procedimiento, los ingresos del periodo presentan una disminución del 54,9% en relación a la gestión anterior. Debe destacarse que dicha variación no guarda relación con los volúmenes entregados ni los precios de venta.

Los volúmenes entregados no presentan variaciones significativas con respecto a la gestión anterior, mientras que el precio de venta tuvo un incremento aproximado del 43%, principalmente en el mercado de exportación a Brasil.

El gráfico a continuación muestra la evolución de los Ingresos operativos obtenidos anualmente por la Sociedad desde el inicio de sus operaciones hasta el 31 de marzo de 2008.

Evolución Ingresos Operativos

[En millones de dólares]

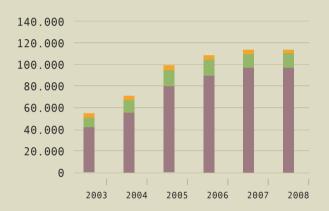


En la gestión finalizada en marzo de 2008, Andina S.A. aportó en promedio 2.40 Mm3 día de gas natural con el objeto de abastecer parte de la demanda del mercado interno boliviano, esto es un 16% más que la gestión anterior.

Es importante destacar que las entregas de gas natural obtenidos de campos operados y no operados de Andina S.A. con destino final al consumo interno del país, permitió cubrir aproximadamente el 43% de dicha demanda,

El siguiente gráfico muestra la evolución del volumen total de entregas, diferenciado por producto, en el cual se observa un incremento progresivo que representa en la gestión finalizada en marzo de 2008 un 112% más que en la gestión finalizada en marzo de 2003.



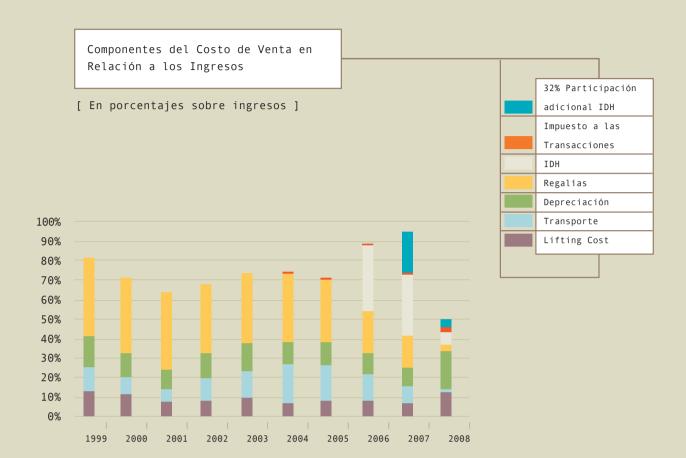


Costo de Venta

El costo de venta de la gestión concluida al 31 de marzo de 2008, alcanzó un total de 237,9 millones de dólares, representando una disminución del 76% debido principalmente a la entrada en vigencia de los Contratos de Operación el 2 de mayo de 2007 (Fecha efectiva). A partir de la fecha efectiva i) YPFB asume y efectúa el pago de regalías, participaciones, IDH, costos de transporte y compresión, y ii) Queda sin efecto la Participación Adicional de YPFB del 32% dispuesta en el Decreto Supremo 28701, cuyo importe al 31 de marzo de 2007 fue de 190,7 millones de dólares (sin actualización).

A partir de la fecha efectiva, el costo de ventas de la gestión 2008, incluye principalmente la amortización de los activos fijos, impuesto a las transacciones y lifting cost.

A continuación se muestra la composición de cada componente del costo de ventas y su evolución respecto a los ingresos por ventas desde el año 2000 a 2008.



Hasta la presente gestión uno de los componentes significativos del costo de ventas fueron las regalías, participaciones e IDH, pagados al Tesoro General de la Nación, a YPFB y a los departamentos productores. En la gestión finalizada a marzo 2008, la Sociedad realizó desembolsos por concepto de Regalías, Participaciones, IDH y Aporte Adicional del 32% a YPFB correspondiente únicamente al mes de abril y un día del mes de mayo de 2007, esto en virtud a la protocolización y entrada en vigencia de los Contratos de Operación firmados por la Sociedad considerando como fecha efectiva el 2 de mayo de 2007, fecha a partir de la cual, la Sociedad, de acuerdo con el marco institucional tributario vigente, dejó de ser sujeto pasivo de estas cargas públicas siendo el nuevo sujeto pasivo y responsable de la liquidación y pago de las mismas YPFB en su calidad de propietario de los hidrocarburos.

Considerando los aspectos mencionados anteriormente, la Sociedad ha registrado, durante la gestión finalizada en marzo de 2008, 52.7 millones de dólares como costo por áreas operadas y áreas no operadas.

A continuación detallamos el cuadro comparativo de los aportes al Estado realizados por estos conceptos durante las gestiones fiscales finalizadas en marzo de 2007 y 2008.

Cifras en dólares históricos sin actualizar

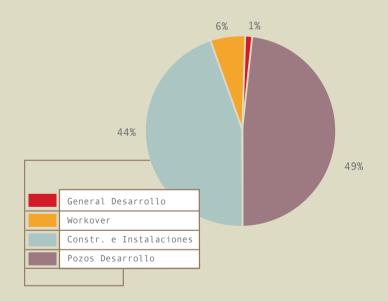
	ABRIL 2006 / MARZO 2007			ABRIL 2007 / MARZO 2008		
CONCEPTO	ÁREAS OPERADAS	ÁREAS NO OPERADAS	TOTAL	ÁREAS OPERADAS	ÁREAS NO OPERADAS	TOTAL
Regalía Departamental (11%)	20.896.960	69.323.144	90.220.104	1.476.655	6.185.546	7.662.201
Regalía Departamental Complementaria (1%)	1.912.749	6.302.104	8.214.853	134.241	562.322	696.564
Participación YPFB (6%)	11.458.291	37.812.616	49.270.907	805.448	3.373.934	4.179.382
32% Participación Adicional YPFB	-	190.655.746	190.655.746	-	17.561.981	17.561.981
Impuesto Directo a los Hidrocarburos	84.530.976	194.016.381	278.547.357	6.249.101	16.354.074	22.603.174
TOTAL	118.798.976	498.109.990	616.908.966	8.665.446	44.037.857	52.703.303

INVERSIONES

Durante la gestión 2007-2008 se invirtieron 19.6 millones de dólares en actividades destinadas a continuar con el desarrollo y explotación de los campos, tanto operados como no operados.

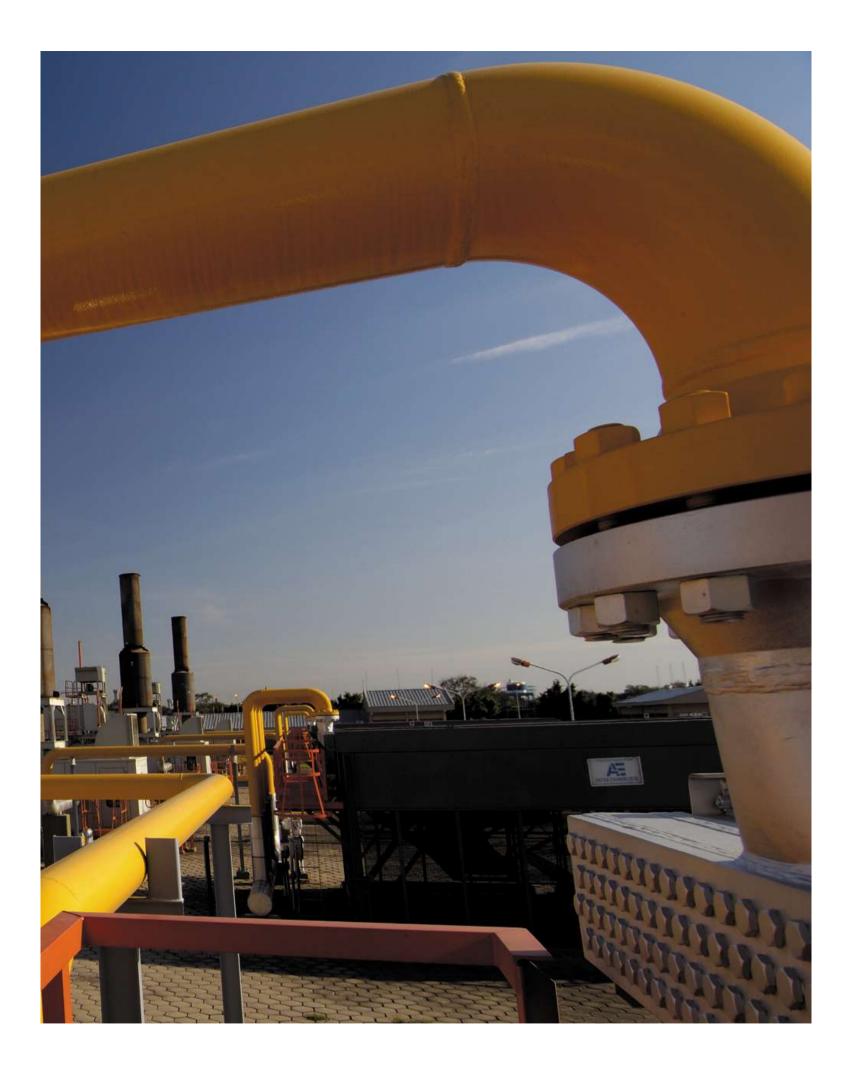
Tal como lo refleja el siguiente gráfico, el 49% del monto invertido está relacionado con la perforación de pozos, destacando principalmente el pozo SBL - 5 en el Campo Sábalo (Bloque San Antonio).

El gráfico representa la distribución de las inversiones realizadas en el año. Adicionalmente, en el ejercicio se registró una desinversión de 7 millones de dólares.



Por otra parte, el 44% fue dedicado a las actividades de Construcciones e Instalaciones, entre las cuales sobresalen los proyectos realizados en la Planta de Compresión de Río Grande (cabecera del gasoducto de exportación a Brasil) operada por la Sociedad, así como aquellas actividades llevadas a cabo en el campo Sábalo. Así mismo se realizaron una serie de trabajos en Río Grande, Víbora, Sirari y Yapacaní enfocados a asegurar la eficiencia operativa de dichas áreas.

Finalmente, el 6% de las inversiones de la gestión se refieren a operaciones de intervención y reparación de pozos en áreas operadas.



EXPLORACIÓN Y DESARROLLO

En el proyecto exploratorio Sararenda se ha realizado la reinterpretación de cinco líneas sísmicas y se han

construido 3 secciones estructurales en base a las nuevas interpretaciones disponibles.

En las Áreas no operadas con participación de Andina se trabajó en el proyecto La Ceiba, para el que se ha realizado la reinterpretación sísmica y se han construido secciones estructurales en base a dichas interpretaciones.

En el marco de las nuevas Áreas asignadas a YPFB, Andina estuvo negociando en la asignación de nuevas áreas exploratorias. Sin embargo, hasta el momento no se ha podido consolidar ningún convenio de Estudio preliminar a la adquisición de nuevo dominio minero.

DESARROLLO EN ÁREAS OPERADAS POR LA SOCIEDAD

Durante el ejercicio se realizaron operaciones de workover en el pozo LSC-X1 del campo Los Sauces, ubicado en el bloque Grigota.

El objetivo del trabajo realizado en este pozo fue habilitar producción de otros tramos de la Formación La Peña (Carbonífero) para prolongar la vida útil del pozo, disminuyendo la producción de agua e incrementando la distancia al contacto gas-agua, tarea que fue ejecutada luego de 30 días de operación.

También se intervino sin equipo el pozo VBR-18LL habilitandoproducción el tramo 3505- 3512 metros de la formación Sara (Devónico).

Durante la gestión Abril 2007 / Marzo 2008 se realizaron las revisiones integrales en fase de visualización de los campos Víbora, Sirari, Yapacaní, Cobra, Palacios, Patujú, Boquerón, Puerto Palos, Enconada y Cascabel pertenecientes al Bloque Sara Boomerang y el campo Río Grande del Bloque Grigota, con el objeto de definir su potencial productivo, incrementar reservas y rehabilitar producción. Una vez concluida esta etapa comenzó la planificación de la Fase de Conceptualización de los escenarios visualizados.

El objetivo del trabajo realizado en este pozo fue habilitar producción de otros tramos de la Formación La Peña (Carbonífero) para prolongar la vida útil del pozo, disminuyendo la producción de agua e incrementando la distancia al contacto gas-agua.

ACTIVO SAN ANTONIO CAMPO SÁBALO

DESARROLLO EN ÁREAS NO OPERADAS POR LA SOCIEDAD

1. En el Activo San Antonio el hecho más relevante del año 2007 ha sido la perforación y terminación del

pozo SBL-5DH que permitió confirmar la continuidad del Campo Sábalo al Norte del Río Pilcomayo. La participación del grupo técnico de Andina ha sido fundamental para la continuidad del proyecto dadas las incertidumbres (producción de agua), encontradas en el pozo piloto SBL-5. Las pruebas finales realizadas manifiestan una capacidad de producción de 105 Mpcd y 3300 bpd superando los objetivos de producción iniciales del proyecto.

- 2. Dentro del Proyecto SBL-5, se ha realizado la construcción y montaje de las facilidades de superficie y de 11 Km de ductos de recolección de 12" para llevar la producción de SBL-5DH a la Planta de Gas de San Antonio, cuya entrada en producción a la Planta ha sido el 24 Abril 2008. Estos ductos están enterrados y disponen de protección para el control de erosión.
- 3. Entre los Trabajos ejecutados por el staff técnico de Andina destacan los estudios que permitieron implementar el Modelo de Simulación del Campo Sábalo, fundamental para optimizar, soportar y validar las propuestas del operador para el Desarrollo del Campo.
- 4. En línea con los nuevos Contratos de Operación firmados en Mayo de 2007, se ha actualizado el Plan de Desarrollo en consenso con los socios y con YPFB.
- 5. Durante finales del 2007 y principios del 2008, se han realizado estudios de Ingeniería para realizar; Mejoras Operacionales en la Planta, Mejoras en el Tratamiento del Agua, Mejoras de Seguridad de la Planta, todo ello en el marco de garantizar la operatividad de la Planta de Gas de San Antonio. Cabe destacar la conclusión de obras civiles para la protección de los ductos de exportación del Campo Sábalo a su paso por la Quebrada de Los Monos, obra que garantiza la seguridad de los ductos de exportación del Campo más productivo de Bolivia.

Entre los Trabajos ejecutados por el staff técnico de Andina destacan los estudios que permitieron implementar el Modelo de Simulación del Campo Sábalo.



El objetivo del trabajo realizado en este pozo fue habilitar producción de otros tramos de la Formación La Peña (Carbonífero) para prolongar la vida útil del pozo, disminuyendo la producción de agua e incrementando la distancia al contacto gas-agua.

ACTIVO SAN ALBERTO CAMPO SAN ALBERTO

1. El Campo San Alberto, con seis pozos en producción, obtuvo entre Abril de 2007 y Marzo de 2008 una

producción promedio de: 392 Mpcd de gas, 7674 bpd condensado y 1740 bpd gasolina. Durante este año se realizaron y concluyeron tareas de inspección y mantenimiento en la Planta de Gas de San Alberto para incrementar la confiabilidad operativa.

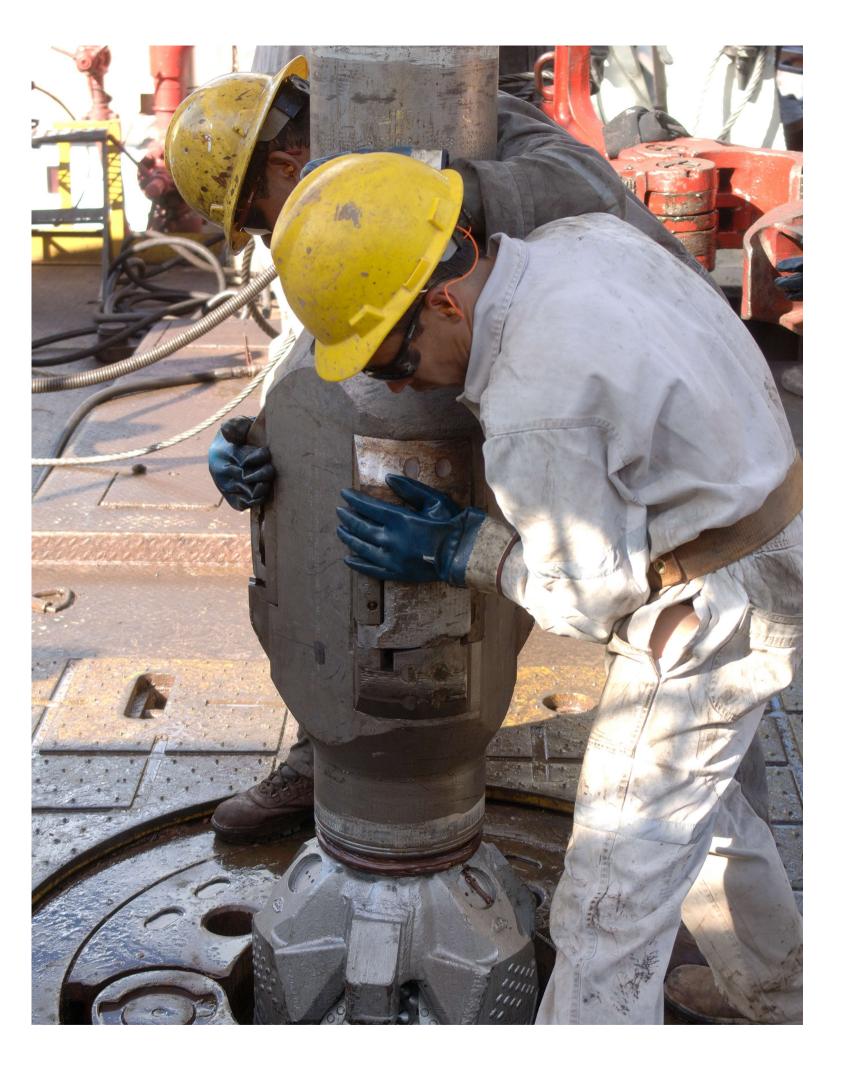
- 2. Entre los Trabajos, ejecutados por Andina, se realizaron los estudios que permitieron actualizar el Modelo de Simulación de la Estructura San Alberto, fundamental para optimizar, validar y minimizar riesgos de las propuestas del operador para el Desarrollo del Campo.
- 3. A fines del 2007 y principios del 2008, se han realizado estudios de Ingeniería para realizar; Mejoras Operacionales en la Planta, Mejoras en la Planta de Agua de San Alberto, Mejoras de Seguridad de la Planta, Instalación de un Compresor de Reciclo Adicional, todo ello en el marco de garantizar la operatividad de la Planta de Gas de San Alberto.
- 4. En línea con los nuevos Contratos de Operación firmados en Mayo de 2007, se han actualizado el Plan de Desarrollo del Campo San Alberto en consenso con los socios y con YPFB.
- 5. Se han realizado los trabajos de adecuación del Camino y Planchada para el pozo SAL-15 cuya perforación dará comienzo en Agosto de 2008. Con este pozo se espera desarrollar reservas de las Fms Huamampampa, Icla y Santa Rosa para garantizar los volúmenes de producción comprometidos.





PIE DE FOTO

PIE DE FOTO



PRODUCCIÓN

En el periodo comprendido entre el 1 de abril de 2007 y el 31 de marzo de 2008, Andina S.A. tuvo un

El objetivo del trabajo realizado en este pozo fue habilitar producción de otros tramos de la Formación La Peña (Carbonífero) para prolongar la vida útil del pozo, disminuyendo la producción de agua e incrementando

la distancia al contacto gas-agua.

promedio diario de producción de 116.551 Barriles Equivalentes de Petróleo (BEP). En las Áreas Operadas, alcanzó un promedio de producción diario de 30,910 BEP, de los cuáles 3,553 BEP corresponden a Petróleo/Condensado, 24,162 BEP a Gas Natural y 3,196 BEP a Gas Licuado de Petróleo. En las áreas no operadas por la sociedad (San Alberto, San Antonio y Monteagudo), se tuvo un promedio de producción diario neto de 85,641 BEP, de los cuales 11,980 BEP corresponden a Petróleo/Condensado y 73,660 BEP a Gas Natural.

Respecto de las áreas operadas, se nota el mejor desempeño de la producción de GLP, respecto a la gestión anterior, se consiguió producir en promedio día, un adicional de 164 BEP.

En cuanto a la producción de Gas, se hicieron todos los esfuerzos en operación y mantenimiento para satisfacer la demanda del mercado.

El rubro petróleo, con sus componentes condensado, crudo y gasolina, fue acompañando a la producción de gas dada por la demanda, Sin embargo, para contrarrestar la evolución natural de la declinación, se efectuaron trabajos de maniobras de producción y de mantenimiento, siempre buscando mantener y/o mejorar la producción, es así que se consiguió minimizar la declinación al 1.18% respecto al promedio diario de producción.

En las áreas no operadas por la Sociedad (San Alberto, San Antonio y Monteagudo), entre los factores más importantes que hicieron posible el incremento de producción respecto a la gestión anterior, se destaca el incremento en la nominación de Gas de los campos San Alberto y San Antonio desde Mayo de 2007, adicionalmente cabe indicar que a fines del 2006 se terminó de reestablecer las condiciones originales de los gasoductos de Exportación de San Antonio y durante la gestión se realizaron trabajos de protección que no afectaron la exportación de Gas. También se hicieron trabajos de Inspección y Mantenimiento de la Planta de Gas de San Alberto, los cuales, no tuvieron incidencia en la producción debido a que la planta tiene una capacidad de proceso de 13.2 MMm3/d, mayor al potencial de producción de los pozos, que actualmente alcanza los 11.6 MMm3/d, esto permitió extender el programa de trabajo, el cual finalizó en marzo de 2008. En San Antonio, se comenzó la Inspección y Mantenimiento de la Planta de Gas en septiembre de 2007. Sin embargo por exigencias en el cumplimiento de Nominación de Gas, se postergaron los mismos para su realización entre junio y agosto de 2008.

Producción Total Promedio de Hidrocarburos

No Operadas

Operadas

EN MILES DE BARRILES EQUIVALENTES DE PETRÓLEO POR DÍA (KBEPD)



Producción Total de Petróleo / Condensado / Gasolina Natural Operadas

EN MILES DE BARRILES POR DÍA (KBPD)





Producción Promedio de GLP Operadas

EN MILES DE BARRILES POR DÍA (KBEPD)





EN MILLONES DE METROS CÚBICOS POR DÍA (Mm³/d)





INGENIERIA Y CONSTRUCCIONES

De acuerdo al programa de inversiones modificado para la gestión 2007-2008 se llevaron adelante

actividades con los siguientes objetivos:

Mantener el nivel de producción.

Minimizar los índices de riesgo en las instalaciones. Implementar nueva tecnología para la optimización de los procesos.

El objetivo del trabajo realizado en este pozo fue habilitar producción de otros tramos de la Formación La Peña (Carbonífero) para prolongar la vida útil del pozo.

Siguiendo los criterios mencionados, los proyectos más destacados en el período Abril 2007 a Marzo 2008 fueron los siquientes:

En el mes de Marzo 2005, el horno del sistema de estabilización de condensado y gasolina en la Planta Sirari, quedó fuera de servicio debido a un incidente lo que motivo su reposición por un horno nuevo para cumplir las especificaciones de venta del condensado y evitar emisiones de gases a la atmósfera en los tanques de almacenaje. La fabricación y provisión del equipo fue adjudicado a la Empresa Flargent de Argentina con una alta experiencia en el diseño y construcción de equipos de intercambio de calor o calderas. El montaje del horno el 19 de octubre de 2007.

Para cubrir la demanda del Mercado Interno del Altiplano y de acuerdo a los requerimiento de la Superintendencia de Hidrocarburos se optimizó las condiciones hidráulicas internas para cumplir con los caudales de entrega de gas en la Planta de Río Grande – Inyección, para lo que se construyó un *loop* que permitió reducir las pérdidas de carga en 30 psig, dando opción a incrementar el caudal de entrega a 75 Mscfd, en el

De manera paralela al proyecto descrito anteriormente y con el objetivo de mantener los niveles de producción de GLP y tener una carga de gas alimento fresco a la Planta de Absorción se instaló un compresor adicional para los gases del sur para incrementar la capacidad de alimento a 115 Mmscfd en las condiciones más críticas de presión de succión del sistema de compresión que fue de 750 psig. El programa fue instalar un compresor en alquiler con operación y mantenimiento que fue adjudicado a la Empresa Universal Compressor.

Adicionalmente se validaron formalmente a finales de septiembre '07, las fases de Ejecución y Puesta en Marcha más Entrega de Instalaciones, parte del proyecto de Gestión Orientada a Procesos que se aplica en la gestión de proyectos de inversión que se llevan adelante en campos pertenecientes a Andina. Este proyecto conjugado con la aplicación de la Metodología FEL (*Front End Loading*) y el sistema de aprobaciones con portones de verificación se traducen en una herramienta flexible, que define actividades y responsables, y genera documentos de soporte que pretenden minimizar las desviaciones de presupuesto y tiempo de ejecución, además de maximizar los resultados que vayan a agregar valor a la compañía en términos operacionales, tecnológicos y financieros.

LOGÍSTICA Y ABASTECIMIENTO

La Gerencia de Logística y Abastecimiento concluyó satisfactoriamente la segunda fase de

El sistema GASMED es de vital importancia para garantizar la confiabilidad de las mediciones fiscales de sus campos y de esta manera asegurar la correcta aplicación de los ingresos de la Compañía.

implementación del Proyecto GASMED que comprende los campos que están interconectados con el sistema de transporte, en las zonas del Norte del país : Víbora, Sirari y Yapacaní.

A través del GASMED es posible identificar desviaciones de volumen y de calidad en forma instantánea, y actuar en consecuencia para corregir o compensar las variaciones, garantizando el cumplimento de los compromisos contractuales establecidos en los Contratos de Operación suscritos con YPFB.

El sistema GASMED es de vital importancia para garantizar la confiabilidad de las mediciones fiscales de sus campos y de esta manera asegurar la correcta aplicación de los ingresos de la Compañía.

La puesta en marcha del sistema fue impulsada por la Gerencia de Logística & Abastecimiento y su aplicación es llevada a cabo

UN SISTEMA DE VANGUARDIA

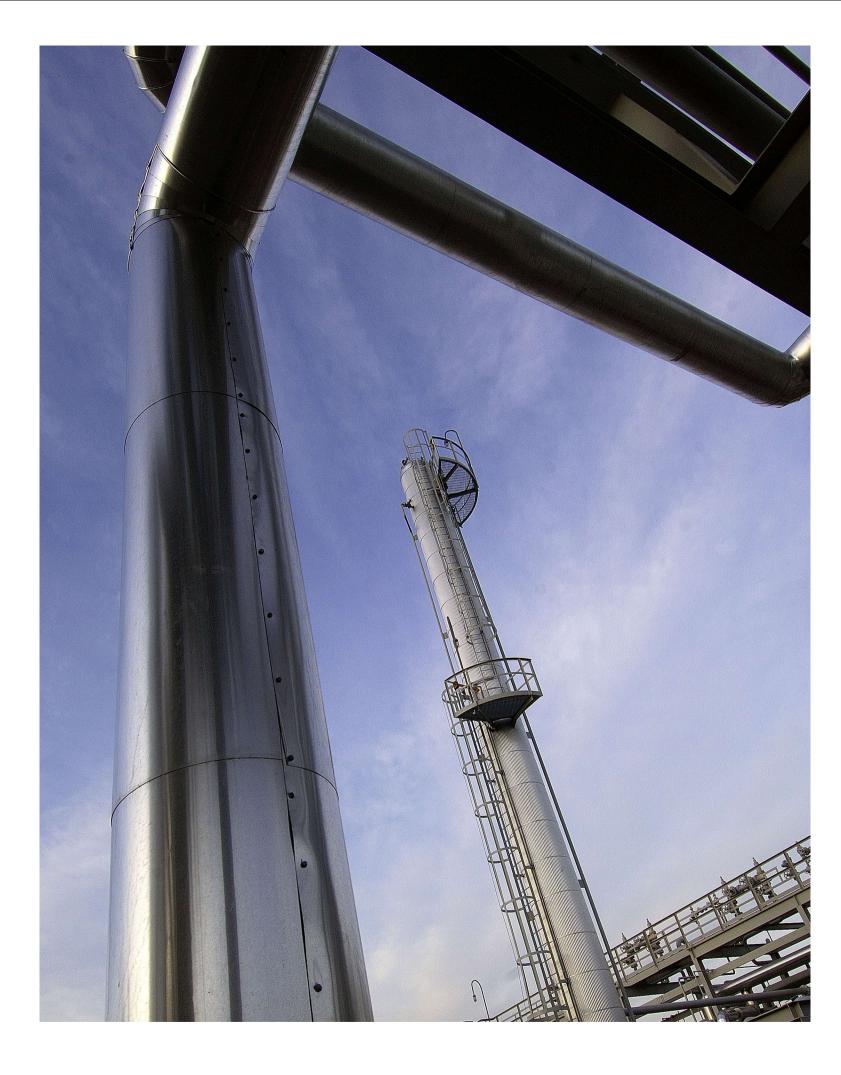
El GASMED es un sistema integral de control y fiscalización de las mediciones de gas natural principalmente en los puntos de transferencia de custodia (recepción y entrega), que permite visualizar desde la Sala de Control y Despacho de la Gerencia de Logística & Abastecimiento o desde cualquier computador de la red (Intranet), los caudales instantáneos de producción y entrega en cada punto de fiscalización y/o transferencia de gas natural.

El GASMED prevé en su diseño, en aquellos puentes de medición operados por terceros, la elaboración de mediciones propias a través de la señal primaria de medición que, eventualmente, sirve de backup como contraste de la medición fiscal.

Debido a que el sistema utiliza tecnología de punta, su desarrollo implica una actualización constante de sus instalaciones, el compromiso de su mantenimiento y la capacitación de los recursos humanos.

La plataforma tecnológica en la cual está basada la visualización de los puntos medición en tiempo real (on line) que transmite la información a través de radio, fibra óptica y satélite es administrada y mantenida todos los días del año, contando con cuadrillas de emergencia que actúan en caso de se presentarse algún

inconveniente técnico o corte de señal, trasladándose hasta el lugar afectado (campo) el día y la hora en que sean requeridos.











OTROS NEGOCIOS DE LA SOCIEDAD

PLANTA DE COMPRESION DE RIO GRANDE

Durante el periodo del presente ejercicio, la Planta comprimió un promedio de 29.20 Mm3/d, más un

consumo propio en gas combustible de 0.188 Mm3/d, caudal que ingresó a la Planta a través de tres líneas de transporte, con los siguientes volúmenes y presiones:

Línea de 12" de Empresa Petrolera Andina S.A., entregó el gas natural procesado en la Planta de Absorción de Río Grande un promedio diario de 3.21 Mm3, con una presión promedio de 820 Psig.

El sistema GASMED es de vital importancia para garantizar la confiabilidad de las mediciones fiscales de sus campos y de esta manera asegurar la correcta aplicación de los ingresos de la Compañía.

Línea de 24" de Transredes S.A., entregó un volumen promedio diario de 12.09 Mm3, con una presión promedio de 841 psig. Línea de 32" de Transierra S.A., entregó un promedio diario de 13.90 Mm3 y una presión promedio de 875 Psig.

La Planta cuenta con un Sistema Scada de control y monitoreo, el cual recibe y despliega las señales de los Turbocompresores, medidores e instrumentación.

También se tiene instalado un sistema *on line* de control y seguimiento instantáneo de los medidores de ingreso a la Planta llamado GASMED el cual es monitoreado por la Sala de Despacho de Gas en la ciudad de Santa Cruz de la Sierra y también en la Sala de Control de Río Grande donde están los Operadores de la Planta de Compresión.

Asimismo, en este periodo se realizaron los trabajos de Overhaul por intercambio de las Turbinas SOLAR TC – 101 C y TC – 101 D y de las unidades TC – 101 B y TC – 101 E, en los meses de enero y septiembre / 2007, respectivamente.

En abril/2007 se lanzó la licitación para la Operación y Mantenimiento por el lapso de tres (3) años. Adjudicando el servicio a la empresa Hannover.

A finales del mes de septiembre se logro restituir la capacidad total de compresión, luego de realizar reparaciones en las unidades TC-101F y TC-101G de la línea MAN TURBO.

Como parte del proceso de mejora continua para la siguiente gestión se tiene programado realizar el overhaul por intercambio de la unidad TC- 101 A, el *overhaul* de los tres motogeneradores instalados en la planta, la actualización del sistema de control de las unidades SOLAR TURBINES (de TT-37 a TT-4000) y la implementación de sistemas de monitoreo y diagnóstico remoto desde fábrica, con el objetivo de trabajar en un mantenimiento basado en condición de la máquina.



ACTIVIDADES DE TRANSIERRA S.A.

Durante la gestión del ejercicio TRANSIERRA cumplió con todos sus compromisos de transporte, alcanzando un caudal promedio

anual de 17.52 millones de metros cúbicos por día.

Todas las operaciones se llevaron a cabo sin contratiempo y sin ninguna interrupción alcanzándose en esta gestión los 1,792 días sin accidentes con pérdida de tiempo, esto gracias al esfuerzo de todo el equipo de trabajo, conformado tanto por personal propio como por de los contratistas.

Durante esta gestión se completó la instalación del sistema de monitoreo remoto de los medidores ultrasónicos de transferencia de custodia, incluyendo la realización de diagnósticos del funcionamiento de los mismos, desde el Centro de Supervisión y Control. Se mejoró también el sistema de vigilancia a través de video cámaras al instalarse un equipo con mayores prestaciones en el área de compresores de la Estructura de Compresión de Villa Montes y se instalaron medidores de humedad del gas (Dew Point) en línea en las estaciones de Yacuiba, Villa Montes y Río Grande.

Se firmó el contrato de Machinery Protection Program MPP Solar Turbines Internacional. Dicho programa es un seguimiento en línea al funcionamiento de los turbocompresores de la Estación de Compresión de Villa Montes, por parte del fabricante e incluye la asistencia en la solución de problemas de un líder asignado al proyecto por Solar.

Se efectuó la Inspección Interna del gasoducto (ILI) con el pasaje de chancho inteligente (smart pig), cuyos resultados permitirán conocer en detalle el estado actual del gasoducto y elaborar una línea base, de manera de seguir con las recomendaciones del Programa de Manejo de la Integridad del GASYRG.

Se ejecutó la Ingeniería básica y de detalle para la instalación del tercer turbocompresor en la Estación de Compresión de Villa Montes, con cuyos resultados se procedió a la adquisición del paquete turbocompresor (sin el motor Taurus-70), equipos complementarios, accesorios y otros materiales para su instalación, además se contrataron los servicios necesarios para dicha instalación. Se tiene programado el arranque y pruebas del 3er turbocompresor de reserva en la Estación de Compresión de Villa Montes para fines del primer semestre del año 2008.

Durante el año 2007 se implementaron las recomendaciones más importantes (desde el punto de vista de asegurar la continuidad operativa del GASYRG) del "Estudio de Cuencas", para reparar y o mitigar los efectos de la erosión hidráulica en el DDV, este plan es de aplicación y actualización permanente.

En el cruce del río Pilcomayo se ejecutaron importantes obras de reparación y ampliación de los defensivos del gasoducto, para minimizar los riesgos por las riadas durante la época de lluvias.

Transierra continúa trabajando en el área social siempre en función y cumplimiento de los acuerdos logrados con las principales instituciones y organizaciones del área de influencia, principalmente con los Gobiernos Municipales y las Organizaciones Indígenas.

El sistema GASMED es de vital importancia para garantizar la confiabilidad de las mediciones fiscales de sus campos y de esta manera asegurar la correcta aplicación de los ingresos de la Compañía.





MEDIO AMBIENTE

Repsol YPF al asumir el compromiso de desarrollar sus actividades de exploración y producción, considera

como uno de sus valores esenciales, la protección al Medio Ambiente y el respeto al ecosistema, minimizando los impactos y dando cumplimiento a la legislación ambiental vigente.

La metodología del control de Medio Ambiente se realiza mediante monitoreos periódicos

Para el cumplimento de estos compromisos, Andina S.A. cuenta con una certificación ISO 14001, como apoyo al marco Legal. Toda la Gestión Ambiental del 2007 esta orientada a las políticas de protección y manejo ambiental, que fueron cumplidas acorde al Plan Ambiental presentado por Andina a la Autoridad Ambiental Competente.

El control de la Gestión Ambiental esta en cumplimiento al Articulo 151 del RCPA y a puntualizar aspectos relevantes del estado técnico-ambiental de las instalaciones.

La metodología del control de Medio Ambiente se realiza mediante monitoreos periódicos acorde al siguiente marco Legal.

- Ley de medio Ambiente Nro. 1333 y sus regulaciones.
- Reglamento Ambiental para el Sector de Hidrocarburos.
- Ley Forestal Nro.1700 y su Reglamentación.
- Norma Boliviana NB 742 760 (Normas Técnicas de Residuos Sólidos).
- Sistema de Gestión Ambiental ISO 14001 de Andina S.A.

Gestión de Medio Ambiente Metodología

Etapa de Planificación.En esta etapa se procede a la revisión de información existente sobre el Campo. Se toman en cuenta datos como ubicación, composición y estado de las diferentes instalaciones, revisión de mapas de las planchadas, etc. Dentro de esta etapa también se elaboran planillas de campo para identificar, caracterizar y priorizar los problemas ambientales que se presenten y registrar la información obtenida en las visitas a las instalaciones.

Etapa de Campo. – El personal técnico de Medio Ambiente, inspecciona las diferentes instalaciones de Andina en campo, durante estas inspecciones se registran en las planillas de campo los diferentes aspectos relacionados con el monitoreo ambiental para identificar, caracterizar y priorizar los problemas ambientales presentes en las instalaciones. Asimismo, se documentan los distintos aspectos encontrados con toma fotográfica.

Etapa de Gabinete.- En esta etapa se procede a la organización, procesamiento e interpretación de los datos obtenidos en el campo. A partir de la información relevada en campo, se analizan los orígenes de las desviaciones y se asignan los responsables, tiempo y presupuesto para la readecuación.



RESULTADOS **FINANCIEROS** Y COMERCIALES

En la presente gestión, al igual que en las precedentes, el principal vector de crecimiento de la empresa ha sido su ingreso, el cual alcanzó un monto de 569 millones de dólares americanos, un 40% mayor al registrado en la gestión anterior.



Resultados y Principales Indicadores de la Gestión

[En millones de dólares]

	Gestión 2007 (*)	Gestión 2008 ^(**)		
Utilidad de operaciones	37,6	249,03		
Utilidad neta	90,7	169,6		
Patrimonio neto	584,4	851,6		
Valor contable de las acciones (en dólares)	43,5	63,4		
Rentabilidad sobre el patrimonio	15,5%	19.9%		
Rentabilidad sobre el capital empleado	15,8%	29.1%		

^(*) Los indicadores de la gestión 2007corresponden a Dólares Estadounidenses históricos.

Estadounidenses únicamente considerando como base los Bolivianos actualizados en función a la variación de la Unidad de Fomento para la Vivienda (UFV), convertidos al tipo de cambio de cierre de USD 7,50 por Bs. 1.- .

^(**) Los indicadores de la gestión 2008 han sido convertidos a Dólares

Resultado del período

La utilidad de operaciones obtenida por Andina S.A. al 31 de marzo de 2008 fue de 249,3 millones de dólares, superando ampliamente el resultado obtenido en la gestión 2007 que fue de 43,8 millones de dólares. La entrada en vigencia de los Contratos de Operación a partir del 2 de mayo de 2007 fue el aspecto más importante del período y tuvo un efecto favorable en el resultado debido a la no aplicabilidad a partir de dicha fecha, de la participación adicional de YPFB del 32% sobre el valor de los Hidrocarburos, cuyo cargo al 31 de marzo de 2007 alcanzó 190,7 millones de dólares (valor histórico).

Adicionalmente, la participación en Transierra también tuvo un efecto importante en el incremento de la utilidad operativa por un importe aproximado a 19,7 millones de dólares, originado principalmente en el cambio del índice de actualización de dólar estadounidense a Unidad de Fomento para la Vivienda (UFV), explicado más adelante.

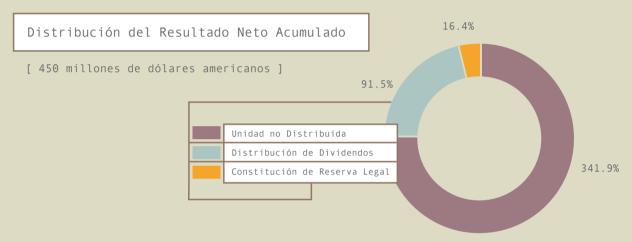
La utilidad neta del periodo fue de 169,6 millones de dólares, presentando un 86,9% de incremento en relación a la gestión anterior. Los factores que tuvieron mayor impacto en dicho resultado pueden resumirse en dos:1) El rubro otros ingresos presenta una disminución significativa ya que durante la gestión 2007, la Sociedad reconoció como ingreso la terminación del Contrato de Volatilidad de Precios (CRPV) suscrito con Petrobrás que significó un ingreso de 107,4 millones de dólares en dicha gestión, y 2) A partir de la gestión 2008, de acuerdo a disposiciones legales en vigencia, el índice de actualización de los estados financieros que al 31.03.07 era el dólar estadounidense fue reemplazado por la Unidad de Fomento para la Vivienda (UFV). Este aspecto se encuentra explicado ampliamente en la Nota 2.3 a los estados financieros. El efecto de dicha actualización representa una pérdida para la Sociedad de aproximadamente 31,2 millones de dólares.

A continuación se muestra la evolución del resultado neto acumulado a lo largo de los 11 años de actividad de Andina S.A.:



La Junta General Ordinaria de Accionistas de fecha 05 de junio de 2008 (continuación de la Junta General Ordinaria de Accionistas de fecha 19 de mayo de 2008) resolvió no pagar los dividendos correspondientes a resultados acumulados de la Sociedad.

El gráfico a continuación muestra el estado de distribución de dividendos de acuerdo a los resultados netos obtenidos por la Sociedad desde el inicio de sus operaciones hasta el 31 de marzo de 2008.



Ingresos operativos y Costo de ventas

En fecha 1 de mayo de 2006, el Poder Ejecutivo de Bolivia emitió el decreto N 28701 de nacionalización de los hidrocarburos. Dicho decreto establece que: i) a partir de la fecha de emisión del mismo, las empresas petroleras que actualmente realizan operaciones de producción de gas y petróleo en Bolivia, están obligadas a entregar en propiedad a Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos (YPFB), toda la producción de hidrocarburos, ii) YPFB en nombre y representación del Estado Boliviano, en ejercicio pleno de la propiedad de todos los hidrocarburos producidos en el país, asume su comercialización, definiendo las condiciones, volúmenes y precios, tanto para el mercado interno como para la exportación y la industrialización.

En ese marco, la Sociedad firmó el 28 de octubre de 2006 los Contratos de Operación, los cuales entraron en vigencia el 2 de mayo de 2007. A partir de esa fecha, Andina S.A. se encuentra operando bajo los nuevos contratos firmados con Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos, los cuales modifican las condiciones contractuales firmadas por la Sociedad con anterioridad a dicha fecha. A efectos de los estados financieros, se pueden definir dos etapas: a) del 1 de abril al 1 de mayo de 2007 y b) del 2 de mayo de 2007 al 31 de marzo de 2008. Los cambios más importantes

originados por la entrada en vigencia de los contratos y que tienen efecto en los estados financieros, son los siguientes:

Ingresos – Los ingresos de la gestión 2008 corresponden a la Retribución del titular en lugar de las Ventas de hidrocarburos (valor de los hidrocarburos en boca de pozo) considerada como ingreso en la gestión 2007. La retribución del titular corresponde a los costos recuperables y las ganancias, que son calculadas de acuerdo con los mecanismos previstos en el Anexo F del contrato. Dicho cálculo consiste básicamente en deducir del valor de los hidrocarburos los costos correspondientes a regalías, participaciones, IDH, transporte y compresión y una participación para YPFB calculada en base a la etapa de explotación en la que se encuentre cada campo. Debido a este procedimiento, las ventas del periodo presentan una disminución del 54,9% en relación a la gestión anterior. Debe destacarse que dicha variación no guarda relación con los volúmenes entregados ni los precios de venta. Los volúmenes entregados no presentan variaciones significativas con respecto a la gestión anterior, mientras que el precio de venta tuvo un incremento aproximado del 43%, principalmente en el mercado de exportación a Brasil.

El gráfico a continuación muestra la evolución de los Ingresos operativos obtenidos anualmente por la Sociedad desde el inicio de sus operaciones hasta el 31 de marzo de 2008.



[En millones de dólares americanos]



En la gestión finalizada en marzo de 2008, Andina S.A. aportó en promedio 2.40 Mm3 día de gas natural con el objeto de abastecer parte de la demanda del mercado interno boliviano, esto es un 16% más que la gestión anterior.

Es importante destacar que las entregas de gas de Andina S.A. con destino final el consumo interno de Bolivia permitió cubrir aproximadamente el 43% de dicha demanda, gas natural que fue obtenido de campos operados y no operados por la Sociedad.

El siguiente gráfico muestra la evolución del volumen de entregas por producto, en el cual se observa el incremento progresivo de las mismas, representando en la gestión finalizada en marzo de 2008 un 112% más que en la gestión finalizada en marzo de 2003.



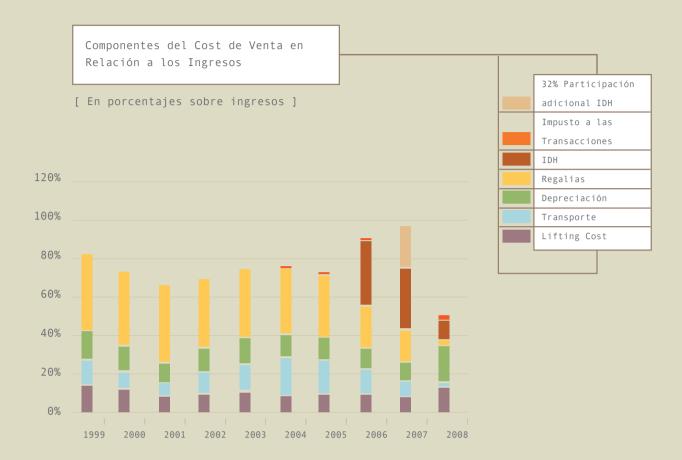


Costo de Venta

El costo de venta de la gestión concluida al 31 de marzo de 2008, alcanzó un total de 237,9 millones de dólares, representando una disminución del 76% debido principalmente a la entrada en vigencia de los Contratos de Operación el 2 de mayo de 2007 (Fecha efectiva). A partir de la fecha efectiva i) YPFB asume y efectúa el pago de regalías, participaciones, IDH, costos de transporte y compresión, y ii) Queda sin efecto la Participación Adicional de YPFB del 32% dispuesta en el Decreto Supremo 28701, cuyo importe al 31 de marzo de 2007 fue de 190,7 millones de dólares.

A partir de la fecha efectiva, el costo de ventas de la gestión 2008, incluye principalmente la amortización de los activos fijos, impuesto a las transacciones y lifting cost.

A continuación se muestra la composición de cada componente del costo de ventas y su evolución respecto a los ingresos por ventas desde el año 2000 a 2008.



Regalías, Participaciones, IDH y Participación Adicional YPFB

Uno de los componentes significativos del costo de ventas son las regalías, participaciones e IDH, pagados al Tesoro General de la Nación, a YPFB y a los departamentos productores. En la gestión finalizada a marzo 2008, la Sociedad realizó desembolsos por concepto de Regalías, Participaciones, IDH y Aporte Adicional del 32% a YPFB correspondiente únicamente al mes de abril y un día del mes de mayo de 2007, esto en virtud a la protocolización y entrada en vigencia de los Contratos de Operación firmados por la Sociedad considerando como fecha efectiva el 2 de mayo de 2007, fecha a partir de la cual, la Sociedad, de acuerdo con el marco institucional tributario vigente, dejó de ser sujeto pasivo de estas cargas públicas siendo el nuevo sujeto pasivo y responsable de la liquidación y pago de las mismas YPFB en su calidad de propietario de los hidrocarburos.

Considerando los aspectos mencionados anteriormente, la Sociedad ha registrado, durante la gestión finalizada en marzo de 2008, 52.7 millones de dólares como gasto por áreas operadas y áreas no operadas.

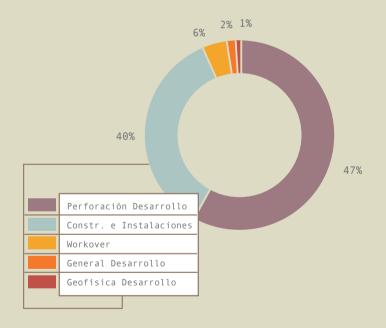
A continuación detallamos el cuadro comparativo de los aportes al Estado realizados por estos conceptos durante las gestiones fiscales finalizadas en marzo de 2007 y 2008.

	ABRIL 2006 / MARZO 2007		ABRIL 2007 / MARZO 2008			
CONCEPTO	ÁREAS OPERADAS	ÁREAS NO OPERADAS	TOTAL	ÁREAS OPERADAS	ÁREAS NO OPERADAS	TOTAL
Regalía Departamental (11%)	20,896,960	69,323,144	90,220,104	1.476.655	6.185.546	7.662.201
Regalía Departamental Complementaria (1%)	1,912,749	6,302,104	8,214,853	134.241	562.322	696.564
Participación YPFB (6%)	11,458,291	37,812,616	49,270,907	805.448	3.373.934	4.179.382
32% Participación Adicional YPFB	-	190,655,746	190,655,746	-	17.561.981	17.561.981
Impuesto Directo a los Hidrocarburos	84,530,976	194,016,381	278,547,357	6.249.101	16.354.074	22.603.174
TOTAL	118.798.976	498.109.990	616.908.966	8.665.446	44.037.857	52.703.303

INVERSIONES

Durante la gestión 2007-2008 se invirtieron 21.2 millones de dólares en actividades destinadas a continuar con el desarrollo y explotación de los campos, tanto operados como no operados.

Tal como lo refleja el siguiente gráfico, el 47% del monto invertido está relacionado con la perforación de pozos, destacando principalmente el pozo SBL - 5 en el Campo Sábalo (Bloque San Antonio).



Por otra parte, el 40% fue dedicado a las actividades de Construcciones e Instalaciones, entre las cuales sobresalen los proyectos realizados en la Planta de Compresión de Río Grande (cabecera del gasoducto de exportación a Brasil) operada por la Sociedad, así como aquellas actividades llevadas a cabo en el campo Sábalo. Así mismo se realizaron una serie de trabajos en Río Grande, Víbora, Sirari y Yapacaní enfocados a asegurar la eficiencia operativa de dichas áreas.

Finalmente, el 6% de las inversiones de la gestión se refieren a operaciones de intervención y reparación de pozos en áreas operadas.