



UNIVERSIDAD MAYOR DE SAN SIMON
FACULTAD DE CIENCIAS ECONOMICAS
Instituto de Estudios Sociales y Económicos

CONDICIONES DE VALORIZACION DEL CAPITAL PETROLERO: EL CASO DE CHACO Y ANDINA EN BOLIVIA

Número 7

Mayo 2005

TANIA AILLON GOMEZ

Cochabamba - Bolivia

Condiciones de valorización del capital petrolero: El caso de Chaco y Andina en Bolivia

ISBN:2-1-1917-04

Depósito Legal: 99905-77-87-0

Cuidado de Edición

Tania Aillon Gomez

Diseño de tapa

Tania Aillon Gomez

Impreso, en Talleres Gráficos KIPUS, Teléfono: 4237448, Cochabamba.

Printed in Bolivia

El presente documento es publicado con el auspicio del Proyecto de Mejoramiento de Formación en Economía (PROMECE), dentro la línea de apoyo a las investigaciones del IESE.

El PROMECE se inserta en el marco de cooperación internacional entre el Reino de los Países Bajos y la República de Bolivia (Programa MHO). Es ejecutado por la Universidad Mayor de San Simón, a través de la Carrera de Economía y la participación de las Universidades de Tilburg, Utrecht y Wageningen.

Los trabajos de colaboración y solicitudes de canje remitir a:

INSTITUTO DE ESTUDIOS SOCIALES Y ECONOMICOS
Facultad de Ciencias Económicas
Universidad Mayor de San Simón
Casilla 4973
Cochabamba – Bolivia

PRESENTACIÓN

Este documento forma parte de la Serie Documentos de Investigación, en la que los docentes-investigadores publican, a partir del año 2002, sus investigaciones desarrolladas anualmente en el Instituto de Estudios Sociales y Económicos (IESE).

El presente documento de investigación, que lleva por título *Condiciones de Valorización del Capital Petrolero: El Caso de Chaco y Andina en Bolivia*, constituye un producto del trabajo desarrollado en el marco del Programa de Investigación *La Empresa Boliviana y las Reformas Estructurales*, en el esfuerzo de valorar críticamente, el efecto que tienen sobre la capacidad de generación y captación del excedente petrolero, las condiciones de producción y circulación del capital invertido en las Compañías Chaco y Andina.

En los dos primeros capítulos se presenta una relación acerca de las Corporaciones de las que forman parte Chaco y Andina, estableciendo principales indicadores económicos y sociales y se realiza el análisis de posicionamiento de Chaco y Andina como Compañías Petroleras dentro de Bolivia. En los siguientes dos capítulos, se aborda la gestión del capital en el proceso de producción y el efecto económico de la forma de gestión sobre el excedente.

Esta importante contribución, enriquece el acervo bibliográfico en la temática hidrocarburífera dada la trascendencia que tiene para todos los sectores por su importancia económica, social y política, principalmente por la producción y comercialización del gas natural.

El IESE considera que el presente documento será de gran utilidad para estudiosos de economía y política, gestores de políticas y para unidades económicas interesadas en la generación de una matriz productiva sectorial mejor cualificada.

Instituto de Estudios Sociales y Económicos (IESE)

INDICE GENERAL

	Pag.
INTRODUCCION	1
CAPITULO 1	
LA ESTRUCTURA CORPORATIVA DE BRITISH PETROLEUM Y REPSOL	
1.1. LA ESTRUCTURA CORPORATIVA DE REPSOL YPF	3
1.1.1 Estructura accionaria y capacidad productiva	10
1.1.2 División internacional del proceso productivo de la REPSOL-YPF	11
1.2. LA ESTRUCTURA CORPORATIVA DE BRITISH PETROLEUM.....	13
1.2.1 Capacidad productiva de la BP	15
1.2.2 División internacional del proceso productivo de la B P	16
CAPITULO 2	
LA POSICION CORPORATIVA DE LAS SUBSIDIARIAS DE REPSOL Y BRITISH PETROLEUM EN BOLIVIA	
2.1. LA COBERTURA DE EXPLORACION Y EXPLOTACION DE ANDINA	21
2.1.1 Las áreas de exploración y explotación adjudicadas	21
2.1.2 Capacidad productiva de los campos de Andina	22
2.2. LA COBERTURA DE EXPLORACION Y EXPLOTACION DE CHACO	31
2.2.1 Las áreas de exploración y explotación adjudicadas	31
2.2.2. Capacidad productiva de los campos de Chaco.....	33
CAPITULO 3	
LA GESTION DE LOS FACTORES DE PRODUCCION DE LOS CAPITALES DE CHACO Y ANDINA	
3.1. LA GESTION DEL CAPITAL VARIABLE EN CHACO Y ANDINA	41

3.1.1. El proceso técnico de la explotación de hidrocarburos.....	46
3.1.2. Política de gestión del capital variable en Chaco y Andina	48
a. Fuentes y formas de obtención de fuerza de trabajo	50
b. La política salarial	52
c. Jornada de trabajo y control del desempeño laboral.....	58
3.2. LA GESTION DEL CAPITAL CONSTANTE EN CHACO Y ANDINA ...	71
3.2.1. Políticas de gestión del capital constante	71
3.2.2. Automatización de los procesos de control	72
3.2.3. La sinergia del carácter transnacional de las Compañías.....	73
3.3. EFECTOS DE LA GESTIÓN DE LOS CAPITALES CONSTANTE Y VARIABLE.....	73
3.3.1. Efectos sobre los costos de producción	73
3.3.2. Efectos en los volúmenes de producción y en la productividad del trabajo.....	76

CAPITULO 4

CONDICIONES DE REALIZACION DE LOS CAPITALES DE CHACO Y ANDINA

4.1. LA ESTRUCTURA DE MERCADO DE CHACO Y ANDINA	84
4.1.1. La formación de la oferta nacional	84
4.1.2. La formación de la oferta internacional	86
4.1.3. Caracterización del mercado de hidrocarburos.....	90
4.2. PRINCIPALES MERCADOS E INFRAESTRUCTURA DE COMERCIALIZACIÓN	91
4.2.1. Destino de la producción	91
4.2.2. Infraestructura de comercialización	93
4.3. LA FORMACION DE PRECIOS.....	96
4.3.1. Las determinaciones del precio de los hidrocarburos regulados....	96
4.3.2. La política de formación de precios: su efecto sobre los consumidores.....	97
4.3.3. Los márgenes de beneficio de CHACO Y ANDINA:¿Resultado de la estructura de mercado y la política de formación de precios?	100
CONCLUSIONES.....	107

INDICE DE CUADROS

	Pag.
CUADRO No 1. IMPACTO DE LAS ADQUISICIONES Y FUSIONES DE ALGUNAS COMPAÑIAS PETROLERAS SOBRE EL GRADO DE INTEGRACION VERTICAL	8
CUADRO No 2. DIVERSIFICACION GEOGRAFICA DE LAS ACTTIVIDADES DE UPSTREAM DE ALGUNAS COMPAÑIAS PETROLERAS (1997)	8
CUADRO No 3. PRINCIPALES EMPRESAS MULTINACIONALES (RESERVAS Y PRODUCCION DE GAS NATURAL 1999)	12
CUADRO No 3.1. DIEZ MAYORES MULTINACIONALES DEL MUNDO	18
CUADRO No 4. PRODUCCION Y DISTRIBUCION NACIONAL PETROLEO / CONDENSADO POR CAMPOS EMPRESA PETROLERA ANDINA	23
CUADRO No 5. PARTICIPACION DE ANDINA EN VOLUMENES DE PRODUCCION	24
CUADRO No 6. PRODUCCION Y DISTRIBUCION DE GAS NATURAL DE LA EMPRESA ANDINA POR CAMPOS	26
CUADRO No 7. PARTICIPACION DE ANDINA EN VOLUMENES DE PRODUCCION PROMEDIO DIA DE GAS NATURAL	27
CUADRO No 8. PARTICIPACION DE ANDINA EN VOLUMENES DE EXPORTACION DE GAS NATURAL AL BRASIL (1999-2002)	29
CUADRO No 9. PARTICIPACION DE ANDINA EN RESERVAS DE GAS NATURAL RESPECTO AL TOTAL DE OPERADORAS EN BOLIVIA	30
CUADRO No 10. PARTICIPACION DE ANDINA EN RESERVAS DE PETROLEO Y CONDENSADO EN BOLIVIA	30
CUADRO No 11. PRODUCCION Y DISTRIBUCION DE PETROLEO CONDENSADO DE LA EMPRESA CHACO POR CAMPOS	33
CUADRO No 12. PARTICIPACION DE CHACO EN VOLUMENES DE PRODUCCION PROMEDIO DIA DE PETROLEO CONDENSADO	34
CUADRO No 13. PRODUCCION Y DISTRIBUCION DE GAS NATURAL DE LA EMPRESA CHACO POR CAMPOS	35
CUADRO No 14. PARTICIPACION DE CHACO EN VOLUMENES DE PRODUCCION	

Condiciones de valorización del capital petrolero: el caso de Chaco y Andina en Bolivia

PROMEDIO DIA DE GAS NATURAL	36
CUADRO No 15. PARTICIPACION DE CHACO EN VOLUMENES DE EXPORTACION DE GAS NATURAL AL BRASIL (1999-2002)	37
CUADRO No 16. PARTICIPACION DE CHACO EN RESERVAS DE GAS NATURAL RESPECTO AL TOTAL DE OPERADORAS EN BOLIVIA	38
CUADRO No 17. PARTICIPACION DE CHACO EN LAS RESERVAS DE PETROLEO Y CONDENSADO EN BOLIVIA	38
CUADRO No 18. MEJORAS ENFOCADAS PROGRAMADAS PARA LA SEGUNDA ETAPA	61
CUADRO No 19. RUTINA “ LILA” TERCERA ETAPA	62
CUADRO No 20. IDENTIFICACION, DETALLES Y PLANTEAMIENTO DE SOLUCIONES	64
CUADRO No 21. PILAR DE GESTION TEMPRANA	66
CUADRO No 22. EVOLUCION DE LOS VOLUMENES ANUALES DE PRODUCCION DE PETROLEO CONDENSADO DE CHACO Y ANDINA	77
CUADRO No 23. PARTICIPACION DE CHACO Y ANDINA EN LOS VOLUMENES DE DISTRIBUCION DE PETROLEO EN EL PAIS	85
CUADRO No 24. PARTICIPACION DE CHACO Y ANDINA EN LOS VOLUMENES DE DISTRIBUCION DE GAS NATURAL EN EL PAIS	85
CUADRO No 25. DESTINO DE LOS VOLUMENES COMERCIALES GAS NATURAL, DE ANDINA S.A. Y CHACO S. A.	92
CUADRO No 26. MARGENES DE COMERCIALIZACION DE LA EMPRESA ANDINA.....	101
CUADRO No 27. MARGENES DE COMERCIALIZACION DE LA EMPRESA CHACO.....	102
CUADRO No 28. TASA DE BENEFICIO NETO SOBRE EL CAPITAL PRODUCTIVO DE ANDINA	103

CUADRO N° 29. TASA DE BENEFICIO NETO SOBRE EL CAPITAL PRODUCTIVO DE CHACO	103
CUADRO N° 30. TASA DE BENEFICIO BRUTO SOBRE EL CAPITAL PRODUCTIVO DE ANDINA	104
CUADRO N° 31. TASA DE BENEFICIO BRUTO SOBRE EL CAPITAL PRODUCTIVO DE CHACO.....	104
CUADRO N° 32. TASA DE BENEFICIO SOBRE EL CAPITAL PRODUCTIVO Y GASTOS GENERALES DE ADMINISTRACION Y COMERCIALIZACION DE ANDINA	105
CUADRO N° 33. TASA DE BENEFICIO SOBRE EL CAPITAL PRODUCTIVO Y LOS GASTOS DE ADMINISTRACION Y COMERCIALIZACION DE CHACO	105

INDICE DE GRAFICOS

GRAFICO N° 1. CHACO S.A. Costo de Producción por barril	74
GRAFICO N° 2. ANDINA S.A. Costo de Producción por barril	76
GRAFICO N° 3. CHACO S.A. Producción de Petróleo / Personal Ocupado	79
GRAFICO N° 4. ANDINA S.A. Producción de Petróleo / Personal Ocupado	79
GRAFICO N° 5. ANDINA S.A. Producción de Gas Natural / Personal Ocupado.....	80
GRAFICO N° 6. CHACO S.A. Producción de Gas Natural / Personal Ocupado.....	80

INDICE DE DIAGRAMAS

DIAGRAMA N ° 1. FLUJO DE GAS NATURAL PROMEDIO GESTION 2002	88
DIAGRAMA N ° 2. FLUJO DE PETROLEO PROMEDIO GESTION 2002	89
DIAGRAMA N ° 3. FLUJO DE COMERCIALIZACION	95

INDICE ANEXOS

ANEXO 1: Informe de trabajadores Chaco	115
--	-----

CONDICIONES DE VALORIZACION DEL CAPITAL PETROLEO: EL CASO DE CHACO Y ANDINA EN BOLIVIA

Tania Aillon Gomez*

* Con licenciatura en Sociología y en Economía por la Universidad Mayor de San Simón de Cochabamba. Maestría en Ciencias Sociales por la Universidad de Cordillera de La Paz. Investigadora del IESE.

INTRODUCCION

El documento que a continuación se presenta, forma parte del programa de investigación, a cargo del Instituto de Estudios Sociales y Económicos (I E S E) de la Universidad Mayor de San Simón : LA EMPRESA BOLIVIANA Y LAS REFORMAS ESTRUCTURALES. Se trata de un trabajo de investigación, que continúa el estudio iniciado en el año 2001, sobre la Economía Política de las Compañías Petroleras en Bolivia¹. Su núcleo de investigación, responde al problema : *¿ Cómo afectan a la capacidad de captación y generación de excedente económico, las condiciones de producción y circulación de los capitales invertidos por CHACO Y ANDINA ?*. El objeto de estudio está formado por el efecto que las condiciones de producción y circulación tienen sobre la capacidad de generación de excedente en las petroleras mencionadas. El objetivo central de la investigación consiste en *Valorar críticamente, el efecto que tienen sobre la capacidad de generación y captación del excedente petrolero, las condiciones de producción y circulación del capital invertido en las Compañías CHACO y ANDINA*.

La estrategia metodológica tiene como base ontológica y epistemológica la concepción marxista de la Economía Política, que en el caso concreto que preocupa a la investigación, considera que: la generación del excedente económico de la Compañía capitalista, está influido por *sus condiciones de producción y circulación*. Para obtener información, se utilizaron técnicas cualitativas, como la *entrevista cualitativa* a informantes clave, la *observación estructurada* y *técnicas de levantamiento de información bibliográfica, hemerográfica y documental*. Para la sistematización y análisis de la información cualitativa, se construyeron matrices de vaciado y clasificación de información. El material cualitativo fue reflexionado en base al análisis del discurso. La sistematización y análisis de la información cuantitativa, se llevó a cabo con técnicas estadísticas.

Entre los métodos teóricos, que han apoyado el proceso de sistematizar y reflexionar la información obtenida, está el *análisis*, que ayudó al proceso de descomposición intelectual del objeto de estudio, en los diferentes elementos que lo

¹ En este campo, se ha realizado en la gestión 2002 la investigación: Condiciones de valorización del capital transnacional en Bolivia: El caso de la Empresa Boliviana de Refinación (E.B.R.).

determinan; también se recurrió a la *síntesis*, para interpretar el comportamiento del objeto de estudio como unidad de múltiples determinaciones. La *deducción* y la *inducción* forman parte de los métodos teóricos empleados: la *deducción* se aplicó, para contrastar las hipótesis planteadas en la investigación; con la *inducción* se estableció cierto nivel de generalización a los resultados obtenidos, para Compañías petroleras con características similares a las estudiadas.

Cabe señalar que, en el proceso de obtención de la información, se tropezó con una serie de dificultades; sobre todo, cuando se trató de ubicar a los informantes clave; trabajadores de las petroleras estudiadas, los que mostraron temor de brindar información, ante la posibilidad de perder su puesto laboral. Ubicar a los trabajadores petroleros y convencerlos de colaborar demandó mucho tiempo, pero finalmente, se consiguió entrevistar un número suficiente de personeros, tanto de CHACO como de ANDINA. La otra limitación se tuvo cuando se trató de acceder a los documentos administrativo-financieros de estas Compañías. Esta tarea demandó un largo tiempo de espera. La falta de recursos económicos limitó el alcance de esta investigación, razón por lo que no se pudo acceder a información secundaria existente en oficinas gubernamentales de la ciudad de La Paz. Esta dificultad se subsanó; en alguna medida, debido a que, en los días en que se finalizaba el primer borrador de este documento, la Oficina del Delegado Presidencial, para la Revisión y Mejora de la capitalización publicó datos relacionados con la información requerida.

Pese a las dificultades, se considera haber logrado obtener los elementos necesarios para *valorar críticamente, el efecto que tienen sobre la capacidad de generación y captación del excedente petrolero, las condiciones de producción y de circulación del capital invertido en las Compañías CHACO y ANDINA.*, por esto es posible, poner a consideración vuestra, este documento de investigación, cuyo contenido está distribuido en cuatro capítulos:

El primer capítulo da una relación acerca de las Corporaciones de las que forman parte CHACO y ANDINA, aquí se establecen los principales indicadores económicos y sociales, que permiten identificar, a la B P y a la REPSOL Y.P.F., como Corporaciones gigantes, cuyas prácticas deben de interpretarse dentro de dicha caracterización. El origen de CHACO y ANDINA, igual que el análisis de su posicionamiento como compañías petroleras dentro de Bolivia, se exponen en el segundo capítulo. El tercer capítulo muestra el análisis detallado, de la gestión del capital variable y del capital constante en el proceso de producción de las petroleras estudiadas y el efecto económico de estas formas de gestión sobre la producción del excedente. Las condiciones de circulación están detalladas en el cuarto capítulo; las conclusiones cierran este documento de investigación.

CAPITULO 1

LA ESTRUCTURA CORPORATIVA DE BRITISH PETROLEUM Y REPSOL

En los años setenta se produjo un acelerado proceso de nacionalización de la producción petrolera, principalmente a nivel de upstream. Hasta 1970, las “siete hermanas”² y la URSS representaban una integración de operaciones que cubría cerca del 60% del total de la industria internacional. *Durante toda la década de los setenta la integración vertical de los monopolios internacionales del petróleo se fraccionó con la toma de control por los países productores, principalmente del upstream en las operaciones petroleras. El fraccionamiento llegó al punto en que, en el año ochenta, la integración de operaciones de las “siete hermanas” y la URSS sólo representaban el 30% (Galina y Smith: 2000).*

Junto al problema de nacionalización, el capitalismo enfrentó la crisis de sobreproducción de los años setenta. La burguesía mundial dió su propia interpretación a las causas de esta crisis. Su explicación se centró en dos aspectos; por una parte, *el aumento de los costos laborales* y por otra, *el incremento del precio de las materias primas* (el incremento de los precios del petróleo fue identificado como factor importante de la crisis y no sólo como un agravante). De acuerdo a su interpretación, se trataba *de una crisis de oferta*, no de demanda; tanto los costos laborales como el de las materias primas, habían subido los costos de producción; de tal manera que se desalentó la inversión, lo que produjo la caída de la producción y del empleo, configurando un cuadro de recesión.

² Las “Siete Hermanas” eran BP, Royal Dutch/Shell(holandesa) y las cinco americanas: Texaco, Mobil Oil, Gulf Oil, Standard Oil of California (Social) y Standard Oil of New Yersey (luego Exxon). El objetivo de EEUU de garantizar la estabilidad del suministro de crudo a precios competitivos, se mantuvo, a pesar de la creciente tensión existente en Oriente Medio. La situación de bajos precios del crudo se derivaba fundamentalmente de la posición de dominio de las “Siete Hermanas”, que fijaban los precios de referencia para el pago de regalías e impuestos a los países huéspedes de forma artificialmente baja.

La subida del precio de los productos energéticos provocó un cambio acusado en la estructura de costos de muchos sectores productivos y la drástica reducción de la demanda, de los bienes en cuya producción se requiere un consumo energético alto. Debido al alza del precio del petróleo, la tecnología de muchas empresas quedó obsoleta, al situarse fuera de los límites que permitieran su rentabilidad. *Se había producido un shock de oferta, que exigía una reconversión del aparato productivo, para adecuarse a los nuevos precios de los factores productivos y las nuevas pautas de la demanda*³.

El diagnóstico de la crisis, que hizo la burguesía mundial en este período, situaba al tema energético como el talón de Aquiles de los costos de producción de las empresas. *Se hacía necesario profundizar las estrategias asumidas, con reformas estructurales, que cambien las relaciones sociales de propiedad sobre las principales fuentes energéticas, para controlar el precio de un importante componente del capital constante circulante, los hidrocarburos, cuya subida de precio, sube los costos de la producción a nivel general, provocando la caída de la tasa de ganancia.*

Se mostró también que, pese a los esfuerzos por efectuar una política de sustitución energética, que librara al sistema de la dependencia de los combustibles óseos, la política tuvo logros sumamente limitados⁴. Según un estudio del Instituto Americano del Petróleo, Estados Unidos era a mitad de la

³ Esta concepción de la crisis tiene un fuerte contenido ideológico, en la medida en que, de ella se sacaba como conclusión, *que la única forma de restablecer el nivel del pleno empleo, de reactivar la economía y de neutralizar los efectos de la subida del precio de los productos energéticos era bajar los costos laborales, pues sin la posibilidad de que existan beneficios no hay inversión y sin inversión no hay empleo*, ocultando el hecho de que las nuevas inversiones, no siempre se traducen en mayor empleo; puesto que las más de las veces, la inversión tiene la finalidad de sustituir fuerza de trabajo, sin tomar en cuenta, además, la relación que existe entre caída de los salarios y caída de la demanda efectiva, lo que deprime la economía hundiéndose las expectativas empresariales y las posibilidades de inversión.

⁴ Al respecto, existen algunos autores, que dan mucha importancia al resultado de las políticas de sustitución de fuentes de energía, llevadas adelante por el capitalismo, a partir de la crisis energética de los setenta. Fernández Font(2002) plantea por ejemplo, que debido a la transformación tecnológica de las últimas décadas. [A]ntes de los primeros incrementos de precios de los hidrocarburos, durante el período entre 1968 y 1973, un crecimiento total de 17% en la producción estuvo acompañado de un aumento del 29% en el consumo de energía. Cinco años más tarde, entre 1978 y 1983, para ese propio grupo de países desarrollados, para un crecimiento de la producción de un 9%, su consumo energético creció[solo] en 6% (Fernández Font 2002 : 41): En base a los datos presentados por organismos internacionales como la Comisión de Comunidades Europeas y a la estrategia asumida por los Estados de los países industrializados respecto a garantizarse la provisión de hidrocarburos, me inclino a pensar, que

década de los noventa, más dependiente que hacía veinticinco años del mercado internacional del petróleo, como fuente primaria de recursos energéticos:

[H]ace cincuenta años este país era autosuficiente en petróleo y un importante exportador de gas. Actualmente, en el umbral del siglo XXI, importa más de la mitad de su petróleo y el 15% de gas natural. Otro dato importante, de la Agencia Internacional de Energía, es que de 1949 a 1998, la población de Estados Unidos aumentó en 82%, mientras que su consumo de energía aumentó en 194% (Ruiz 2002: 30).

El caso de Europa tampoco era alentador, para las estrategias de sustitución de fuentes energéticas. El informe de la Comisión de las Comunidades Europeas del año 2000 manifiesta que:

*[L]a Unión europea es y continuará siendo muy dependiente de las importaciones. Esta tendencia irá en aumento dado que la dependencia energética pasará del 50% en 2000 a aproximadamente el 70% en 2020. El consumo de energía que supera actualmente 14.000 millones de toneladas equivalentes de petróleo (tep) se reparte entre 16% de combustibles sólidos, **un 42% de petróleo, un 21% de gas natural**, un 15% de energía nuclear y 6% de fuentes de energías renovables (Comisión de las Comunidades Europeas 2000:30) (subrayado nuestro).*

A nivel mundial, tampoco se redujo la dependencia de los combustibles óseos. El citado informe prosigue:

[C]ombinada con el crecimiento demográfico (8.000 millones de habitantes en 2020 y 10.000 millones en 2050) y con un índice de crecimiento de la economía mundial que se acerca al 3.5 % durante los dos próximos decenios, la demanda mundial de energía está previsto que pase de 9.300 millones de toneladas equivalentes de petróleo (t.e.p) en el año 2000 a 15.000 millones de t.e.p. en el año 2020. Se estima que el consumo mundial de petróleo se situaría en el 2020 en torno a los 115 millones de barriles día, con respecto a unos 77 millones de barriles en el año 2000, es decir, un aumento del 50% (Comisión de las Comunidades Europeas 2000:30).

pese a la introducción de la nueva tecnología, el alcance de los logros en materia de sustitución de combustibles óseos es aun limitada, en relación al crecimiento de la demanda de energía.

Con esta perspectiva; se hizo necesario, neutralizar el control de la OPEP sobre las reservas y los precios de los combustibles óseos, sólo así era posible una disminución del costo de los hidrocarburos, que ayude a frenar la caída de la tasa de ganancia. Una condición política fundamental, la derrota histórica de la clase obrera, con la disolución de los estados obreros en el este europeo, produjo un cambio en la correlación de fuerzas de clase a nivel mundial, a favor de la burguesía en general y de la burguesía de los monopolios petroleros, como uno de sus sectores más poderosos.

El retroceso político de la clase obrera (defensora de los procesos de nacionalización de los recursos naturales en los países coloniales y semicoloniales) generó el ambiente propicio para que, con el pregón de la necesidad de abrir espacios al gran capital privado (como dispositivo, para revertir la crisis y relanzar la economía, frente a la ineficacia del Estado), los monopolios petroleros de los países metropolitanos, tuvieran la oportunidad de reconquistar *espacios de control sobre los recursos energéticos a nivel mundial*.

Así, se inició una etapa de *recomposición de la integración vertical de las petroleras*, en un ambiente que, desde principios de los noventa, mostró una tendencia marcada hacia la *liberalización del sector energético a nivel mundial, ya sea a través del establecimiento de empresas conjuntas con los gobiernos o mediante la venta de empresas petroleras estatales y/o la simple apertura de actividades*. Entre las estrategias asumidas estuvo el profuso *proceso de centralización de capitales durante la década de los noventa*, a través de adquisiciones y fusiones, entre los más importantes monopolios petroleros. Un recurso clásico del capital, para revertir la crisis y la recesión⁵.

La adquisición directa empezó incluso desde principios de los ochenta ⁶. El resultado de este proceso ha sido el logro de mayor eficiencia, aumento de

⁵ [L]a baja de la tasa de ganancia y la acumulación acelerada sólo son diferentes expresiones del mismo proceso, en la medida en que ambas expresan el desarrollo de la fuerza productiva. Por una parte la acumulación acelera el descenso de la tasa de ganancia, en tanto con ella está dada [...]una más alta composición del capital. Por su parte, la baja de la tasa de ganancia acelera a su vez la concentración del capital y su centralización[...].De esta manera se acelera, por otro lado, la acumulación con arreglo a su masa, aunque con la tasa de ganancia disminuya la tasa de acumulación (Marx 1986:309).

⁶ Entre las adquisiciones están: la compra de Conoco por Dupont; de Marathon por US Steel; de Gulf por Chevron; de Getty Oil por Texaco; de Superior Oil por Mobil y más recientemente, de una porción de Unocal por Tosco, de Caltex por Nipón Oil; de Amereda Hess por Petro Canadá; de Norcen por Unión

cuotas de mercado, sinergia, etc. y el incremento del grado de integración vertical que se había perdido con las nacionalizaciones⁷. Las fusiones de empresas como B.P. AMOCO, que tenía un grado de integración en conjunto, de -25, con una empresa upstream como ARCO, se mejoró en 16 puntos el grado de integración; es decir, aumentó en 9 barriles de cada cien, la producción propia destinada a sus refinerías. Otro caso es el de REPSOL, que antes de su fusión sólo contaba con una capacidad de refinación y comercialización importantes, pero con un limitado acceso a la producción de crudo propio; en tanto que, la estatal Y.P.F. era una empresa con importantes reservas de hidrocarburos; tras la fusión, la compañía consiguió cubrir internamente, casi dos tercios de sus necesidades de crudo (Galina y Smith 2000) (ver cuadro No 1). Esta estrategia dió a los monopolios petroleros, un mayor control sobre la materia prima (petróleo o gas) y sobre los consumidores, provocando un impacto positivo sobre los costos de producción y los precios de mercado, factores que impulsan la tasa de ganancia al alza⁸.

Pacific y de Unión Texas por Arco. Las fusiones son consideradas como el mecanismo más asumido en los últimos años, se destaca la fusión de Exxon con Mobil, British Petroleum con Amoco y más recientemente, con Arco, Total con Fina, Repsol con YPF, Ampotex con Mobil; Ultramar con Diamond, Shamrock ; Kerr-McGee con Oryx; y Nipón con Mitsubishi Oil (PIW,1999)

⁷ [S]egún Petroleum Finance Company, conocida consultora norteamericana en temas de petróleo y energía, las megafusiones recientes de Total Fina/Elf, REPSOL/YPF, British Petroleum/Amoco, Exxon/Mobil y Chevron/Texaco se han llevado a cabo: “Porque brindan a las empresas beneficios con respecto a: 1) Un menor costo de capital, 2) Menores retornos de capital empleado, 3) Amplia base de activos, lo que les permite ganancias de eficiencia de las distintas unidades de negocios, 4) Liquidez de portafolio, 5) Diversificación de riesgo, 6) Mayor capacidad de apalancamiento financiero, 7) Mayor capacidad de competir en megaproyectos (Capodónico 2001: 27).

⁸ La desigualdad en el desarrollo del capitalismo a nivel mundial, abre la posibilidad a que se modifique el comportamiento de la tasa de ganancia y la tasa de plusvalor del capital, a través de: el abaratamiento de los elementos del capital constante circulante (principalmente materias primas provenientes de los países atrasados) que permite elevar la tasa de ganancia, al reducir los costos de producción.

CUADRO No 1

IMPACTO DE LAS ADQUISICIONES Y FUSIONES DE ALGUNAS
COMPAÑÍAS PETROLERAS SOBRE EL GRADO DE INTEGRACION VERTICAL

ADQUISICIONES	GRADO	PREVIO	GRADO POSTERIOR	INCREMENTO
Gulf por chevron	37.4	-38.7	-19.9	18.8
Unocal por Tosco	-96.0	-106.0	-76.1	23.9
Amerada – Hess por Petro- Canada	-61.8	- 66.1	-62.0	4.1
FUSIONES				
B.PAMOCO-ARCO	-25.2	26.2	-15.9	9.3
REPSOL-Y.P.F.	-79.0	50.0	-36.5	32.5

Fuente: Datos PIW 1999.

Otra estrategia asumida por las Compañías, producto de la experiencia de las nacionalizaciones de los años sesenta y setenta, fue la *diversificación geográfica de las actividades*, principalmente a nivel de *upstream*, como mecanismo de defensa frente a posibles procesos de nacionalización:

CUADRO No 2

DIVERSIFICACION GEOGRAFICA DE LAS ACTIVIDADES DE UPSTREAM
DE ALGUNAS COMPAÑÍAS PETROLERAS (1997)

Compañía	TOTAL	América	Europa	Asia	Africa	Otros
Shell	2328	27	239	311	18	
B.P	1 251	47	39	11	0	
Chevron	1074	36	5	9	29	
Exxon	1599	50	30	16	0	
Mobil	927	32	17	15	31	
Texaco	833	48	0	0	0	
Total	532	11	15	59	11	
Sandi	9052	0	0	100	0	
Aramco						
	3424	1 00	0	0	0	
PDVSA	1976	0	0	99	1	
KPC						

FUENTE: Datos PIW 1999.

A ésta estrategia de diversificación en el nivel de upstream (ver cuadro No2), se suma la diversificación en downstream. Ninguna petrolera concentra su refinación en una región específica. La otra tendencia que caracteriza a las petroleras, en la etapa recesiva del capitalismo, es la *diversificación de sus operaciones tradicionales*. Las inversiones de los monopolios petroleros se dirigen al gas natural y la generación eléctrica, para conformar empresas energéticas internacionales de carácter global. Se puede decir que, la nueva empresa energética mantiene su nexo fundamental con el petróleo crudo, pero ahora utiliza otras fuentes de energía y también distribuye y comercializa algo más que gasolina.

La constitución actual de Corporaciones como *B.P. y REPSOL - Y.P.F.*, de las cuales son parte las Compañías *CHACO y ANDINA en Bolivia*, es el resultado de estas estrategias asumidas, por los monopolios petroleros a nivel mundial, en el intento de recomponer su control vertical sobre las distintas fases de la industria petrolera. A continuación se expone una relación, que da cuenta de la estructura de las gigantes B.P. y REPSOL - Y.P.F.

1.1. LA ESTRUCTURA CORPORATIVA DE REPSOL Y.P.F.-

En la actualidad REPSOL - Y.P.F.⁹ es una Corporación de carácter transnacional, que trabaja en exploración, producción, refinación, marketing, química, gas natural y electricidad. Su actividad en exploración está distribuida en Argelia, Argentina, Bolivia, Brasil, Colombia, Cuba, Dubai, Ecuador, Estados Unidos, España, Guyana, Indonesia, Irán, Kazajistán, Libia, Malasia, Perú, Trinidad y Tobago y Venezuela. Su actividad de producción se efectúa en Argelia, Argentina, Bolivia, Brasil, Colombia, Dubai, Ecuador, Estado Unidos, España, Indonesia, Libia, Trinidad y Tobago y Venezuela. Es notoria la

⁹ La historia de la REPSOL es más bien de reciente data. Esta empresa nace en 1986, como empresa estatal española, dedicada principalmente a actividades de downstream. Muy rápidamente, en 1989, el Estado Español inicia su proceso de privatización con la compra por parte de OPV, del 26% del capital de REPSOL. En 1991 se crea la Compañía "Gas Natural" y en 1993, el Estado español procede a la oferta global de las acciones de REPSOL. Durante este proceso, en 1995, OPV continúa con la compra del 19% de las acciones ofertadas, en 1996, adquiere un 11% más de las acciones, para finalmente, en 1997 adquirir un 10% más de las acciones de la REPSOL. En 1996(al mismo tiempo que se procedía a la venta de acciones estatales en España), REPSOL adquiere la empresa ASTRA y en 1998, al iniciarse el proceso de privatización de Y.P.F.-Argentina, REPSOL compra esta empresa estatal.

preeminencia de la actividad de exploración y producción, seguida por la de refino y marketing. Gas y electricidad se ubica como la tercera actividad de la empresa y la química está ocupando el cuarto lugar (Informe Anual Repsol Y.P.F. 2002: 12).

1.1.1. Estructura accionaria y capacidad productiva.-

El capital social de REPSOL - Y.P.F. es de 1.220.863.463 euros, representado por 1.220.863.463 acciones con un euro de valor nominal. Las participaciones significativas en el capital social de REPSOL-Y.P.F. (superiores al 3%) hasta abril de 2002, eran las siguientes: La Caiza, un 12.50% (2.33% a través de Repinves); BBVA, un 8.03%; REPINVES, un 5.63%; Pemex, un 4.08%, Iberdrola, un 3.27% y Endesa un 3.02%. (Informe Anual Repsol –Y.P.F., 2002: 8).

La dimensión de los negocios de REPSOL –Y.P.F. se aprecia en el monto de sus resultados operativos que, para el año 2002, ascendieron a 5.941 millones de euros, XON una inversión, que para la misma gestión, alcanzó los 2.753 millones de euros. La producción total de hidrocarburos en el 2002, llegó a 1.000.300 barriles equivalentes de petróleo día (bep) y las reservas probadas netas de hidrocarburos, a 31 de diciembre de 2002, alcanzaron a 5.261 millones de bep. Vale la pena detallar que, de estos 5.261 millones de bep de reservas probadas de REPSOL- Y.P.F., 2.019 corresponden a líquidos (38.4%) y el resto corresponden a reservas de gas (61.6%). *La distribución geográfica de estas reservas, sitúa a Latinoamérica y más específicamente a Argentina y Bolivia, como los países estratégicos en términos de reservas de hidrocarburos de REPSOL - Y.P.F. El 94.9% de las reservas se encuentran en América Latina, en Argentina están el 58.5% y el 24.6% en Bolivia. Sólo el 4.7% se encuentra en el norte de África y Oriente Medio, el 0.1% en España y el 0.3% en el resto del mundo (Indonesia, Estados Unidos) (Informe Anual REPSOL-Y.P.F., 2002).*

La capacidad de refino de la Corporación, hasta el 31 de diciembre de 2002, fue de 50.9 millones de toneladas de crudo y la red de comercialización, para la venta de los productos refinados a la conclusión del mismo año, fue de 6.629 estaciones de servicio. Su actividad de marketing abarca también, la comercialización de lubricantes, asfaltos o derivados. En términos de ventas, la venta de gas natural de la Corporación, ascendió a 26.87 bcm en el 2002; mientras que la venta total del sector industrial, para la misma gestión, se situó en 9.88 bcm. (Informe Anual REPSOL-Y.P.F., 2002).

1.1.2. División internacional del proceso productivo de la REPSOL-Y.P.F.-

Esta Compañía reproduce la estrategia de diversificación geográfica de las actividades de las transnacionales petroleras en el presente período histórico. Este proceso de diversificación configura la tendencia al desarrollo desigual, que caracteriza al capitalismo. Se aprecia que sus inversiones se concentran en España, en Argentina y el resto de países latinoamericanos en los que trabaja REPSOL- Y.P.F.; pero la inversión en conjunto en los países latinoamericanos, supera a la de España.

Actividades como la exploración y producción se concentran en América Latina. *En el 2002, el 76% de su producción de crudo provino de esta área.* En cuanto a la producción de gas natural, para el año 2002, *el 95% de su producción se originó en América latina.* A nivel de refinación, la situación cambia, esta actividad se concentra en España y Argentina, el resto de los países de América Latina ocupan el segundo lugar en la actividad de refinación y el tercer lugar, les corresponde a los países del resto del mundo en los que opera la Corporación.

El marketing, que está relacionado con la capacidad de distribución de los productos de la firma, se desarrolla mediante una red de estaciones de servicio. *La red de estaciones de servicio de REPSOL – Y.P.F. se concentra en la Península Ibérica y Latinoamérica, donde está presente en casi todos los países (Argentina, Perú, Brasil, Ecuador, Chile, etc.).* La comercialización se realiza bajo las marcas de REPSOL, Campsa o Petronor en España. Y.P.F. en Argentina y REPSOL en el resto de los países latinoamericanos .

La actividad petroquímica se concentra en España; en primer lugar, y en Argentina en segundo lugar, todos los otros países en los que trabaja la Corporación no están incluidos en su industria petroquímica. La actividad de generación y venta de gas natural y de energía, concentra las inversiones, tanto en América Latina como en España. América Latina se convierte en importante proveedora de gas para las actividades de venta de energía de la Corporación, con la explotación de las reservas de gas en Bolivia (San Alberto- Margarita) y con la puesta en marcha en Trinidad y Tobago del tren de licuefacción en la planta de Atlantic L.N.G, en el que REPSOL- Y.P.F. participa en sociedad con un 25%. España constituye el principal mercado de gas para REPSOL- Y.P.F. .

La división internacional del proceso de producción de REPSOL-Y.P.F., centraliza las actividades de producción en países latinoamericanos, mientras que la petroquímica y el marketing se concentra en países como España y Argentina. *Esta división internacional del trabajo responde a una política de economías de escala; sin embargo, esta forma de organización de la producción en las Corporaciones petroleras, influye de manera determinante en las perspectivas de las políticas de desarrollo en los países donde ejecutan sus actividades*

En síntesis, la posición de esta Corporación a nivel mundial, la sitúa como una de las más importantes productoras de gas y poseedora de reservas de este hidrocarburo, entre las multinacionales privadas dedicadas a este rubro (ver cuadro No 3):

CUADRO No 3
PRINCIPALES EMPRESAS MULTINACIONALES
(RESERVAS Y PRODUCCION DE GAS NATURAL 1999)

EMPRESA – PAIS	RESERVAS (MMPC)	PRODUCCION (MPCD)
GAZPROM – Rusia	1.305	51.186
EXXON Mobil – EU	59	10.895
RD Shell – Holanda	56	8.001
BP AMOCO – GB – EUA	30	5.805
CHEVRON TEXACO – EUA	16	4.602
TOTAL – PRETO –		
FINA – Francia	13	2.060
ENI ITA	13	2.080
REPSOL-YPF, España- Argentina	10	1.108
ARCO-UNION –TEXAS EU	10	2.195
ELF.AQUITAINE Francia	6	1.512

Fuente: Ponencia de la Asociación Mexicana para la Economía Energética, para el IV Congreso nacional de Energía en México (2001).

1.2. LA ESTRUCTURA CORPORATIVA DE LA BRITISH PETROLEUM.-

La estructura actual de B.P.¹⁰ AMOCO- ARCO¹¹ (a la que se conoce como B.P.), es otro producto de la estrategia de fusiones y adquisiciones que siguieron

¹⁰ La necesidad emergente de las nuevas condiciones en que se asentaba la producción de energía a fines del siglo XIX, tanto para la industria como para el consumo cotidiano, se expresó también en la inquietud de otro pionero de la producción petrolera, el inglés Guillermo Knox D'arcy, que a inicios del siglo XX (1901) invirtió tiempo y dinero en exploraciones petroleras en Persia (hoy Irán). Resultado de estas actividades, en 1908 se realiza el primer descubrimiento de importancia comercial en la región, alrededor del cual se organiza la compañía Persian Oil Company. D'arcy si bien se mantuvo como director de esta compañía, transfirió poder a otros fundadores como Charles Greenway. La necesidad de grandes montos de capital para explotar comercialmente los recursos petroleros encontrados en Persia, llevó a Greenway a iniciar negociaciones con el gobierno británico, para que éste se convirtiera en canal de realización de la producción del fuel oil de la Compañía y en fuente de provisión de recursos financieros. El acuerdo se consolidó poco antes de la primera guerra mundial (el fuel Oil tenía ventajas como combustible frente al carbón). El gobierno británico pasó a ser accionista de la compañía. La compañía se fue consolidando e inició un proceso de concentración de capital, que se tradujo en el establecimiento de una cadena internacional de estaciones bunkering marinas y refinerías. La exploración se amplió no sólo en Oriente Medio, sino en áreas como Canadá, América del sur, Africa, Papua y Europa. Para 1927, la compañía anglo-persa estaba transformada en una de las petroleras más grandes del mundo con una presencia sustancial en todas las fases de la industria. En 1935 pasó a denominarse Anglo- Iranian Oil Company. Al calor de la segunda guerra mundial, este proceso de acumulación y expansión de la compañía alcanzó al rubro de la petroquímica, que llevó a la sociedad con la Distillers Company en 1947. Pese a esta carrera ascendente, a fines de los años cuarenta se inició un largo proceso de negociación con el gobierno iraní sobre las condiciones en que se producía la explotación del fuel oil en Irán. Estas negociaciones largas y complejas no desembocaron en un acuerdo y en 1951 el gobierno iraní aprobó la nacionalización de los activos de la Compañía Anglo-Iranian Oil Company. Nacionalización que precipitó una crisis internacional en la que, tanto el gobierno británico como el gobierno de Estados Unidos llegaron a estar profundamente implicados. Sólo después de tres años de negociaciones intensivas se arribó a un acuerdo que permitió resolver la crisis con la renovada imagen de la compañía bajo el nombre de British Petroleum, nombre que asumió en el año de 1954.

¹¹ Rockefeller inaugura la Standard Oil en 1872. El proceso de concentración y centralización de capitales en esta industria es tal, que hasta fines de esa década, la Standard Oil controla el 90% del negocio del petróleo en EE.UU y en 1882 Rockefeller constituye el primer Trust del planeta. Esta posición, a fines del siglo XIX y principios del XX, generó una serie de contradicciones que obligaron al gobierno norteamericano a tomar cartas en el asunto e iniciar un juicio a la Standard Oil basado en la Ley Antimonopolio (Sherman Antitrust Act.). El Tribunal supremo de los Estados Unidos declaró al Trust Standard Oil formado en 1882, en clara violación del Sherm antitrust Act. En 1911, Rockefeller se ve presionado a desintegrar el trust en treinta y cuatro empresas, ocho de las cuales mantienen el nombre de Standard Oil¹¹, una de ellas resulta ser la Standard Oil de Indiana que más tarde pasó a denominarse AMOCO. El desarrollo de AMOCO está ligado al establecimiento por la Standard Oil de una refinería en

los monopolios petroleros con el fin de recuperar el grado de integración vertical que habían perdido, debido a nacionalizaciones de décadas anteriores. La B.P.; al respecto, en su boletín de septiembre de 1999 sobre Fusiones y Adquisiciones menciona: que *la fusión con ARCO supondría para la Corporación; entre otras ventajas, ampliar la vida y aumentar el valor de los recursos petroleros en Alaska, debido a que esta fusión le da el chance de mejorar la economía de sus operaciones, reduciendo los costes en alrededor de 80 centavos por barril*. De esta forma, las operaciones en Alaska se tornarían más competitivas. En el mismo sentido, la unión de la Corporación con Castrol, le abrió nuevas opciones, debido a que los lubricantes representan un vehículo de entrada, relativamente barato del mercado. El nuevo negocio con Castrol creó otras opciones de crecimiento y de organización más amplia del downstream.

Producto de estas fusiones y combinaciones; en la actualidad, la B.P. se encuentra presente en todos los continentes, desarrollando actividades de *upstream, downstream, petroquímica, y comercialización*. La actividad de *upstream* (exploración y explotación), está ubicada en el continente europeo y asiático en países como: Rusia, Noruega, Holanda, Turkía, Kazakhstan, Azerbaijan, China, Vietnam, Malasia, Indonesia, Australia, Katar, Egipto, Indonesia, Australia, Sharjah y Abu Dhabi. En el continente africano, en países como Angola y

Indiana, ya a fines del siglo XIX (1889), para refinar el crudo altamente sulfuroso de un campo cercano en Ohio. Con el advenimiento del automóvil la industria petrolera vivió un impulso sin precedentes (en 1900 sólo se contaban 8.000 coches en Estados Unidos; antes de 1910 el número había subido a 455.000), al calor de este proceso el 88% de todo el Kerosene y la gasolina en el cercano oeste era cubierto por *AMOCO*. Entre los años veinte y treinta la compañía fue consolidando sus propias fuentes de petróleo, hasta que en 1931, formó su negocio de exploración y explotación. El negocio creció durante la segunda guerra mundial en la medida en que *AMOCO* se convirtió en importante proveedora de aceites y gasolina de aviación. En la etapa de la postguerra la compañía desarrolló su industria química y se convirtió en *AMOCO CORPORATION*. La compañía inició su proceso de internacionalización, que se consolidó con la construcción de plantas petroquímicas en Bélgica, Brasil, México, Corea del Sur y Taiwan. A fines de los ochenta, junto a una intensa actividad de exploración y explotación a nivel mundial (Mar del Norte, Noruega, Venezuela, Rusia, China, Trinidad, Egipto, entre otros países), la compañía adquirió importantes reservas de hidrocarburos en el Canadá, hasta convertirse en una de las productoras más grandes de gas natural en Norteamérica. La descentralización de capitales, resultado de la división de la Standard Oil en 34 empresas, también dio origen a la compañía petrolera *ATLANTIC REFINING*. Esta petrolera se destacó también, durante la segunda guerra mundial, por proveer el 20% del combustible de aviación de un alto índice de octanaje. A mediados de los sesenta, se fusiona con la compañía Richfield y forma la *ATLANTIC RISHFIELD COMPANY (ARCO)*.

Argelia. En el continente americano, la corporación explora y produce al norte, en Alaska, Canadá y Estados Unidos; luego está en el Golfo de México y Trinidad y Tobago. En América del Sur realiza estas actividades en Venezuela, Colombia, Brasil y Bolivia .

1.2.1. Capacidad productiva de la B.P.-

La producción de este monopolio petrolero en la gestión 2002, se concentra en Alaska y el Golfo de México, donde produce 765 millones de barriles equivalentes de petróleo al día (incluye NGLs y condensado); sigue en importancia productiva el Reino Unido con 461 millones de bep diarios¹², seguido de muy cerca por los países considerados por la Corporación como el resto del mundo, entre los que se encuentran Colombia, Venezuela, Trinidad y Tobago y Bolivia, con una producción diaria de 436 millones de bep. En último lugar se ubica el resto de Europa (Noruega), con 104 millones de bep día, formando en conjunto, una capacidad productiva, para el grupo B.P., de 1.766 millones de barriles día y; si se considera la participación de la B.P. en la producción de otras entidades, en países como Abu Dhabi, Argentina, Rusia y otros, su producción total alcanza a 2.018 millones de barriles día. En términos porcentuales, 38% de la producción se concentra en Alaska y el Golfo de México, 23% en el Reino Unido, bajo la modalidad de “offshore”, 22% en países considerados como resto del mundo, entre los que están los países latinoamericanos. El restante 17% se produce en distintos países, donde la B.P. participa de la producción con otras Compañías (Informe Anual de la B.P., 2002).

Las reservas globales que manifiesta poseer la Corporación, al 31 de diciembre de 2002, alcanzan a 7.762 millones de barriles de petróleo crudo y 45.844 billones de pies cúbicos de gas natural (B.P. 2002: 3, 4), como grupo. Si a estas reservas se suma las participaciones de la B.P. como accionista en otras Compañías, las reservas de petróleo suben a 9.165 millones de barriles y las reservas de gas a 48.789 billones de pies cúbicos (Informe Anual de la B.P., 2002).

¹² Debe aclararse que la mayor parte de este volúmen de producción, prácticamente el 95% de esta producción del Reino Unido, es en calidad de offshore; es decir que se trata de una producción con capitales ingleses, fuera del Reino Unido.

1.2.2. División internacional del proceso productivo de la B.P.-

La refinación y comercialización de la Corporación se concentran en los países europeos en los que opera, donde para el 31 de diciembre de 2002, la capacidad de destilación de barriles de crudo al día alcanzó a 1.541 millones; en segundo lugar, la actividad de refinación se concentra en Estados Unidos con una capacidad de refino de 1.537 millones de barriles de crudo por día. Con mucha menor capacidad de refinación se encuentran países considerados como del resto del mundo, con el refino de 898 millones de barriles de crudo día, capacidad de refinación que se reparte entre los países de Australia, Nueva Zelandia, Singapur, Kenya y Sur Africa. (Informe anual B.P, 2002).

Estados Unidos y Europa constituyen los principales mercados de la B.P, en términos de realización de los derivados del petróleo. De un promedio total de ventas diarias de 4.180 millones de barriles al día, que tuvo la Corporación en el año 2002, 1.874, o sea el 45%, se efectuaron en Estados Unidos, 1.720 millones de barriles día, es decir, el 41% de las ventas, se produjeron en Europa, incluyendo al Reino Unido. Mientras que el resto del mundo, sólo significó 586 millones de barriles día de venta, esto es, el 14%. Queda claro que más del 80% del mercado de los productos de esta Corporación, se concentra en Europa y Estados Unidos. De ahí que la infraestructura de comercialización esté ubicada; sobre todo en Estados Unidos, donde la B.P. cuenta con 14.900 estaciones de servicio (incluyendo minoristas y mayoristas). De un total en el mundo de 29.200 gasolineras; prácticamente, el 51% de las estaciones de servicio están concentradas en Estados Unidos. 10.500 se sitúan en Europa, incluyendo el Reino Unido , ósea el 36%, y sólo 3.800, el 13%, en el resto del mundo.

La petroquímica se concentra en Europa, en países como Alemania, Bélgica, Francia y sobre todo en el Reino Unido. En Alemania está la planta petroquímica de Marl; en Bélgica se encuentran las petroquímicas Geel y Feluy; en el sud de Francia, en Joint Venture con la ELF, la B.P. tiene la petroquímica de Lavera, en la costa del Mar Báltico, se encuentra la planta petroquímica de Trelleborg. Sobresalen las petroquímicas del Reino Unido por su capacidad productiva, entre ellas están la petroquímica de Baglan Bay, en la costa sud de Wales (3 de las mayores petroquímicas de Reino Unido); Hull en la costa este de Inglaterra (40 kilómetros al oeste de Edimburgo) (Informe Anual B.P. 2002).

Otro centro importante de producción petroquímica de la Corporación, se sitúa en el Asia. En esta región, la B.P. trabaja bajo la modalidad de Joint Venture. Entre las plantas petroquímicas están al sur de Corea, la planta de Ulsan que tiene la B.P. en Joint Venture con Alcohols Industrial, Sumitomo Corporation y Samsung Petrochemical. En Japón se encuentra la petroquímica Mizushima, un Joint Venture entre la B.P. y Misubishi gas Chemicals. Kaohsiung, se trata de otro Joint Venture en el que la B.P. participa del 50% en Taiwan. Al oeste de Manila, la B.P. tiene la petroquímica Batan Polietilene Corporation en Joint Venture con Petroniam Nacional Berhad (PETRONAS) y con Sumitomo Coporation. En la China la B.P. comparte un Joint Venture en la petroquímica Chongqing con el 51% de participación, junto a Sinopec Sichinan Vinylon work que participa con el 44% y con Chogqing Government que tiene el 5% (Informe Anual B.P. 2002).

En la costa este de la Península Malaya, cerca de la ciudad de Kwantan, está la planta petroquímica del mismo nombre de la que es dueña la B.P. En Kerteh, Malasia, La B.P. comparte un Joint Venture con PETRONAS, que es la empresa petrolera nacional de Malasia. El Joint Venture petroquímico Merak al oeste de Java, donde la B.P. participa en el 5%, el 24% de participación tiene la P.T. Arseto petrokimia, y un 12.5% de participación mantienen la Mitsui & Co, Ltda y la Sumitomo Corporation. También en Merak funciona el Joint Venture: The P.T Amoco Mitsui P.T.A Indonesia (P.T AMI), del que toma parte la B.P. con el 50%, el 45% es de Mitsui Chemics y el 5% de Mitsui & Co % (Informe Anual B.P. 2002).

Cabe resaltar la especialización regional que reproduce la B.P. en términos de una división internacional de trabajo, en la que se concentra las actividades de refinación, comercialización e industrialización petroquímica en los países centrales o en franco proceso de industrialización y la concentración de las actividades de exploración y explotación en países atrasados, reproduciendo el desarrollo desigual que caracteriza al capitalismo a nivel mundial.

La posición corporativa de la B.P., de la cual hemos desarrollado algunos indicadores, la sitúa como a una de las diez mayores Corporaciones petroleras del mundo. A continuación, se ve una relación de los niveles de ingresos y número de personal de estas Corporaciones, que da una idea de la posición de la B.P. a nivel mundial:

CUADRO No 3.1
DIEZ MAYORES MULTINACIONALES DEL MUNDO

Empresa	Ingresos (billones de U\$)	Personal estimado
Exxon /Móbil	182	122.700
Shell	128	105.000
Bp. / Amoco	104	99.101
Texaco	45	83.700
Elf	43	80.811
Eni	37	39.362
Chevron	36	-----
Petroleos Venezuela	36	-----
S. K.	34	-----
Total	33	-----

Fuente : Fortune 500 ref. . Ventas FT 500 ref. personal. (1997).

CAPITULO 2

LA POSICION CORPORATIVA DE LAS SUBSIDIARIAS DE REPSOL Y BRITISH PETROLEUM EN BOLIVIA: CHACO Y ANDINA

Las Compañías CHACO y ANDINA resultan del proceso de privatización de la estatal petrolera en Bolivia, Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos (Y.P.F.B.); proceso que se inscribe en la estrategia mundial que promovió el capital, de apertura de espacios de inversión, para revertir la crisis de sobreproducción de los años setenta. Y más específicamente; al interior de la estrategia de los monopolios petroleros, de reintegración vertical y diversificación espacial y productiva.

Para capitalizar la petrolera estatal, se la dividió en cinco unidades: *En la unidad de exploración y producción se conformaron dos Sociedades Anónimas Mixtas (S.A.M.), separadas por bloques que incluían los bloques de exploración; la segunda unidad fue transporte, formada por una S.A.M., que incluyó: los gasoductos, oleoductos y poliductos locales, el gasoducto de exportación a la Argentina, el oleoducto de exportación a Arica; además, de la participación en la construcción del gasoducto al Brasil. La tercera unidad, la de refinación estuvo compuesta por las tres refinerías que existen en Bolivia y una de las empresas de comercialización. La cuarta unidad fue la de comercialización, compuesta por tres unidades S.A.M., para que compitan abiertamente en el mercado. Finalmente, la quinta unidad fue la de servicios, ocupada de brindar atención a todas las otras unidades, a través de servicios de perforación, tecnología petrolera, servicio aéreo, etc.*

Dentro de este esquema, tanto CHACO COMO ANDINA pertenecen a la primera unidad, la de exploración y producción. La Empresa CHACO Sociedad Anónima fue constituida en el marco de la Ley de Capitalización de empresas públicas No 1544 de fecha 21 de Marzo de 1994, mediante la cuál Y. P. F. B. como sector público y sus trabajadores como sector privado, formaron una Sociedad

de Economía Mixta (CHACO S.A.M.), a la que se transfirieron parte de los activos de Y.P.F.B., relacionados con la exploración y producción. Otorgándole a CHACO SAM concesiones, para explorar y producir hidrocarburos en el país. En fecha 10 de Abril de 1997, el nombre de la sociedad cambia a Empresa Petrolera Chaco S.A. (CHACO S.A.) con la suscripción de las 8.049.660 acciones, que aún quedaban en manos del Estado, a favor de la Sociedad Amoco Netherlands Petroleum Company, que posteriormente, transfirió sus acciones a la Amoco Bolivia Oil and Gas A.B. El aporte en efectivo realizado por Amoco Netherlands Petroleum Company ascendió a U\$ 306,676,0021.

Bajo la misma metodología, se formó la Compañía ANDINA Sociedad Anónima Mixta (SAM), que luego el 10 de Abril de 1997, fue convertida en Sociedad Anónima y capitalizada por el consorcio de empresas argentinas Y.P. F.S.A., Pérez Companc S.A. y Pluspetrol Bolivia Corporation, conformando ANDINA Corporation. En Febrero de 2001, Pérez Companc Internacional S.A. Bolivia y Pluspetrol Bolivia Corporation ceden su tenencia accionaria del 59.5% a REPSOL – Y.P.F.

La transferencia de los derechos de exploración y explotación, del Estado boliviano a las transnacionales REPSOL-Y.P.F. y B.P., significó el incremento de la capacidad de control de estas Corporaciones, sobre importantes fuentes de hidrocarburos en América Latina, puesto que, al otorgarse la capacidad de decisión sobre los recursos hidrocarburíferos¹³, se produjo en los hechos, una transferencia de propiedad:

[L]a internacionalización del poder de decisión sobre el capital, la centralización real del capital, significa siempre una transferencia de propiedad, ya sea de un país a otro o de un grupo nacional de propietarios de capital a varios grupos. Aquí también prevalece la Ley del desarrollo desigual y combinado. La centralización internacional del capital no es ni necesaria ni mecánicamente congruente con la internacionalización de la producción ni con la de los productores, ni con la venta de mercancías. Sólo si la internacionalización de la producción conduce a la internacionalización - en otras palabras a una alteración internacional - de la propiedad del capital, podemos hablar

¹³ Esta situación quedó establecida, mediante el decreto No 1182, que determina que si bien los hidrocarburos pertenecen al Estado boliviano en subsuelo, en boca de pozo, pasan a ser de total propiedad de la empresa transnacional a la que se adjudicó el campo de explotación.

realmente de una internacionalización del poder de decisión sobre el capital. (Mandel 1979 : 320).

La cobertura del control de recursos petroleros, que se transfirió, concretamente a REPSOL -Y.P.F. y a la B.P. en el país, se expone en el siguiente acápite.

2.1. LA COBERTURA DE EXPLOTACION Y EXPLORACION DE ANDINA.-

Los derechos y actividades de ANDINA en Bolivia, deben ser analizados como una prolongación de las actividades productivas de la transnacional REPSOL-YPF, como engranaje de la división internacional del trabajo con que opera esta Corporación, porque sólo así adquieren sentido, los lineamientos y las tendencias que muestran las operaciones de su subsidiaria en el país.

2.1.1. Areas de exploración y explotación adjudicadas.-

El Estado ha adjudicado a ANDINA, 552.772 hectáreas, para área de exploración, de un total de 3.518.873.72 hectáreas de exploración, repartidas entre todas las petroleras que trabajan en el país. Esto significa que, ANDINA controla el 16% del total de dichas áreas. Las 552.775.00 hectáreas de exploración se distribuyen entre los departamentos de Tarija, Sucre, Santa Cruz. Los bloques de exploración en el departamento de Santa Cruz que pertenecen a ANDINA, son los de Amboró – Espejos (1N,1S) y Cambari (2); luego en la región de Camiri, los bloques Camiri Norte (3N) y Camiri Sur (S). En la zona de Grigotá se encuentran los bloques de Grigotá Oeste (4W), Centro (4c) y Sur (4 S). También en Santa Cruz, se ubican los bloques denominados Sara Bumerang -I(5) y Sara Bumerang III, este último bloque se divide en Norte (6N) y Sur (6S). En el Departamento de Chuquisaca, se encuentra el Bloque de Camiri oeste (3W) y en Tarija, el bloque Cambari (2), uno de los más extensos, entre los que posee ANDINA en Bolivia .

En relación a las áreas de explotación, ANDINA cuenta con 111.000,00 hectáreas de explotación, de un total adjudicado a todas las petroleras en el país, de 617.183,56 hectáreas; esto significa que, ANDINA controla el 18 % del total de áreas adjudicadas para la explotación petrolera en Bolivia. Las áreas de explotación se encuentran concentradas en el departamento de Santa Cruz. En

Santa Cruz, los campos de explotación petrolera son: Arroyo Negro (1), Boquerón (2), Camiri (3), Cascabel (4), Cobra (5), Enconada (6), Guayrúy (7), la Peña –Tundí (8), Los Penocos (9), los Sauces (10), Palacios (11), Patuju (12), Puerto Palos (13), Río Grande (14), Sirari (15), Víbora (16), Yapacaní (17). En suma, ANDINA tiene 17 campos de explotación (ver mapa No 4 en Anexo No1). Si se toma como parámetro al total de campos, de sesenta campos de explotación, dados en contrato por el Estado boliviano a las distintas petroleras que operan en el país, se identifica que ANDINA controla el 28% de ellos.

A estas áreas de exploración y explotación que opera la Compañía, se deben agregar las áreas de asociación en las cuales no es operadora. Se trata de los Campos de San Alberto y San Antonio, donde ANDINA realiza actividades de exploración y explotación, en sociedad con PETROBRAS, con una participación del 50%. En el campo de Monteagudo ANDINA participa del 20% en sociedad con MAXUS BOLIVIA Inc., en actividades de exploración y explotación. Y en el campo Montero, ANDINA participa del 10%, en sociedad con Y.P.F. S.A – Suc. Bol.

Tanto las áreas de exploración como de explotación fueron concedidas, bajo Contrato de Riesgo Compartido (de acuerdo a la Ley de Inversiones No 1182 del 17 de Septiembre de 1990, en su capítulo V, Artículos 16 y 19) a ANDINA, por el lapso de cuarenta años, para que la Compañía tenga la facultad de explorar, explotar y/o comercializar hidrocarburos en calidad de propietaria de la producción que adquiera en boca de pozo, pudiendo ANDINA, como Titular, disponer libremente de esta producción (con excepciones estipuladas en el Art. 24 de la Ley de Hidrocarburos).

La información hasta aquí expuesta, sitúa a ANDINA con una importante cobertura en el país, en términos de capacidad de exploración y explotación, aspecto que favorece al establecimiento adecuado de una estrategia de manejo de fuentes de explotación que neutralice el efecto, de la tendencia descendiente de los rendimientos productivos, que caracteriza a la explotación petrolera.

2.1.2. Capacidad productiva de los campos de Andina.-

La relación cuantitativa de la cobertura de exploración y explotación que tiene ANDINA, da una visión aproximada del control que, sobre recursos hidrocarburíferos tiene esta Compañía en el país. Para tener un indicador más

preciso, se hace necesario identificar la capacidad de producción de los campos y pozos que explota:

CUADRO No. 4

PRODUCCION Y DISTRIBUCION NACIONAL PETROLEO/CONDENSADO
POR CAMPOS EMPRESA PETROLERA ANDINA
(barriles promedio día)

BPD/prom día CAMPOS	Año 1998	Año 1999	Año 2000	Año 2001	Año 2002
Arroyo Negro	1	11	0	60	41
Boquerón	18	0.2	0	0	
Camiri	248	243	245	245	265
Cascabel	156	30	0	0	0
Cobra	2	0	8	0	0
Guairuy	44	61	54	89	94
La Peña	765	839	1.286	1.002	1.079
Patuju	22	73	8	0	0
Río Grande(E)	713	17	1.121	1.637	1.736
Río grande(N)	25	965	167	230	213
Sirari (E)	1.366	623	394	320	302
Sirari (N)	52	602	930	569	338
Tundy	1.772	971	158	13	0
Víbora	3.960	3.253	2.771 (E)	2.149	1.335
Víbora			170 (N)	492	766
Yapacani(E)	184	134	225	184	241
Yapacani (N)	17	15	1	0	0
Los Penocos	0	0	172	220	214
Lo Sauces	0	0	0	11	241
Total nuevo	3.122	2.870	3.191	2.931	3.253
Total existente	6.223	4.975	4.510	4.291	3.614
Total ANDINA	9.345	7.845	7.701	7.222	6.866

Fuente: Gerencia de Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos, Vicepresidencia de Negociaciones Internacionales y Contratos, Gerencia General de Fiscalización y Administración de Contratos.

Es notoria la gran diferencia en la capacidad productiva de los distintos pozos que opera la Compañía; Sin embargo, sobresalen por su mayor capacidad productiva en petróleo condensado, los pozos de: La Peña, Río Grande Este y Víbora Este, tiene también relativa importancia productiva el pozo Víbora Norte. En el año 2002, sólo como ejemplo, estos pozos concentran el 71% del total de la producción de petróleo condensado promedio día de ANDINA. Esta diferencia en la capacidad productiva es una manifestación del comportamiento de los rendimientos productivos desiguales, de los diferentes campos en operación. La producción con importantes diferencias entre campos, en términos de capacidad productiva; a nivel global, se nivela en una productividad general para la Compañía, una vez que la alta productividad de unos campos, compensa la relativa baja productividad de otros, neutralizando las diferencias en términos de costos productivos y formando un promedio general.

Otro indicador importante de la posición productiva de la Compañía en el país, es su participación en la producción promedio día de petróleo condensado y de gas natural, a nivel nacional:

CUADRO No 5

PARTICIPACION DE ANDINA EN VOLUMENES DE PRODUCCION
(PROMEDIO DIA DE PETROLEO CONDENSADO en b.p.d.)

AÑOS	PRODUCCION ANDINA	PRODUCCION NACIONAL	PARTICIPACION ANDINA EN %
1998	9.345	34.598	27
1999	7.845	29.260	32
2000	7.701	27.619	28
2001	7.222	31.293	23
2002	6. 866	31.088	22

Fuente: Gerencia de Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos, Vicepresidencia de Negociaciones Internacionales y Contratos, Gerencia General de Fiscalización y Administración de Contratos.

El análisis de la participación de la Compañía en la producción y distribución de condensado en el país, considerando como parámetro el total nacional, muestra que ANDINA en la gestión 1998, tomó parte de la producción y distribución de petróleo condensado en la importante proporción del 27%. Para 1999, la Compañía subió su participación hasta el 32%, pese a que su producción bajó en 16%; respecto al año anterior. En el año 2000, la participación de la Compañía sube levemente al 28%; al mismo tiempo, se ve una caída en sus volúmenes de condensado producidos al día, esta vez en 2%, en relación al año 1999 (ver cuadro No 5).

En 2001, el volumen de producción promedio de condensado al día, vuelve a caer para la Compañía en 6% y, su participación en la producción nacional de condensado baja al 26%. En la gestión 2002, la tendencia a la baja de los volúmenes de producción de petróleo condensado continúa, esta vez la producción cae en 5%, respecto del año 2001 y, la participación vuelve a bajar al 22%. Pese a esta tendencia decreciente, la participación de ANDINA, en relación a la producción de condensado en el país, sigue siendo importante, puesto que la Compañía aporta con; aproximadamente, la cuarta parte de la producción nacional de petróleo condensado, una muestra de la importante capacidad productiva de los campos de petróleo condensado en los que opera ANDINA, hecho que la sitúa, en el segundo lugar, como abastecedora del mercado interno en Bolivia.

En relación a su capacidad de producción de gas natural, se tiene la siguiente información por campos:

CUADRO No 6

PRODUCCION Y DISTRIBUCION DE GAS NATURAL DE LA EMPRESA
ANDINA POR CAMPOS

(Miles de pies cúbicos día)

Campos \ MPCD*	Año 1998	Año 1999	Año 2000	Año 2001	Año 2002
Arroyo Negro	0.3	0			
Boquerón	299	10.1			
Cascabel	2.729	455			
Camiri	441	544	536	525	507
Cobra	30				
Guairuy	57			15	20
La Peña	696	1.361	2.423	1.493	1.268
Los Penocos		3	45	103	137
Los Sauces				492	12.034
Patuju	1.701	5540	593		1
Río Grande(E)	43.799	54.677	82.637	85.218	96.764
Río Grande(N)	1.216	950	8.859	12.947	13.739
Sirari (E)	55.744	50.054	50.317	49.330	48.975
Sirari(N)	1.846	3.276	6.347	3.060	1.784
Tundy	182	794	335	101	10
Víbora (E)	74.739	68.845	70.531	66.394	68.272
Víbora (N)		13.6	4.773	8.651	12.704
Yapacani(E)	12.713	8.861	7.972	8.572	24.496
Yapacani (N)	1.505	1.961	144	36	
Nuevo	10.702	14.098	24.056	27.388	42.241
Existente	186.994	182.437	191.456	209.515	236.507
Total ANDINA	197.696	197.345	215.512	236.903	278.748

Fuente: Gerencia de Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos, Vicepresidencia de Negociaciones Internacionales y Contratos, Gerencia General de Fiscalización y Administración de Contratos, año 2003.

*Miles de pies cúbicos promedio día

Se nota la gran diferencia en la capacidad productiva de gas natural, que tiene cada uno de los campos que opera ANDINA; también en este caso, se identifica con claridad, la existencia de un grupo de ellos, que sobresalen por su capacidad productiva, como los campos de: Río Grande Este, Sirari Este, Víbora Este y Yapacaní Este. En el 2002, la producción de gas natural de estos campos concentra el 85% de la producción total de la Compañía. Esta marcada diferencia de capacidad productiva por campos, se nivela mediante un proceso de compensación entre la productividad de los campos más productivos y los que no lo son. La participación de ANDINA en la producción promedio día, de gas natural, en relación a la producción nacional, es otro indicador de su posición como petrolera en el país:

CUADRO No 7

PARTICIPACION DE ANDINA EN VOLUMENES DE PRODUCCION
PROMEDIO DIA DE GAS NATURAL (MPCD)

ADQUISICIONES	GRADO	PREVIO	GRADO POSTERIOR	INCREMENTO
Gulf por chevron	37.4	-38.7	-19.9	18.8
Unocal por Tosco	-96.0	-106.0	-76.1	23.9
Amerada – Hess por Petro- Canada	-61.8	- 66.1	-62.0	4.1
FUSIONES				
B.PAMOCO-ARCO	-25.2	26.2	-15.9	9.3
REPSOL-Y.P.F.	-79.0	50.0	-36.5	32.5

Fuente: Gerencia de Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos, Vicepresidencia de Negociaciones Internacionales y Contratos, Gerencia General de Fiscalización y Administración de Contratos, año 2003.

La producción de gas natural de ANDINA, en los últimos cinco años, aumentó de forma continua, como se ve en la información expuesta en el cuadro No 7. La participación de ANDINA en la gestión 1998 en producción de gas natural, respecto del total nacional llega a un significativo 38%. Para 1999, este porcentaje aumenta al 41%. En el año 2000, la situación no varía en mayor

grado y ANDINA forma parte del 39% de la producción promedio día de gas natural en el país.

En la gestión 2001 se nota una baja participación de ANDINA en la producción diaria de gas natural, desde el 39% en 2000, al 34% en 2001. Finalmente, en el año 2002, el porcentaje de participación disminuye dos puntos más, a 32%. Debido a que en términos absolutos, los volúmenes de producción promedio día, de gas natural de la Compañía, han subido continuamente (ver cuadro No 7), la disminución relativa de la participación de ANDINA en la producción nacional se explica, por el aumento en los volúmenes de producción de otras petroleras, en el mismo período, es el caso de PETROBRAS. Cabe aquí aclarar que, ANDINA es socia de PETROBRAS en el 50% en los campos de San Alberto y Margarita. La importancia de ANDINA como productora de gas natural es mucho mayor aun, que como productora de petróleo condensado, indicador de que controla parte de los pozos más productivos de este hidrocarburo en el país. Esta posición la coloca ya en la gestión 2000, como una de las proveedoras más importantes del mercado interno de gas natural en Bolivia (Superintendencia de Hidrocarburos: 2000).

La participación de la Compañía en el mercado de exportación de gas al Brasil, la sitúa con una buena cobertura en este mercado. En el año 2000, las nominaciones de gas a ser exportado a Brasil, considerando los volúmenes provenientes de áreas propias y de áreas en asociación, llegan a un 46% consolidado, transformando a la Compañía en la comercializadora de gas más importante de Bolivia. Esta cuota fue alcanzada por ANDINA, debido a las nominaciones obtenidas a través de sus áreas operadas con PETROBRAS y por el ejercicio de PETROBRAS (Compañía de la que ANDINA es socia de los campos de San Antonio y San Alberto), de su derecho preferencial, en las entregas de gas natural a Brasil.

CUADRO No 8

PARTICIPACION DE ANDINA EN VOLUMENES DE EXPORTACION DE GAS NATURAL AL BRASIL (1999-2002)

Años	Volumen exportado/ Andina (MPCS)	Volumen total Exportado	Participación % Andina
1999	705.140,06	3.278.485,69	22
2000	15.734,47	74.224,30	21
2001	3.264.891,67	11.880.161,31	27
2002	1.792.915,14	11.523.672,01	16

Fuente: Gerencia de Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos, Vicepresidencia de Negociaciones Internacionales y Contratos, Gerencia General de Fiscalización y Administración de Contratos, año 2003.

*Miles de pies cúbicos promedio día

Entre 1999 y 2001, ANDINA participa de la cuarta parte de los volúmenes de gas natural exportados al Brasil. En 2002 esta participación cae drásticamente al 16%, caída que sólo es relativa y se explica por el aumento sustantivo de los volúmenes de gas exportados en sociedad con PETROBRAS; Compañía que de aportar con el 25% de las exportaciones de gas al Brasil; en el año 2001, pasa a conformar el 51% de esta exportación. La posición de ANDINA en este mercado, incluso mejora, debido a la sociedad con PETROBRAS¹⁴. Aunque no se cuenta con datos que desglosen la producción y venta de gas en sociedad, el informe del resultado de operaciones de ANDINA del año 2002, expresa que desde 2001, las ventas de hidrocarburos se incrementaron porque comenzaron las ventas del bloque San Alberto, en el que la Compañía tiene un 50% de participación. En el año 2002, la venta de gas natural pasó a ser el principal

¹⁴ Es importante señalar, que aparte de esta sociedad con PETROBRAS, ANDINA junto a PETROBRAS, han constituido la sociedad anónima TRANSIERRA, con la finalidad de cumplir con los compromisos de exportación de gas al BRASIL desde enero de 2003, para esto se realiza la construcción del gasoducto GASYRG desde Yacuiba a Río Grande en Bolivia. El gasoducto tendrá una longitud de 431 km. de largo y atravesará el territorio de 49 comunidades rurales y cruzará los ríos Pilcomayo, Parapetí y Grande, en los Departamentos de Tarija, Chuquisaca y Santa Cruz, con una inversión estimada de 400 millones de dólares.

producto que aporta ingresos a la Compañía, ya que representa el 52% de las ventas totales de sus productos (Informe Anual Andina: 2002).

En base a este análisis, se ve que ANDINA es una de las Compañías productoras y exportadoras de hidrocarburos, más importantes del país, destacando su actividad productiva, en el rubro de gas natural. Esta posición se corrobora, si uno analiza la participación de la Compañía en las reservas de gas natural y de petróleo condensado, respecto del total de operadoras petroleras en Bolivia:

CUADRO No 9

PARTICIPACION DE ANDINA EN RESERVAS DE GAS NATURAL RESPECTO AL TOTAL DE OPERADORAS EN BOLIVIA
(al 31 de diciembre de 2002 ,en TCF)

TIPO DE RESERVAS	RESERVAS ANDINA	RESERVAS OPERADORAS	PARTICIPACION% ANDINA
Probadas + Probables	12.980,8	52.295,7	23.4%

Fuente: Cámara Nacional de Hidrocarburos.

CUADRO No 10

PARTICIPACION DE ANDINA EN RESERVAS DE PETROLEO Y CONDENSADO EN BOLIVIA
(al 31 de diciembre de 2002, en MMpc)

TIPO DE RESERVAS	ANDINA	TOTAL OPERADORAS	PARTICIPACION% ANDINA
Probadas + Probables	203.217,3	929.163,1	22%

Fuente: Cámara Nacional de Hidrocarburos.

ANDINA es la Compañía que concentra en mayor grado las reservas de hidrocarburos, tanto de gas natural, el 23.4%, como de petróleo condensado, el 22%, si se la relaciona con todas las otras operadoras del país. En el caso del gas, el restante 76.6% de reservas, se distribuye entre 16 empresas petroleras. La operadora que le sigue en importancia es la TOTAL EXPLORATION PRODUCTION BOLIVIE que participa del 14.05% de las reservas. Lo mismo en el caso del condensado, en el que el 78% se distribuye entre 16 operadoras, y la operadora que sigue a ANDINA, en capacidad de concentración de reservas, es también, la TOTAL EXPLORATION PRODUCTION BOLIVIE que posee el 14.8% de las reservas de este hidrocarburo (ver cuadros No 9 y 10).

Se concluye que la Compañía tiene una importante capacidad de acceso a recursos hidrocarburíferos, lo que le permite compensar la tendencia decreciente de su campaña de producción y encontrar fuentes de renta diferencial que compensen el incremento de los costos de producción, en los campos que entran en la fase de rendimientos decrecientes.

2.2. LA COBERTURA DE EXPLORACION Y EXPLOTACION DE CHACO.-

De igual manera que en el caso de ANDINA, el análisis de la cobertura productiva que tiene CHACO en Bolivia, debe realizarse como un engranaje más, de la división internacional del trabajo que organiza la producción de la transnacional B.P.

2.2.1. Las áreas de exploración y explotación adjudicadas.-

El Estado adjudicó a CHACO, 211.875 hectáreas como área de exploración, de un total de 3.518.873.72 hectáreas de exploración, repartidas entre todas las petroleras que trabajan en el país. CHACO controla el 6% del total de dichas áreas de exploración.

Las 211.875 hectáreas de exploración se encuentran en los departamentos de Cochabamba, Chuquisaca, Santa Cruz y Tarija. El bloque de exploración en el Departamento de Cochabamba que pertenece a CHACO, es el de Chimoré-I (9). En los Departamentos de Chuquisaca y Tarija, se encuentra el bloque Aguarague (8), en Chuquisaca se sitúa el bloque de Vuelta Grande Norte (12);

en el Departamento de Santa Cruz, están los bloques: Santa Rosa Monos Araña Norte I (11N) y Santa Rosa Monos Araña Sud I (11S) (Ver mapa No 4 en anexo No 1).

Como área de explotación, CHACO tiene 81.875 hectáreas, de un total adjudicado a todas las petroleras en el país, de 617.183,56 hectáreas, esto significa que posee el 13.26% del total de las áreas de explotación (ver mapa No 3 en Anexo No 1). Las áreas de explotación se encuentran distribuidas entre los Departamentos de Cochabamba, Santa Cruz y Tarija. En Cochabamba, los campos de explotación petrolera son: Bulu Bulu (22), Carrasco (24), Kanata (28), Katari (29). En Santa Cruz se encuentra el campo Humberto Suarez Roca (26), Patujusal (33), San Ignacio (34), Junín (27), Palometas S-W (32), Santa Rosa (36) y Santa Rosa W (37). En el departamento de Tarija están los campos: San Roque(35) y los Monos(31). Finalmente, en Chuquisaca se ubica el campo de Vuelta Grande (38). Si se toma como parámetro, el total de 60 campos de explotación, dados en Contrato por el Estado boliviano a las distintas petroleras que operan en el país, se aprecia que CHACO controla, igual que ANDINA, el 28% de los campos de explotación.

Como en el caso de ANDINA, tanto las áreas de exploración como de explotación, fueron concedidas a CHACO, bajo Contrato de Riesgo Compartido (de acuerdo a la Ley de Inversiones No 1182 del 17 de Septiembre de 1990, en su capítulo V, Artículos 16 y 19), por el lapso de 40 años. El contrato faculta a la petrolera, para explorar, explotar y/o comercializar hidrocarburos en calidad de propietaria de la producción que adquiera en boca de pozo, pudiendo CHACO, como Titular, disponer libremente de esta producción (con excepciones estipuladas en el Art. 24 de la Ley de Hidrocarburos).

Aunque el área de exploración con que cuenta CHACO es relativamente menor que la que tiene ANDINA, la cobertura de explotación es significativa, indicador de que esta Compañía tiene una importante cobertura que le permite organizar una estrategia de compensación de la baja de rendimientos y productividad que presiona a establecer una política productiva, para neutralizar la caída de productividades y el aumento relativo de los costos de producción. En este caso, es también importante, establecer la capacidad productiva de los campos que controla CHACO, con el fin de tener una mejor apreciación de su capacidad de producción.

2.2.2. Capacidad productiva de los campos de CHACO.-

Se observa también, la desigual capacidad productiva de los campos en los que opera CHACO; se identifica la existencia de campos que sobresalen por su capacidad productiva como: Patujusal, los Cusis, Vuelta Grande y Bulu Bulu. La producción de estos campos, en el 2002, concentra el 83% de la producción total de la Compañía (ver cuadro No 11).

CUADRO No 11

PRODUCCION Y DISTRIBUCION DE PETROLEO CONDENSADO DE LA
EMPRESA CHACO POR CAMPOS

(Miles de pies cúbicos día)

Campos \ M.P.C.D.*	Año 1998	Año 1999	Año 2000	Año 2001	Año 2002
Buena vista	4				
Bulu Bulu			534	2.201	2.907
Carrasco(E)	3.157	21	11	10	9
Carrasco-4(N)	567	2.473	1.689	513	331
Camatindi	12				
H. Suarez R.	45	79.210	138	62	61
Kanata					460
Katari	94				
Los Cusis	2.363	1.340	1.153	1.020	799
Montecristo	22	22	22	21	19
Patujusal	1.959	1.910	1.336	2.499	2.483
Patujusal Oeste				562	486
San Roque	496	360	224	112	88
Vuelta Grande	1.326	1.107	986	839	794
Total Nuevo	5.562	6.184	5.097	6.990	7.634
Total Existente	4.486	1.128	997	849	803
Total CHACO	10.045	7.312	6.094	7.839	8.436

Fuente: Gerencia de Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos, Vicepresidencia de Negociaciones Internacionales y Contratos, Gerencia General de Fiscalización y Administración de Contratos, año 2003.

*Miles de pies cúbicos promedio día

La participación de la Compañía, respecto a la capacidad productiva promedio día a nivel nacional, permite ampliar la visión de su posición productiva en el país:

CUADRO No 12

PARTICIPACION DE CHACO EN VOLUMENES DE PRODUCCION
PROMEDIO DIA DE PETROLEO CONDENSADO (b.p.d.)

AÑOS	PRODUCCION CHACO	PRODUCCION NACIONAL	PARTICIPACION CHACO EN %
1998	10.045	34.598	29
1999	7.312	29.260	25
2000	6.094	27.619	22
2001	7.839	31.293	25
2002	8.436	31.088	27

Fuente: Gerencia de Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos, Vicepresidencia de Negociaciones Internacionales y Contratos, Gerencia General de Fiscalización y Administración de Contratos, año 2003.

El análisis de la participación de CHACO en la producción y distribución de condensado en el país, considerando como parámetro el total nacional, muestra que la Compañía, en la gestión 1998, participó de la producción y distribución de petróleo condensado en la importante proporción del 29%, índice de participación mayor al de ANDINA en la misma gestión. En 1999 CHACO baja su índice hasta 25%, la tendencia a la baja continúa el año 2000, cuando su índice es sólo del 22%. Desde el año 2001, se ve un proceso de recuperación, hasta los niveles del año 1999, al mismo tiempo que la Compañía aumenta su producción en términos absolutos (ver cuadro No 12).

La producción de condensado de CHACO, respecto a la producción en el país, es tan importante como la de ANDINA, pues aporta con; aproximadamente, la cuarta parte de la producción nacional de petróleo condensado. Este es un indicador del grado de productividad de los campos que posee esta Compañía.

Los datos de CHACO, en relación a la capacidad productiva de sus campos de explotación de gas natural, muestran lo siguiente:

CUADRO No 13

PRODUCCION Y DISTRIBUCION DE GAS NATURAL DE LA EMPRESA
CHACO POR CAMPOS

Campos / M.P.C.D.*	Año 1998	Año 1999	Año 2000	Año 2001	Año 2002
Bulo Bulo			14.636	55.405	87.394
Carrasco(E)	51.617	25.376	975	884	868
Carrasco-4(N)	3.904	20.231	37.300	11.582	11.070
Camatindi					
H.Suarez R.	129	210	97		
Katari	1.051				3.051
Los Cusis	2.302	1.342	978	1.131	1.011
Montecristo	283	287	301	297	232
Patujusal	1.220	1.529	789	2.271	1.827
Patujusal Oeste				477	576
San Roque	24.001	18.561	13.309	9.688	7.678
Vuelta Grande	90.178	89.170	90.965	90.704	89.777
Total Nuevo	32.894	42.159	67.405	81.350	112.839
Total Existente	141.795	114.547	91.940	91.588	90.646
Total CHACO	174.689	156.705	159.344	172.937	203.484

Fuente: Gerencia de Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos, Vicepresidencia de Negociaciones Internacionales y Contratos, Gerencia General de Fiscalización y Administración de Contratos, año 2003.

*Miles de pies cúbicos promedio día.

Existe mucha diferencia en la capacidad productiva de gas natural, entre cada uno de los campos que opera CHACO; se identifica con claridad, la existencia de un grupo de campos, que sobresalen por su capacidad productiva, como: Vuelta Grande, Carrasco Norte y San Roque Este. Para la gestión 2002, la producción de gas natural de estos campos, concentra el 96% de la producción total de CHACO (ver cuadro No 13). Para aproximarnos con mayor precisión, a la posición de CHACO como productora de gas Natural en el país, es importante analizar su participación, respecto de la producción promedio día, de este hidrocarburo, en relación a la producción nacional:

CUADRO No 14

PARTICIPACION DE CHACO EN VOLUMENES DE PRODUCCION
PROMEDIO DIA DE GAS NATURAL (MPCD)

AÑOS	PRODUCCION CHACO	PRODUCCION NACIONAL	PARTICIPACION CHACO EN %
1998	174.689	519.471	34
1999	156.705	484.099	32
2000	159.344	550.243	29
2001	172.937	692.248	25
2002	203.484	861.746	24

Fuente: Gerencia de Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos, Vicepresidencia de Negociaciones Internacionales y Contratos, Gerencia General de Fiscalización y Administración de Contratos.

CHACO en términos absolutos, muestra una tendencia a la subida continua de su producción de gas natural (luego de una leve caída en la producción entre 1998 y 1999); sin embargo, la participación relativa de la Compañía en la producción de este hidrocarburo ha caído de forma continua. Esta tendencia se explica, por la importancia que fue cobrando PETROBRAS como productora de gas natural (ver cuadro No 14). La participación de CHACO cae en diez puntos entre la gestión 1998 y 1999; pese a ello, se aprecia el importante peso de participación de CHACO en la producción global de gas natural, que oscila entre el 24% y 34% (en las gestiones consideradas), corroborando la importante capacidad productiva de sus campos.

La participación de CHACO en el mercado de exportación de gas al Brasil, resulta otro indicador de su posición como petrolera en el país. Al respecto, se observa la siguiente información:

CUADRO No 15

PARTICIPACION DE CHACO EN VOLUMENES DE EXPORTACION
DE GAS NATURAL AL BRASIL (1999-2002)

Años	Vol. Exportado/ CHACO (MPCS)	Volumen total Exportado	Participación % CHACO
1999	469.727,55	3.278.485,69	14,0
2000	13.269,85	74.224,30	10,0
2001	1.533.124,40	11.880.161,31	13,0
2002	1.100.350,36	11.523.672,01	9,5

Fuente: Gerencia de Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos, Vicepresidencia de Negociaciones Internacionales y Contratos, Gerencia General de Fiscalización y Administración de Contratos.

*Miles de pies cúbicos promedio día, año 2003.

Una apreciación general de los datos, muestra que CHACO no tiene una participación sobresaliente en los volúmenes de gas exportados al Brasil, si se compara con la participación de ANDINA. Es notoria la tendencia a la disminución relativa de participación de la Compañía, tendencia que se explica; por una parte, por la finalización de contratos de venta de gas a la Argentina que no se compensó con ventas al Brasil, debido a los bajos volúmenes demandados y por otra parte, por el importante papel que en esta exportación, empieza a tener PETROBRAS.

Esta posición en el mercado de exportación, contrasta con la sobresaliente participación de la Compañía en el mercado interno, que para el año 2001 aportaba con el 25% de los volúmenes de venta en crudo condensado y gasolina en este mercado, y con el 46% de gas licuado de petróleo (Memoria Anual CHACO, 2001). Aproximadamente, el 44% de la producción de gas natural de Chaco está dirigida al mercado interno y el 55.3% al mercado de exportación. Respecto a la participación de la Compañía en las reservas de gas natural y de petróleo condensado, tomando cuenta el total de operadoras petroleras en el país, se tiene la siguiente relación:

CUADRO No 16

PARTICIPACION DE CHACO EN RESERVAS DE GAS NATURAL RESPECTO AL TOTAL DE OPERADORAS EN BOLIVIA

(al 31 de diciembre de 2002, en T.C.F.)

TIPO DE RESERVAS	CHACO	TOTAL OPERADORAS	PARTICIPACION% CHACO
Probadas	2.083.551	52.295.700	4
+ Probables			

Fuente: Cámara Nacional de Hidrocarburos.

CUADRO No 17

PARTICIPACION DE CHACO EN LAS RESERVAS DE PETROLEO Y CONDENSADO EN BOLIVIA (al 31 de diciembre de 2002, en bbl)

TIPO DE RESERVAS	CHACO	TOTAL OPERADORAS	PARTICIPACION% CHACO
Probadas	40.303.468	929.163.846	4.5
+ Probables			

Fuente: Cámara Nacional de Hidrocarburos.

Difiere sustancialmente la posición de CHACO como participante de las reservas, tanto de gas como de petróleo condensado, en relación a la posición de ANDINA; pese a su importancia como proveedora de los volúmenes de producción y venta de dichos hidrocarburos a nivel nacional, su participación, tanto en las reservas de condensado como de gas, es mínima a nivel nacional, esto se aprecia en los cuadros No 16 y 17.

Hasta aquí se pudo apreciar que, tanto CHACO y ANDINA, dentro de la división internacional del trabajo, que caracteriza a las transnacionales de la que forman parte, tienen la *función de proveedoras de materia prima*, para el mercado interno y externo. ANDINA sobresale como una subsidiaria estratégica con la reserva de gas natural que posee en Bolivia, para la política expansiva de REPSOL-Y.P.F. en el ámbito latinoamericano. A nivel nacional, los indicadores económicos

de estas dos Compañías, *las sitúan entre las primeras tres más grandes del país.* Andina con activos declarados al 2001 de 5.897.177.000 millones de Bs. y unas utilidades de 200.322.000 millones de Bs. en el año 2003, es considerada como la segunda empresa, en términos de tamaño en el país y Chaco, ocupa el tercer lugar con un monto en activos de 4.747.709.581 millones de Bs. y 292.166.220 millones Bs. (Nueva Economía, Octubre 2003).

CAPITULO 3

LA GESTION DE LOS FACTORES DE PRODUCCION DE LOS CAPITALES DE CHACO Y ANDINA

En base a la información comentada en los anteriores capítulos, podemos caracterizar a CHACO Y ANDINA como integrantes de dos Corporaciones gigantes, entendiendo a ésta como a una Corporación que genera; relativamente, las máximas utilidades y posee una mayor capacidad de acumulación. El objetivo guía de la política empresarial de estas gigantes es la mayor rentabilidad posible. De ahí que las utilidades constituyan *“la fibra y el músculo de la empresa”* (Barán y Sweezy 1979), porque permiten su expansión, aspecto que ligado a una política de *adquisición y fusiones*, es el medio para el aumento de su magnitud. Por esto, la obtención de ganancia continúa siendo el núcleo del accionar de estas Corporaciones. Barán y Sweezy (1979), al referirse a su lógica mencionan: *“[E]n los negocios, la meta es llegar a la cima de la pirámide corporativa, las políticas de cada día están dirigidas a lograr las mayores ganancias posibles”*.

A partir de esta caracterización, se analiza la política de gestión de los factores productivos, dentro del proceso productivo de hidrocarburos en CHACO y ANDINA, cómo un dispositivo más, en la búsqueda de ganancia en que se encuentran empeñadas estas Compañías.

3.1. LA GESTION DEL CAPITAL VARIABLE EN CHACO Y ANDINA.-

Para valorizarse, el capital describe ciclos, que abarcan, tanto la esfera de la circulación como de la producción: siguiendo a Marx (1985), las dos formas de recorrido del capital dentro de sus fases de circulación, son las de capital dinerario y capital mercantil; la forma correspondiente a la fase de producción es la de capital productivo. El capital, que en el transcurso de su ciclo global,

adopta y vuelve a abandonar estas formas, y en cada una de ellas, cumple la función que corresponde a dicha forma, es el *capital industrial*¹⁵, industrial, en el sentido en que abarca todo ramo de la producción explotado en forma capitalista. Dentro de este contexto, el capital invertido en las compañías CHACO y ANDINA, puede ser definido como capital industrial, cuyo proceso de valorización abarca el ciclo completo del capital industrial, en el que se distinguen, las fases de *capital dinerario*, *capital mercantil* y *capital productivo*. Me concentraré en el análisis de *las determinaciones que forman parte del capital productivo* ($P \dots M' - D' - M \dots P$), para luego, en el próximo capítulo, detenerme en las determinaciones que influyen en el capital mercantil; considerando que, la valorización del capital no sólo exige la eficiencia necesaria, para la exacción de plusvalor, en la esfera productiva; sino que también, requiere eficiencia a nivel de la realización del plusvalor extraído en la fase del capital productivo¹⁶.

La fase del capital productivo comprende el proceso de producción, que en el marco de relaciones de producción capitalistas, está constituido por la unidad de proceso de trabajo, de formación de valor y de valorización¹⁷. Los elementos que forman parte de cada una de estas determinaciones, *son los intersticios por los que el capital, en su fase de capital productivo, busca establecer las condiciones más favorables a su valorización*. Aquellas determinaciones forman una unidad indisoluble en el proceso productivo, en la medida en que, el trabajador de la empresa capitalista, al mismo tiempo que produce valores de uso genera valores y plusvalor. La diferenciación tiene finalidades analíticas, asumidas por Marx, en el tránsito de ir de lo abstracto a lo concreto, para explicar la naturaleza del proceso capitalista de producción como productor de plusvalor.

Los tres procesos se realizan de forma simultánea, en un determinado lapso, tiempo que se vino a denominar *jornada laboral*, dentro de la que, el proceso de trabajo recorre todo su tiempo de duración; mientras que el proceso de formación de valor sólo ocupa una parte de ese tiempo (el tiempo en el que se

¹⁵ C.f. Karl, Marx. El Capital, Tomo II,

¹⁶ El grado de eficacia de un capital, no sólo dependen de la dinámica del proceso de producción; sino que también, el proceso de circulación puede agregar factores de eficacia, factor de expansión y contracción, independientes del valor mismo de ese capital (c.f. Karl Marx. *El capital*, Tomo II, vol. 3. México: siglo XXI, 1985.)

¹⁷ c.f. Marx . El Capital, tomo I. Vol. I. Cap. V. México: Siglo XXI , 1985, pp. 239.

reproduce el valor de la fuerza de trabajo invertido por el capitalista); siendo el tiempo restante de la jornada laboral, dedicado al proceso de valorización, al que Marx denominó tiempo de trabajo excedente.

Dentro de esta unidad, la manifestación de la naturaleza de la mercancía capitalista (que es valor de uso, para la satisfacción de necesidades concretas; valor, porque es un producto destinado a la satisfacción de necesidades de otros - no del productor directo - y plusvalor, debido a que, bajo relaciones capitalistas, debe ser portadora de más valor que el invertido por el capitalista), y la determinación dominante, que subordina a las otras, resulta ser el proceso de valorización, la que pone a las otras dos (procesos de trabajo y de formación de valor), al servicio del objetivo central del capital, la producción de plusvalía, sin la cuál dejaría de existir como tal.

En el caso del proceso de trabajo, proceso por el que se crean las mercancías como valores de uso, el capital *busca moldear las características de sus componentes: los objetos de trabajo, los medios de trabajo y el trabajo (aspectos objetivos y subjetivos del proceso laboral), a sus fines de valorización*. Este proceso es identificado por Marx, como el proceso de subsunción real del trabajo al capital¹⁸. Un desarrollo tecnológico, una cualificación y organización de la fuerza de trabajo, para el capital y desde el capital. Se trata aquí de aspectos cualitativos del proceso laboral, que constituyen las condiciones en las que se desarrolla el mismo.

Una forma de manifestación de esta adecuación permanente del proceso de trabajo al de valorización, se muestra en los cambios tecnológicos, la aplicación de nuevas formas de división técnica y de organización del trabajo; la cualificación y especialización de la fuerza de trabajo, etc., que establecen su relación con el proceso de valorización, mediante el incremento de la productividad del trabajo.

La subsunción del proceso de formación de valor, al de valorización, se muestra, a través de la tendencia a estrechar, por distintos métodos, el tiempo de trabajo necesario (dedicado a la reproducción del valor de la fuerza de trabajo) y a ampliar el tiempo de trabajo excedente (tiempo dedicado a la producción del plusvalor); aquí se trata, ya no de aspectos cualitativos, sino de aspectos cuantitativos: con cuánto de tiempo de trabajo, de la jornada laboral,

¹⁸ C.f Karl Marx., *El Capital, Libro I, Capítulo VI (Inédito)*, México: siglo XXI,1985.

se queda el trabajador o cuánto de este tiempo queda para el capitalista.

La lucha entre el capital y el trabajo, por la regulación de la duración e intensidad de la jornada laboral, por la mejora de condiciones salariales y el derecho a beneficios sociales, no es más que la manifestación histórica de la resistencia del trabajador a la tendencia del capital a subordinar el proceso de formación de valor al de valorización: con la prolongación de la jornada laboral, su intensificación, el establecimiento de bajos salarios, etc., cuando las condiciones históricas y la correlación de fuerzas de clase están a su favor.

Los cambios en determinaciones del proceso de trabajo, como los medios de trabajo, afectan el proceso de formación de valor, al reducir el tiempo de trabajo necesario para la reproducción de la fuerza de trabajo y elevar la productividad del trabajo, ya sea debido a la introducción de nueva tecnología o de una nueva forma de organización del trabajo, que intensifique la jornada laboral o debido a la introducción de ambos cambios a la vez.

Al recortar el tiempo dedicado a la formación de valor, las transformaciones en las determinaciones del proceso de trabajo, influyen en el proceso de valorización, prolongando el tiempo de trabajo excedente a expensas del necesario, dando lugar a la generación de lo que Marx denominó plusvalía relativa, *una de las principales fuentes de generación del excedente dentro del capitalismo.*

Sin transformación en las condiciones fundamentales del proceso de trabajo, es también posible una modificación en la capacidad de generación de plusvalía, cambiando la relación entre el tiempo dedicado a la formación de valor y el tiempo dedicado a la formación de plusvalor, dentro la jornada laboral, a través de su prolongación absoluta. Se trata de otro método de subordinación del trabajo al capital, mediante el cual se extrae la plusvalía que Marx denominó plusvalía absoluta, condición necesaria de todo proceso capitalista de producción, que presupone la prolongación de la jornada laboral, más allá del tiempo de trabajo necesario, constituyendo la base de toda producción de excedente para el capital.

Esta relación lógica, entre las determinaciones del proceso de producción capitalista, que explica el proceso de valorización del capital, en base a la exacción de plusvalía, mediante distintos métodos, asume históricamente

diversos contenidos, siempre más o menos favorables al capital y/o al trabajo. En el contexto histórico de la crisis capitalista, los métodos de extracción de plusvalía son utilizados como mecanismos que neutralizan su manifestación fundamental, la tendencia a la caída de la tasa de ganancia.

En la teoría de la Economía Política marxista, la caída de la tasa de ganancia consiste en un proceso contradictorio, que puede ser neutralizado y/o frenado por un conjunto de determinaciones. Se trata de factores que no son externos a la tendencia, sino que más bien, se derivan de su propio mecanismo. Si tenemos en cuenta que la tasa ganancia, no es más que la forma transfigurada de la tasa de plusvalor, esto implica que, un aumento de la tasa de plusvalor, ya sea mediante la implementación de métodos que extraigan plusvalía relativa y/o absoluta, puede contrarrestar la caída de la tasa de ganancia:

[H]ablar, pues, de la tasa de ganancia, es no perder de vista que ella constituye una forma transfigurada de la tasa de plusvalor (...) Así la forma de producción de plusvalor relativo se sustenta sobre la necesidad de convertir en plusvalor, la mayor cantidad posible de trabajo, a partir de la mínima cantidad de trabajo vivo necesario (López Díaz 1993:104).

La aplicación de métodos de extracción de plusvalía, para revertir la tendencia a la caída de la tasa de ganancia, en el caso del capital petrolero, adquiere ciertas particularidades, que se originan en las características concretas de la explotación de hidrocarburos, es decir, que estos mecanismos tienden a ser aplicados con mayor intensidad, en la medida en que, se convierten además, en un método que permite elevar la productividad del trabajo, para contrarrestar la tendencia natural, de los rendimientos decrecientes de la productividad de las fuentes hidrocarburíferas, que son parte indisoluble de la actividad económica petrolera.

Teniendo como marco de aproximación estas consideraciones lógicas, a continuación se desarrolla la forma concreta, de organización del proceso productivo de las Corporaciones Gigantes que estudiamos. Para esto se hace necesario; inicialmente, dar un panorama de las características técnicas del proceso de explotación de hidrocarburos.

3.1.1. El proceso técnico de la explotación de hidrocarburos.-¹⁹

La producción petrolera se inicia por la exploración de fuentes de hidrocarburos, toda vez que, para perforar un pozo que llegue a formaciones productivas y las atraviese una por una, es necesario conocer previamente y con exactitud, la ubicación en el subsuelo de estas formaciones y la profundidad a la que se encuentran, para poder con relativo éxito, ubicar en la superficie el lugar donde se emplazará el equipo y perforará el pozo. De modo que la empresa petrolera incluye entre sus propias actividades, trabajos de exploración, en busca de los reservorios que contengan los fluidos en cantidades suficientes como para que sea posible una explotación comercial, es decir, rentable.

A partir de la exploración con éxito de un yacimiento y una vez delimitado y determinadas sus reservas, se procede al desarrollo o explotación del mismo con el objeto de producir y vender los fluidos extraídos del subsuelo. Las actividades técnicas que comprende la explotación de un yacimiento, tanto de petróleo como de gas, son básicamente las siguientes:

- Perforación de pozos, terminación y/o reparación de los mismos.
- Extracción de los fluidos por surgencia natural o por medio de un método de extracción artificial.
- Utilización de otros métodos de extracción tal como recuperación secundaria.
- Transporte y almacenaje en instalaciones de campo de los fluidos producidos.
- Acondicionamiento y tratamiento del petróleo y el gas.
- Transporte y envío a las plantas principales de tratamiento.

La perforación de pozos permite comunicar la superficie con los reservorios, tanto para estudiarlos y confirmar la acumulación de los fluidos como para pasar a la etapa de producción. Es una actividad que se realiza de forma permanente, durante la primera fase de exploración y explotación de un

¹⁹ Esta relación del proceso técnico de explotación de los hidrocarburos, se basa en el texto: HIDROCARBUROS : Introducción a la Industria. SENDA team s.rl. ,2002, (mimeo).

yacimiento. La intervención de un pozo es otra actividad que se efectúa con la finalidad de reparar las cañerías o las instalaciones del subsuelo; o con el objetivo de abrir un nuevo horizonte productivo, sellar entradas de agua. Estas operaciones comprenden lo que se denomina *reparación de pozos*.

Si la energía de la presión, producida por la perforación de un pozo, es suficiente, para el movimiento de los fluidos, los fluidos pueden llegar desde el fondo, para elevarlos hasta las instalaciones de la superficie, sin requerir ningún tipo de “ayuda” exterior, formando lo que se conoce como surgencia natural, esto sucede generalmente, cuando se explota gas natural. En el caso del petróleo, éste puede ser explotado con surgencia natural, mientras disponga de suficiente energía natural; pero debido a su condición de líquido, frecuentemente es necesario suministrarle, desde el exterior, algún tipo de energía a los fluidos en el fondo del pozo; entonces se aplican *métodos de extracción artificial*.

En la medida que avanza la explotación de un reservorio, se va consumiendo y agotando la reserva de energía natural que tienen los fluidos que aún permanecen dentro de las formaciones productivas. Este agotamiento de la energía produce una declinación de la cantidad de fluido que llega de forma natural al interior del pozo, por lo que se hace necesario aplicar técnicas especiales que permitan mantener y hasta incrementar, por algún tiempo, las cantidades de fluidos producidos. A estas técnicas de recuperación, se las denomina *recuperación secundaria*.

A medida que los fluidos son producidos por los pozos es necesario transportarlos a distintos puntos del yacimiento con el objeto de acumularlos en instalaciones adecuadas y poder medirlos, separar el agua y otras impurezas y acondicionarlos. Se trata del *proceso de transporte, almacenaje y posterior acondicionamiento y tratamiento* en plantas especiales, para el uso del yacimiento o para la venta de la producción.

En el caso del gas, se hace necesario transportarlo a cierta distancia en grandes volúmenes, para esto es necesario comprimirlo a presiones más elevadas en estaciones de compresión, para que se pueda inyectar en gasoductos, a plantas de procesamiento de gas, donde se licúa parte de los gases, se almacenan y transportan en estado líquido. Finalmente, tanto el gas como el petróleo, se envían a refinerías donde se produce el fraccionamiento y la obtención de subproductos.

Se trata de un proceso productivo, aparentemente simple; sin embargo, su ejecución exige políticas de planeación y administración de los recursos productivos, que garanticen la valorización de los grandes capitales invertidos, tanto en la fase de exploración como en la fase de explotación. Esta política de planeación que caracteriza a CHACO y ANDINA, será analizada a continuación.

3.1.2. Política de gestión del capital variable en CHACO y ANDINA.-

La lógica de organización del capital variable en CHACO y ANDINA, como en el conjunto de las grandes Corporaciones en la etapa del capitalismo tardío, se centra en una política de *planeación estratégica*, que permite prever contingencias a mediano y largo plazo. Se trata de una tendencia inherente a las leyes de reproducción del capitalismo tardío, en la medida en que, en esta etapa, se reduce de forma sustancial el tiempo de rotación del capital constante, debido a la acelerada innovación tecnológica que es la fuente de las ganancias extraordinarias (renta tecnológica) o el diferencial de productividad entre las empresas y las ramas de la industria.

Esta reducción del tiempo de rotación del capital fijo tiene efectos adversos físicos y técnicos, en la duración del período de vida del capital fijo, debido a que aumenta la velocidad de uso de las máquinas y también, acelera su obsolescencia. La reducción del tiempo de rotación del capital constante tiene dos efectos contradictorios, por una parte, aumenta el período de preparación y experimentación de procesos de producción y el tiempo necesario para la construcción de plantas; por otra parte, la construcción de estas plantas requieren una gran inversión de capital, aspecto que combinado a la obsolescencia acelerada de plantas y productos, hace que la producción capitalista en su conjunto, se torne más arriesgada, a esto se suman las grandes cantidades de inversión comprometidas en investigación y en desarrollo que presionan al cálculo y la planificación cada vez más exacta de estos gastos. La planeación exacta de inversiones, financiamientos y costos, sólo adquiere sentido si existe una garantía de venta; es decir, surge la necesidad de planear las ventas con gastos colosales en investigación y análisis de mercado (Mandel 1979).

La reunificación creciente de la reproducción simple con la acumulación de capital fijo, debido a que se acelera la rotación del capital constante, crea una presión continua hacia la amortización, esto es hacia la amortización planeada, debido a que si se acelera el margen de amortización se aumenta el valor de depreciación anual, lo que incide de forma negativa en la tasa de ganancia. De ahí que se haga necesario aplicar una política de amortización planeada a largo plazo o de planeación de las inversiones a largo plazo, lo que lleva a una planeación a largo plazo de los ingresos brutos y de los costos, por esto las corporaciones en la etapa del capitalismo tardío manejan en su vocabulario e ideología el término de *planeación estratégica*, pues en las condiciones de la competencia monopólica, la maximización de la ganancia a corto plazo, es un objetivo absolutamente carente de sentido:

[L]a estrategia de la compañía tiene por objeto la maximización de la ganancia a largo plazo, en la que los factores tales como la dominación de mercado, la participación en el mercado, la familiaridad de las marcas, la capacidad futura para hacer frente a la demanda, la salvaguarda de las oportunidades para la innovación, etc., vienen a ser más importantes que el precio de venta que puede obtenerse inmediatamente o el de ganancia marginal que éste representa. El factor decisivo aquí no es, de ningún modo, la disponibilidad de toda la información pertinente. Al contrario, La necesidad de tomar decisiones estratégicas – en última instancia la compulsión para la planeación interna de la empresa - expresa precisamente la incertidumbre que es inherente, a toda decisión económica que se toma en una economía de mercado de producción mercantil (Mandel 1979 : 228,229).

La planeación estratégica supone el establecimiento de una visión y una misión de la compañía que establecen un proyecto a largo plazo, en el caso que nos ocupa. CHACO menciona que su misión es:

[M]aximizar el valor de los bienes de CHACO S.A. a través de una conducción estratégica de nuestros negocios, en equilibrio con oportunidades de crecimiento de corto y largo plazo. Aportaremos valor significativo para todos nuestros accionistas: Los Fondos de Pensión de Bolivia, los empleados de Y.P.F.B. y de CHACO S.A. y AMOCO. Construiremos vínculos con todos ellos, el Gobierno de Bolivia y nuestros clientes para hacer de CHACO S.A., una empresa de energía preeminente en Bolivia (CHACO 1997:2).

La visión de CHACO, se resume como : [H] hacer de CHACO la más grande y rentable productora de energía en Bolivia y una importante productora de gas en el Cono Sur (CHACO 1997:2). Dentro de este contexto, la gestión del capital variable se establece como parte de la planeación estratégica de las empresas con un enfoque de administración estratégica, que en CHACO y ANDINA engloba a toda la organización. En el caso de la Gerencia de Recursos Humanos, la finalidad es convertir a la gestión de recursos humanos, en palabras de sus ejecutivos: “en socio estratégico del negocio”²⁰. La relación de “socio estratégico” implica planificar estratégicamente la cualificación de la fuerza de trabajo, mediante la identificación de sus habilidades y destrezas, para potenciarlas y adecuarlas, tanto al presente como en el futuro, con el fin de que se apoye al cumplimiento de los objetivos del negocio. Se trata de aplicar una política de planeación estratégica de los requerimientos de la fuerza de trabajo a mediano y largo plazo. Al respecto la Gerencia de Personal de CHACO mencionaba:

[Si yo quiero o necesito, que le digo, el día de mañana, de aquí a largo plazo desarrollar nuevos mercados, nuevas estrategias para vender mi gas, yo requiero de gente capacitada, para asumir estas responsabilidades, para moverse en otros ámbitos diferentes a los que se mueve ahora, entonces, estratégicamente, ¿qué tengo que hacer?, identificar este requerimiento a largo plazo e ir desarrollando a mi gente con capacitación, tratando de que cuando llegue el momento, las capacidades que hoy no las tienen, estén desarrolladas”. (Entrevista a GERENTE DE RECURSOS HUMANOS DE CHACO 2003).

Este enfoque estratégico, permea todos los niveles de gestión del capital variable en las Corporaciones estudiadas, como se podrá apreciar a continuación.

a. Fuentes y formas de obtención de fuerza de trabajo.-

Al tratarse de subsidiarias de Corporaciones transnacionales, estas firmas no sólo tienen como fuente de obtención de recursos humanos al mercado local y nacional, sino también, al mercado intracorporativo a nivel transnacional. Existe una política rotativa de fuerza de trabajo que hace circular a trabajadores,

²⁰ Entrevista a Gerente de Recursos Humanos de CHACO-2003.

sobre todo de niveles medios y superiores entre subsidiarias de distintos países. Esta política, le permite a la Corporación, socializar y difundir conocimientos y saberes profesionales en los distintos ámbitos en los que trabaja,²¹ aprovechando al máximo la experiencia y formación laboral de la Corporación de forma integral. De ahí que en estas Compañías, se use el término de *personal expatriado*, para designar a los trabajadores que vienen de otros países a prestar sus servicios por un determinado tiempo. Es también común que estas Compañías envíen personal boliviano a subsidiarias de otros países. Se trata de una ventaja, que en la gestión de la fuerza de trabajo tiene una transnacional, frente a empresas de alcance geográfico limitado, pues estos saberes técnicos socializados implican contar con un *mecanismo permanente de mejora de la productividad del trabajo, con ahorro de tiempo, de riesgos y de dinero*.

Otra fuente de obtención de fuerza de trabajo es el mercado local y nacional del país donde trabaja la subsidiaria. En base a la *definición de un perfil* del personal requerido, se efectúan publicaciones por prensa o se procede a la revisión de la base de datos, que se forma con las distintas hojas de vida, que reciben estas Corporaciones de forma permanente. Luego de la elección de posibles candidatos, se los somete a un *proceso científico* de selección. En el caso de ANDINA, la selección implica la aplicación de un test lógico, un test numérico; y en casos necesarios, la aplicación de un test de inglés. Pasada esta prueba en la que el candidato tiene que cumplir un parámetro mínimo, pasa a la segunda fase, un proceso denominado “Censun Center”; que consiste en una evaluación en grupo, con la finalidad de medir la capacidad del desenvolvimiento del trabajador en tareas en equipo, su flexibilidad en el desenvolvimiento de las tareas y ver la capacidad del candidato, de crear competencias genéricas, que como veremos más adelante, son importantes para desarrollar la posición dentro de la Compañía.

Una vez seleccionado el personal, es notoria la tendencia en ambas Corporaciones a establecer contratos *por tiempo indefinido*, con un mínimo legal de período de prueba, esta tendencia se ve fortalecida en el nivel medio y superior de los trabajadores, por la necesidad que como analizamos, tienen estas empresas, de *planear estratégicamente la gestión de los recursos humanos* con una política de formación sostenida, que implica inversión en tiempo y dinero,

²¹ Entrevista al Gerente de Recursos Humanos de ANDINA, 2003.

por lo que formar y comprometer fuerza de trabajo en función a los fines de la Corporación, no es una tarea que se pueda pensar, sino en términos de mediano y largo plazo. El otro factor que actúa en sentido *de mantener una fuerza de trabajo estable, a nivel de personal de campo*, es el hecho de que, la oferta de fuerza de trabajo con experiencia en trabajo petrolero de campo es reducida y en Bolivia se concentra, principalmente, entre los ex trabajadores de Y.P.F.B. De forma suplementaria existen contratos por un tiempo determinado, cuando se trata de la realización de proyectos específicos, de carácter temporal y también el contrato de servicios por consultorías.

Esta política de contratación de un personal estable abarca un número, relativamente reducido, que constituye la fuerza de trabajo directamente contratada por la Corporación, a cuenta y riesgo de ésta, tanto en términos económicos como sociales. Sin embargo, gran parte del funcionamiento de estas Corporaciones, se asienta en la obtención de fuerza de trabajo, para la realización de un conjunto de tareas, mediante la política de subcontratación con empresas en distintos ramos. Desde la limpieza, pasando por tareas directamente relacionadas con las operaciones de campos (operadores de planta, instrumentistas, etc.), hasta la prestación de servicios médicos y de alimentación en campamentos, entran bajo este régimen. ANDINA sobresale entre las dos Compañías estudiadas, por la aplicación de esta política de acceso a fuerza de trabajo. Política corporativa de REPSOL –Y.P.F. a nivel mundial.

b. La política salarial.-

La categorización de los cargos, dentro de estas Corporaciones, se basa en criterios como: *la posición dentro de su estructura organizativa* (nivel de responsabilidad en la toma de decisiones, grado de libertad para la toma de decisiones, el grado de relacionamiento del puesto a nivel interno y externo, etc.). El otro criterio es el referido al *nivel de formación que exige el cargo* como: nivel académico, experiencia, manejo de idiomas, etc. En base a estos criterios, se estructura una escala que abarca hasta seis niveles, estableciéndose una escala salarial de un máximo y un mínimo por cada nivel, a lo largo de la cual pueden existir distintos niveles salariales por puesto. El punto medio de cada uno de estos niveles, se convierte en el referente de mercado, para la realización anual de encuestas que permitan a la Corporación darse cuenta de cómo están

los salarios que paga, respecto del mercado, para proceder a realizar ajustes, que le permitan *una posición competitiva en el mercado laboral* de las petroleras.

Esta metodología de categorización y remuneración salarial, muestra que el establecimiento de niveles salariales en estas Compañías, se basa en normas objetivas, que miden responsabilidades y saberes, pero al mismo tiempo, se ve que esta metodología es un instrumento que individualiza el salario, atomiza a los trabajadores e introduce la tendencia a una fuerte competencia laboral, que es bien aprovechada por las Corporaciones.

La estructura del salario mensual incluye: un salario básico en relación a la banda en la que se sitúa el trabajador, dentro del nivel que le corresponde y un bono de antigüedad. Si bien existen; ocasionalmente, horas extra, la política de estas Compañías es a constreñir al mínimo la existencia de horas extra, debido a que consideran que la necesidad de estas horas es un mal indicador del rendimiento y la productividad de los trabajadores y por otra parte, las horas extra son una sobrecarga de trabajo, que va en desmedro de un buen rendimiento laboral. *Cuando surge la necesidad de horas extra, se debe entender que es necesario proceder a un ajuste en el rendimiento de los trabajadores.* Fuera del salario mensual, cada trabajador recibe anualmente una prima si la Compañía ha obtenido utilidades, se trata de un porcentaje sobre estas utilidades. Parte de la política remunerativa de CHACO es también, ofrecer un bono al cumplimiento de los objetivos totales de la compañía en una determinada gestión: objetivos de ventas, costos, cero accidentes, etc. Si todos estos objetivos se cumplen satisfactoriamente, se entrega un bono al total de trabajadores, como equipo de CHACO. Se trata de un incentivo integral que hunde sus raíces en la lógica de producción de plusvalía en estas grandes Compañías, caracterizadas por un acusado proceso de división técnica del trabajo y de subsunción real del trabajo al capital²²:

[C]omo el desarrollo de la subsunción real del trabajo en el capital o del modo específicamente capitalista, no es el obrero individual, sino cada vez más una fuerza de trabajo combinada, la que se convierte en el agente real del proceso laboral en su

²² La subsunción real del trabajo al capital es el proceso por el cuál, el proceso de trabajo es adecuado a las necesidades específicamente capitalistas de producción, en todos sus componentes: objeto de trabajo, medio de trabajo y trabajo, supone el desarrollo de las fuerzas productivas adecuadas a las necesidades de valorización, específicamente capitalistas.

conjunto, y como las diversas capacidades que cooperan y forman la máquina productiva total; participan de manera muy diferente en el proceso inmediato de la formación de mercancías, o mejor aquí de productos- este trabajo más con las manos, aquél más con la cabeza el uno como director (managers), ingeniero (engineer) técnico, etc. el otro como capataz (overlooker), el de más allá como obrero manual directo o como simple peón- tenemos que más y más funciones de la capacidad del trabajo, se incluyen en el concepto inmediato de trabajo productivo, y sus agentes en el concepto de trabajadores productivos, directamente explotados por el capital y subordinados en general a su proceso de valorización y producción (..) esta capacidad laboral colectiva es un consumo productivo directo por el capital (Marx 1987: 192).

De ahí el interés de estas Corporaciones en el rendimiento de trabajo en equipo, del trabajo integral, porque como tal es que valoriza su capital, más adelante veremos otras políticas de incentivo y motivación al trabajo de equipo que se explican por el hecho de que en este tipo de Compañías, es la *capacidad laboral colectiva la que cuenta*. Esta política no niega la existencia del incentivo individual que premia al trabajador con un bono de cumplimiento, si su desempeño ha sido destacado²³.

El salario indirecto está formado por un seguro de salud en la Caja Petrolera, que se mueve dentro de las determinaciones legales establecidas, para este tipo de seguros y que desde 1987, con la Nueva Ley de Pensiones (Ley 924), favorece a la patronal con la reducción de su aporte del 17% al 10%, sobre el total ganado por cada trabajador, medida que ha producido una disminución en la calidad de los servicios con recortes en la compra de medicamentos reducción del personal de servicio, rebaja de stocks de inventario en farmacias, etc.²⁴. Estas deficiencias han sido subsanadas por CHACO y ANDINA, con la implementación de un seguro de salud de carácter privado costado en el 100% por las Compañías para sus trabajadores y en 70% para los familiares (el 30% corre a cuenta del trabajador). Desde la perspectiva de la Compañía, este tipo de seguro imprime *mayor eficiencia a los costos de conservación de la fuerza de trabajo*; por la rapidez en la atención, así el trabajador no pierde tiempo precioso en realizar largas colas, como cuando busca ser atendido en la Caja petrolera²⁵.

²³ Entrevista Gerente de Recursos Humanos de CHACO.

²⁴ Información obtenida de una entrevista a personero del Departamento de la Caja Petrolera (2001).

²⁵ Entrevista al Gerente de Recursos Humanos de ANDINA, 2003

En los campos petroleros se implementan servicios de salud para personal propio, personal de empresas contratistas y para los miembros de comunidades del entorno de las operaciones. Este programa de asistencia médica incluye exámenes médicos periódicos, exámenes médicos para riesgos específicos y un programa de inmunización anual. En relación a la alimentación, tanto en la ciudad como en el campo, las Compañías costean el servicio de comedor a sus trabajadores. En la ciudad el servicio de alimentación se debe a que sólo se da una hora de tiempo, para almorzar, por lo que, en muchos casos, se convierte en una necesidad, quedarse a almorzar en las instalaciones de la empresa. La calidad del servicio de alimentación en los comedores, tanto en el campo como en la ciudad, de acuerdo a los trabajadores, es de primera²⁶.

Del mismo modo, desde la perspectiva de los trabajadores, la vivienda que brinda la Compañía en el campo tiene todas las comodidades. Los campamentos están dotados de servicio de limpieza, lavandería y servicios médicos de emergencia. Sin embargo, desde la visión de un ingeniero en medio ambiente, que visitó los campamentos de las petroleras, todo este confort es sólo aparente, puesto que no se usan los materiales adecuados ni las instalaciones guardan los requerimientos de higiene necesarios (colchones de esponja, duchas sin ventilación, etc.)²⁷. El transporte al campo corre a cargo de la Compañía y de acuerdo a los trabajadores, se trata de un servicio seguro y muy controlado, debido a que estas petroleras, por las características de riesgo que tiene su actividad productiva, extreman las medidas de seguridad, ya que todo accidente, desde la lógica corporativa, que es la lógica del capital, es considerado como una pérdida *en términos de tiempo con efectos negativos sobre el costo*. Un índice de medición al respecto, es el *índice de accidentalidad con pérdida o sin pérdida de turno laboral*, CHACO menciona como uno de sus logros más importantes haber conseguido, ya en 1998, que ninguno de sus accidentes haya significado pérdida de jornada laboral (Chaco 1998:30) (es importante notar que este logro no hace referencia a la pérdida o no de vidas humanas).

Como parte del paquete de seguridad en la gestión de la fuerza de trabajo, tanto CHACO como ANDINA pagan una prima a una Compañía aseguradora,

²⁶ Entrevista a trabajadores de CHACO Y ANDINA (2003).

²⁷ Entrevista a un Ingeniero en medio Ambiente que realizó una auditoría medioambiental entre las petroleras (2003).

para proteger a los trabajadores ante la eventualidad de siniestros. Se trata de un conjunto de mecanismos en la gestión del capital variable, que desde la lógica del capital, tienen la finalidad de llevar adelante una administración eficiente del control de pérdidas, considerada esencial “*en los negocios de hoy*” (ANDINA 2001).

El salario diferido, básicamente está cubierto por las aportaciones que se realizan a los fondos en el marco de la Reforma de la Ley de Pensiones. De acuerdo a esta reforma, los trabajadores de CHACO Y ANDINA cuentan con un Fondo de Capitalización Individual destinado a financiar la renta de vejez y/o jubilación. A este beneficio se pueden acoger todos los trabajadores que aporten un monto de dinero que les permita financiarse una renta igual al 70% del promedio de su remuneración, de los últimos 5 años. El fondo está financiado por el aporte mensual del 10% del total ganado por el trabajador, a las Administradoras Privadas de Pensiones (AFPs), sin que exista aporte alguno por parte de patrones ni del Estado.

Los trabajadores aportan también con el 2% sobre el total ganado, para un fondo destinado a financiar la renta por invalidez, cuando la causa no es laboral. Para riesgo profesional, de largo plazo (invalidez, muerte), aporta la patronal, con el 2% sobre el total ganado por los trabajadores de su empresa. Los patrones están exentos de pago a las AFPs, por sus servicios de administración, mientras que los trabajadores lo hacen con el 0.5% del total ganado.

Otra determinación importante en la gestión de la fuerza de trabajo que aplica el capital en CHACO y ANDINA es una política obsesiva de capacitación de los trabajadores. *La capacitación de la fuerza de trabajo es parte de la planificación estratégica a mediano y largo plazo de la empresa.* Se basa en la identificación de necesidades presentes y futuras que tiene y tendrá la Compañía. En base a estos requerimientos se estructuran programas de capacitación, que en promedio, alcanzan a un curso de capacitación por mes²⁸.

²⁸ En entrevista realizada al encargado de TPM de la empresa CHACO, el personero manifestaba al respecto:” [s]i yo quiero ir a cualquier parte del mundo a hacer un curso, yo voy, pero tiene que ser un curso que se adapte a las necesidades, si no está adaptado a nuestras necesidades, no. En segundo lugar que tengo que hablar el idioma del lugar a donde yo vaya y tercero, tengo que llegar aquí y desplegar mis conocimientos, tengo que transmitir todo lo que he aprendido(...) .

El tiempo que absorbe esta capacitación es el tiempo de descanso que tiene el trabajador de campo en la ciudad. Muchos trabajadores ven esta capacitación como una preocupación de la empresa en relación a su personal y apoyan la iniciativa; otros trabajadores piensan que existe una presión constante sobre ellos por parte de la empresa, que no les permite relajarse del trabajo, ni siquiera en los días de descanso. Si bien no existe obligatoriedad sobre la toma de los cursos de capacitación, sí se ha podido percibir una efectiva presión psicológica, para que el trabajador participe de los programas de capacitación, pues así mejora su imagen frente a la patronal y está en condiciones apropiadas, para enfrentar la permanente competencia por su espacio de trabajo.

Una determinación fundamental para elevar la productividad del trabajo en la política estratégica de CHACO es la cualificación permanente de la fuerza de trabajo, toda vez que en el marco de las relaciones de producción capitalistas, no es correcto ver la capacitación al margen de los requerimientos y necesidades de valorización del capital. Bajo el régimen capitalista, no podemos hablar del desarrollo pleno de las potencialidades e inquietudes humanas. La preocupación por la cualificación permanente del trabajador (modificación en la condición subjetiva del proceso de trabajo), en el marco de relaciones capitalistas, debe entenderse como parte del proceso de un mayor grado de subsunción real del trabajo al capital, mediante el incremento de la productividad de la fuerza de trabajo empleada; es decir, porque menor cantidad de fuerza de trabajo genere, igual o más valor en menos tiempo de trabajo, abriendo un mayor margen a la valorización del capital²⁹.

La cualificación de la fuerza de trabajo no le pertenece al trabajador, le pertenece al capital, aunque muchos trabajadores de CHACO Y ANDINA no lo ven así, debido a la mistificación que produce la “*preocupación de la empresa*” por la formación de su personal. Esta política de gestión de fuerza de trabajo centrada en la capacitación, se hace cada vez más necesaria en el marco de la

²⁹ La diferencia entre una fuerza de trabajo con mayor grado de cualificación y otra con menor grado, se manifiesta en su mayor capacidad para producir mayor cantidad de valores de uso y de mejor calidad en menor tiempo que la fuerza de trabajo no calificada, afectando de forma positiva la productividad del trabajo. La política de ANDINA al respecto es muy ilustrativa: [L]a capacitación de ANDINA S.A. se basa en la “gestión del conocimiento” y la misma tiene como pilar fundamental, identificar aquellos conocimientos que demanda la corporación y que suponen una ventaja para la organización en Bolivia, frente a nuestros competidores (Andina Memoria Anual 2001: 18).

constante introducción de modificaciones en la forma de organización del trabajo y en la tecnología que caracteriza a las Corporaciones en la etapa del capitalismo tardío, en la que, a medida que se eleva la composición orgánica del capital debe adecuarse la “composición mental” de la fuerza de trabajo.

c. Jornada de trabajo y control del desempeño laboral.-

En las dos Compañías se maneja una política de horarios flexibles para los trabajadores de la ciudad, la flexibilidad radica en que el horario de entrada puede oscilar en una hora, por ejemplo, de ocho a nueve de la mañana. El trabajador puede elegir el momento de ingresar al trabajo en ese lapso, de acuerdo a su disponibilidad. De igual forma, la hora de salida oscila en una hora, de cinco a seis de la tarde. Pero la hora de salida está sujeta a la hora de entrada, debido a que es obligatorio cumplir con las ocho horas reglamentarias de jornada laboral. Existe el lapso de una hora, que se destina a almorzar, pudiendo elegir el trabajador, debido a limitaciones de tiempo, quedarse a almorzar en el comedor de la Compañía o regresar a su domicilio.

En los campamentos se aplican turnos de trabajo, al tratarse de una planta petrolera, ésta debe funcionar las veinticuatro horas del día. En CHACO los turnos son de doce horas continuas, con dos turnos por día y con veintiún días de trabajo en el campo y veintiún días de salida a la ciudad; en el caso de ANDINA, los horarios de su personal varían; entre turnos de ocho y doce horas, dependiendo de la actividad y de la coordinación que se realiza con el personal de las empresas subcontratistas con las que trabaja.

El método de control de la intensidad y calidad del desempeño laboral en estas jornadas de trabajo, se ajusta a los lineamientos de la planeación estratégica, se trata de un control por objetivos. Esta metodología consiste en adoptar objetivos medibles y específicos para cada empleado y para cada equipo de trabajo y comentar periódicamente su progreso hacia esos objetivos; en el caso de ANDINA y CHACO esta tarea se realiza formalmente cada tres meses; pero según sus propios ejecutivos, informalmente, se trata de una tarea del día a día, entre los supervisores y otros trabajadores de la planta³⁰. La base de la realización de este

³⁰ Un ingeniero de CHACO especialista en el área de producción decía en la entrevista realizada: “[L]a producción se programa por objetivos (líquidos, gas), estableciendo metas de producción de líquidos, objetivos de exploración, de perforación, de desarrollo de campos, etc. Se establecen en función de los

método de control es la participación de todos los trabajadores en el diseño y evaluación de los objetivos, con el fin de que ellos *se apropien de los objetivos y se comprometan con sus logros*. Así se desarrolla también un espíritu de equipo para la obtención de los objetivos en un proceso de crítica y autocrítica.

Se trata de una metodología que internaliza el control del ritmo y de la calidad del desempeño laboral, aquí desaparece la necesidad del capataz y el equipo de trabajadores se convierte en un cuerpo que se autocontrola en la medida en que, los objetivos que se buscan alcanzar, se convierten en la meta que delimita la intensidad y calidad de su jornada laboral; más aun, si el logro de los objetivos es premiado con bonos e incentivos que convierten al trabajador en *“alma de valorización del capital”* en *“alma de su eficiencia y calidad”*.

La organización del proceso productivo en el caso de CHACO, dentro de la producción en las plantas petrolíferas, muestra con claridad la aplicación de estos métodos de explotación de la fuerza trabajo. CHACO recurre a una reestructuración del proceso productivo en planta, con la reducción drástica de personal y el uso eficiente de la fuerza de trabajo que queda (inicialmente se aplican los ajustes a nivel de personal operativo de planta), a través de la aplicación de método de T.P.M. (manejo total de la producción). El objetivo del método radica en lograr que el trabajador llegue a sentir la pertenencia de la máquina, para que la cuide y la mantenga en buen estado de forma permanente, sin la necesidad de intervención de especialistas, lo que lleva a disminuir costos de producción y aumentar eficiencia productiva.

El método consiste en un trabajo en equipo, que junta a trabajadores de producción y de operación, con la finalidad de formar grupos interdisciplinarios que coordinen de forma simultánea las tareas de mantenimiento de maquinaria con las tareas de producción. Los grupos multidisciplinarios son sometidos a procesos de capacitación; en los que, los mecánicos de mantenimiento enseñan a los trabajadores, pequeñas tareas de mantenimiento. A cada grupo se le entrega una máquina, con el fin de que la

objetivos más grandes, objetivos diarios de trabajo, los que se evalúan en reuniones diarias, trabajadores de la empresa y trabajadores subcontratados, todos. En estas reuniones, se mencionan riesgos, se verifican insumos a utilizar; todos se involucran en este proceso, lo que estimula a la gente, ve que sus ideas son útiles, son tomadas en cuenta, este es un incentivo que aumenta el rendimiento del trabajo” (Entrevista a un ingeniero Encargado de Proyectos de Producción de la empresa CHACO).

ponga en *condición básica de funcionamiento*. El proceso empieza con la limpieza de la máquina, proceso mediante el cual se detectan sus fallas, identificándolas con tarjetas. Siguiendo estas señales, empiezan las reparaciones de mantenimiento; al mismo tiempo, viene el especialista mecánico y da clases al equipo de trabajadores, sobre cada punto. Se trata de la lección en un punto, lección de carácter eminentemente práctico.

En este proceso, se va llenando una cartilla de conocimientos por cada trabajador, en la que, el especialista firma notas referidas a la capacidad del trabajador, para desenvolverse: cambiando pernos, colocando bujías, reparando cañerías, etc. La firma significa que dichos trabajadores, cuando haya que realizar estas tareas, van a prescindir del mecánico, debido a los conocimientos adquiridos³¹. Se trabaja también a nivel de mejoras en el equipo, para operar las máquinas con mucha calidad, comodidad y seguridad; a este nivel, el equipo realiza modificaciones en las instalaciones, colocando andamios, escaleras, válvulas; modificaciones a las que se denomina, *mejoras enfocadas* (ver cuadro No 18). Los equipos proceden también a eliminar toda fuente de contaminación (fugas de aceite, de agua, de gas). Como parte del procedimiento continuo de mantenimiento de equipos, se plica la rutina LILA, que consiste en la realización permanente de lubricación, inspección, limpieza y ajuste (ver cuadro No 19).

³¹ Entrevista Instructor de T.P.M. de la empresa CHACO.

CUADRO N°18
MEJORAS ENFOCADAS
PROGRAMADAS PARA LA SEGUNDA ETAPA

GRUPO AUTONOMO:

PLANTA: CARRASCO FECHA: enero de 2001

N°	MEJORA PROPUESTA	PROPONENTE	ESTADO ACTUAL
1	Tanque elevado generadores 1 y 2	Ricardo Camacho Víctor Aparicio	Ejecutado
2	Colocación nuevo enfriador Agua	Eduardo Cabrera	Descartado por otra opción mejor
3	Llenado de aceite a tanques elevados	Eduardo Cabrera	No ejecutado
4	Recuperación de aceite usado	Carlos Durán	En proyecto
5	Iluminación sala generadores	Virgilio Aranibar	Ejecutado
6	Transporte de aceite	Todos	Ejecutado
7	Protector de batería	Joaquín Mojica	Ejecutado
8	Ventilador eólico	Todos	En proyecto
9	Escalera	Joaquín Mojica	Ejecutado
10	Pintado piso galpón generadores	Ivar Morales	Ejecutado
11	Carguío de productos químicos	Ivar Morales	Ejecutado
12	Recuperación de Glicol (sist. Antiguo)	Carlos Durán	Ejecutado
13	Pintado Tanque de aceite elevado	Joaquín Mojica	Ejecutado
14	Pintado área extinguidores	Joaquín Mojica	Ejecutado
15	Señalización lugares de peligro en galpón	Joaquín Mojica	Ejecutado
16	Pintado señales identificatorias a tanques de petróleo	Joaquín Mojica	Ejecutado
17	Pintado de líneas de gas y agua en Gen # 1 y 2	Virgilio Aranibar	Ejecutado
18	Pintado línea señalización en piso galpón	Virgilio Aranibar	Ejecutado

CUADRO N° 19
RUTINA “ LILA” TERCERA ETAPA

ÁREA	ESTÁNDAR	METODO	HERRAMIENTA	ACCIÓN CASO ANORMAL	FRECUENCIA	TIEMPO	RESPONSABLE
Panel control	Funcionamiento	Visual	Planilla	Registrar Potencia Frecuencia P°, T°, aceite, T°agua	Diaria	5 a 7 min.	multifunción
Motor eléctrico	No suciedad sin ruidos	Visual, auditivo	Trapo	Limpia Informar	Semanal	5 min.	multifunción
Correa	Tensión, sin daño	Visual manual	Llaves	Ajustar	Mensual	12 min.	mecánico
Polea	Sin balanceo	Visual	Llaves	Informar	Semanal	2 min.	multifunción
Soporte	Fijo	Visual	Llaves	Informar	Mensual	2 min.	multifunción
Motor	Vibración Sin suciedad	Visual, Manual	Trapo Llaves	Limpia, informar	Diario	5 min.	multifunción
Filtros Aceite	Pérdidas	Visual		Informar	Semanal	1 min.	multifunción
Porta filtro Aire	Sin taponamiento No sucio	Visual	Aire inst.	Limpia	Mensual	1 min.	multifunción
Motor	No fugas en líneas	Visual, auditivo Manual	Llaves	Ajsutar	Semanal	2 min	multifunción
Aceite Carter	Nivel adecuado no sucio	Visual, Manual	Trapo	Limpia verificar	Diario	2 min.	multifunción
LUBRICACIÓN							
Punto Lubric. Rodamiento	Tipo Lub. EEA-con FP2	Método Manual	Herramienta Grasera	Cantidad 3 bombazos	Frecuencia Semanal	Tiempo 2 min.	Responsable multifunción

Estas tareas son hechas por los trabajadores, al mismo tiempo que desempeñan sus funciones rutinarias. Se busca que el trabajo colectivo motive y comprometa al trabajador, al logro de los objetivos que se planteó el equipo, mediante la discusión colectiva de posibles soluciones a los problemas detectados. Con este fin, se aplican *herramientas de análisis o herramientas de calidad*, como: *¿Por qué, por qué?*, *“espina de pescado”*, *“lluvia de ideas”*, etc., en base a las que se establecen las causas de los problemas detectados, se sacan conclusiones y se determinan acciones (ver cuadro No 20). Los logros de estos

procedimientos son presentados en equipo, frente al personal de jerarquía técnica de la empresa, encargado de realizar auditorías permanentes, en base a informes del equipo de trabajo (ver anexo No 1). El método consigue incluso que los trabajadores comprometan sus horarios y sus días de descanso, lo que redunda en la eficiencia de la inversión en capital variable³².

En CHACO del método T.P.M. de organización del trabajo productivo y de operación de planta, ha pasado tres de las siete etapas de las que consta: limpieza de maquinaria, eliminación de fuentes de contaminación y puesta de máquinas en condición básica. El efecto directo fue la reducción de personal de campo en aproximadamente 60% (ahorro de inversión en capital variable), debido a la diversificación de funciones que para cada trabajador, implica la aplicación del T.P.M., como método de control de la jornada laboral; al mismo tiempo, que se ha conseguido mejorar la calidad del desempeño integral del trabajo de campo. Se trata sin duda, de un método de extracción de plusvalía relativa, toda vez que se asienta en la intensificación de la jornada laboral de los trabajadores que quedan a cargo de las diversas funciones. El ahorro en capital constante que logra este método de trabajo, se debe a que prolonga el tiempo medio de fallas de las máquinas, reduce el tiempo de reparación de la maquinaria, evita que paren las máquinas y aumenta la confiabilidad de la maquinaria hasta un 99%³³.

³² Al respecto, un personero de jerarquía del cuerpo técnico de CHACO mencionaba: “[p]odría decirse que es un poco de intensificación del asunto, pero tomando en cuenta que ellos están en campamento salen a las 7 de la noche, se bañan, cenan y están después ahí una hora de reunión no les afecta y más bien yo les pedía que hagan 3 reuniones en 21 días, una cada semana, vienen y hacen porque ellos quieren, cuando salen de descanso tienen reuniones conmigo, para interiorizarse, capacitarlos (...)”

³³ Entrevista al instructor de TPM de la empresa CHACO.

CUADRO N° 20
IDENTIFICACION, DETALLES Y PLANTEAMIENTO DE SOLUCIONES

EQUIPO	FECHA	LUGAR	FALLA	PORQUE	Hrs. Trab.	SOLUCION	MATERIAL	ESTADO
GEN-2	05-Dec-2000	motor	Pérdida de agua por bomba principal	Tiempo de servicio	MN:3	Se cambió una bomba reparada con elementos nuevos, se aprovechó para hacer limpieza del radiador inspeccionar estado de chumaceras del eje ventilador, se cambió 2 correas nuevas.	2 correas nuevas b-93 una bomba reparada	Bueno
GEN #2	19-Jan-2001	motor	Mtro. a horario	Tiempo de servicio orden # 486	MP:5	Se tomó lectura de compresiones dando los 8 clin 210 psi, se drenó aceite del carter, cambio filtros de aceite, limpieza filtro de aire, bujías nuevas, tesado y revisión de correas, limpieza de radiador con producto espartan, se sacó caja termostática para revisión de termostatos, cambio de bomba de agua principal, pérdida de agua por el sello, se corrigió pérdida de aceite de bomba auxiliar de agua, revisión de carburador, instrumentista reviso todo el sistema de protección del motor, regulado de gas combustible y engrase de rodamientos del generador.	8 bujías champion 1075pp filtros de aceite 3 piezas n/p 344126 una bomba de agua reparada	Bueno con carga
GEN-2	25-Feb-2001	motor	Pérdida de aceite por cuello de cigüeñal	Desgaste de la funda	MP:1	Se sacó el damper y se pudo observar desgaste en la funda donde trabaja el reten, se cambio de posición, más adentro, el reten trabajará en un lugar donde la funda no presenta desgaste, el reten es nuevo.		Bueno sin pérdida de aceite
GEN-2	28-Feb-2001	Reservorio de aceite	Pérdida de aceite	Mal sellado de riñoles	MP:3	Se sacó todo el aceite del depósito y se desconectó las líneas de descarga para ambos generadores, se modificó las conexiones y se ajustaron correctamente.	2 riñoles de 1"	Bueno sin pérdida
GEN #2	04-Mar-2001	motor	Limpieza de radiador y el motor	preventivo por grupo autonomo	MP:2	Se paró la unidad para lavar el radiador con producto espartan tenía mucha acumulación de bichos, se inspeccionó correas, chumaceras, en buen estado, se limpió el motor y se corrigió pérdida de aceite por línea de carga de aceite al reservorio, luego la unidad entro con carga normal.	Espartan 5 litros	Bueno con carga
GEN #2	14-Apr-2001	motor	Mantenimiento horario orden # 571	tiempo de servicio	MP:3	Lectura de compresiones: cil #1 210; #2 210; #3 210; #4 210; #5 210; #6-215; #7-210; #8-210, se drenó aceite del carter, cambio filtros de aceite y aire, bujías nuevas, revisó correas, poleas, chumaceras, inspección de mangueras, termostatos, diafragma de carburador, limpiar el turbo sin mucha carbonilla con juego normal, se sacó protectores del radiador para limpieza con producto espartan, ajuste de todos los pernos de anclaje, instrumentista revisó todo el sistema de protección de la unidad, engrase de rodamiento del generador, todas las partes móviles del motor y cambio de aceite, retiro de algunas tapetas por parte de los componentes de grupo autónomo.	8 bujías n/p 1075pp, filtros de aceite 3 piezas n/p 344126, filtro de aire: 1 pza n/p 169180, aceite motogas extra sae-40 litros 90, producto espartan bh-38 litros 5	Bueno con carga, participación de grupo autónomo en el mantenimiento

El efecto que incide de forma directa, en la ganancia capitalista, actúa sobre el costo de producción, el que disminuyó en gran medida: de un costo de ciento veinte dólares por caballo de fuerza, a un costo de veinte dólares, resultado del mantenimiento predictivo y preventivo de la maquinaria³⁴. En la actualidad, este método de trabajo está por ser implementado en la gestión del personal administrativo de CHACO, debido a los resultados positivos que tuvo sobre la productividad del trabajo y sobre los costos de producción.

Es también importante hacer referencia al impacto de este método de trabajo, sobre la subsunción del trabajo al capital. A este nivel, como mencionamos, el método busca comprometer al trabajador hasta el punto en que sienta que el logro empresarial es su logro personal. No se trata de un proceso al que el trabajador se sienta ajeno; más bien, mistifica aún más, la alienación del trabajo al capital, mistificación que se refuerza con el relativo buen trato salarial, que dados los niveles de acumulación de los que goza la petrolera, puede dar a sus trabajadores de planta.

Los resultados sobre la subsunción del trabajo al capital, que consigue la petrolera CHACO, se expresa en la opinión de sus trabajadores y técnicos³⁵, los que dicen estar plenamente satisfechos, con lo que ellos llaman: *“el cambio de cultura empresarial”*. Cambio que se basa; según los propios trabajadores, en una mayor horizontalidad de las relaciones en la empresa, más participación de los obreros en la toma de decisiones sobre los procesos productivos y una práctica inclusiva en el manejo del personal. Los obreros comentan satisfechos que: *“[S]e toma en cuenta el rendimiento personal del trabajador y su capacitación permanente, para situarlo en su puesto de trabajo y garantizar su estabilidad”*³⁶. La individualización del rendimiento y la motivación de los obreros, se controla mediante el registro en una planilla de seguimiento, que identifica personalmente a los proponentes y ejecutores de las mejoras (ver cuadro No 21).

³⁴ Entrevista instructor de TPM de la empresa CHACO.

³⁵ Un ingeniero de CHACO manifestaba sobre el efecto en los trabajadores de la introducción del método T.P.M. en el proceso productivo: [C]ambia la conducta de los trabajadores, se hacen más responsables, se convierten en promotores de las mejoras, de los cursos de actualización (Entrevista al Encargado del Proyecto de Producción de la empresa CHACO).

³⁶ Entrevistas realizadas a varios trabajadores de la empresa CHACO.



PRODUCCION

CUADRO N° 21
PILAR DE GESTION TEMPRANA

N°	MEJORA PROPUESTA	PROPONENTE	ESTADO ACTUAL
1	Tanque elevado generadores 1 y 2	Ricardo Camacho	Ejecutado Víctor Aparicio
2	Colocación nuevo enfriador Agua	Eduardo Cabrera	Descartado por otra opción mejor
3	Llenado de aceite a tanques elevados	Eduardo Cabrera	No ejecutado
4	Recuperación de aceite usado	Carlos Durán	En proyecto
5	Iluminación sala generadores	Virgilio Aranibar	Ejecutado
6	Transporte de aceite	Todos	Ejecutado
7	Protector de batería	Joaquín Mojica	Ejecutado
8	Ventilador eólico	Todos	En proyecto
9	Escalera	Joaquín Mojica	Ejecutado
10	Pintado piso galpón generadores	Ivar Morales	Ejecutado
11	Carguío de productos químicos	Ivar Morales	Ejecutado
12	Recuperación de Glicol (sist. Antiguo)	Carlos Durán	Ejecutado
13	Pintado Tanque de aceite elevado	Joaquín Mojica	Ejecutado
14	Pintado área extinguidores	Joaquín Mojica	Ejecutado
15	Señalización lugares de peligro en galpón	Joaquín Mojica	Ejecutado
16	Pintado señales identificatorias a tanques de petróleo	Joaquín Mojica	Ejecutado
17	Pintado de líneas de gas y agua en Gen # 1 y 2	Virgilio Aranibar	Ejecutado
18	Pintado línea señalización en piso galpón	Virgilio Aranibar	Ejecutado

Además de la fuerza de trabajo contratada, directamente por CHACO, la Compañía contrata a empresas de servicios petroleros; las que se encargan de prestar a la petrolera, servicios de limpieza, alimentación, servicios médicos en campamento, trabajos de cuadrilla (apertura de caminos, sendas, tendidos de cañería), etc. La importancia de este personal es mucho menor que en ANDINA, debido a que CHACO, como política de reducción de costos y elevación de la productividad, aplicó sobre todo métodos que eleven de forma sustancial el rendimiento del personal propio de la Compañía, tanto en trabajos de operación de planta como de mantenimiento de equipos.

En la organización de la producción, ANDINA asumió una estrategia diferente a la de CHACO. Como parte de la política de reducción de costos laborales y de responsabilidades sociales, ANDINA procedió a la contratación de empresas, para que le presten servicios de operación de planta, maestranza especializada, mantenimiento, servicios médicos y de carácter logístico. Por esto, el análisis de la organización del trabajo en ANDINA, que se realiza a continuación, es un caso típico de terciarización de gran parte del proceso de explotación de hidrocarburos.

Andina organiza el proceso de producción en los campos de explotación petrolera, en base a un equipo mínimo que pertenece a la empresa, se trata del grupo de Supervisores de planta, que en conjunto llegan a cuarenta trabajadores. Este grupo está dedicado a supervisar el funcionamiento de la planta, bajo las normas de seguridad y medioambientales que establece la Compañía. Es un equipo de supervisores de campo adecuadamente entrenado y capacitado para la realización de sus tareas. En este nivel se hace énfasis en la capacitación permanente y en la asimilación de elementos para la realización de un trabajo en planta, basado en la aplicación de normas y procedimientos de seguridad industrial. Los trabajadores de este nivel, están directamente encargados de supervisar las tareas de los trabajadores subcontratados, por las empresas contratistas de ANDINA³⁷. En este grupo de trabajadores, el control de la calidad e intensidad de la jornada laboral, se efectúa también por el establecimiento de objetivos, que se evalúan de forma periódica, cada tres meses. Son los trabajadores de campo mejor pagados, que gozan de la mejor infraestructura en vivienda e instalaciones y de una alimentación de primera.

Por debajo de este personal se encuentran los trabajadores subcontratados, para la realización de servicios de operación y mantenimiento de las plantas, en las que desembocan tareas de operadores de planta, técnicos mecánicos, técnicos electro - instrumentistas, ayudantes electromecánicos, artesanos múltiples y ayudantes generales. Estas funciones se realizan bajo el control de un supervisor de ANDINA. Se trata del grupo mayoritario de trabajadores insertos en el proceso productivo, la relación aproximada es: de cada diez trabajadores ocho trabajan bajo el régimen de subcontratación y sólo dos son

³⁷ Información obtenida de la entrevista a un Supervisor de Campo de ANDINA.

trabajadores de planta de ANDINA.

El control de la calidad e intensidad de la jornada laboral dentro del proceso productivo, se basa en la directa subordinación de la empresa contratista de ANDINA a las normas que establece ésta, por lo que los trabajadores subcontratados se rigen también, a dichas normas. La subordinación se establece a través de distintos mecanismos oficiales y extraoficiales. En la contratación de los trabajadores, si bien la empresa contratista elige a los posibles candidatos a un puesto, es el personal de ANDINA el que define si ese candidato se queda o se va; de igual forma, los retiros dependen de que el personal de ANDINA esté o no conforme con el desempeño de un determinado trabajador. La presencia del supervisor de campo en las distintas áreas de trabajo, se convierte en la garantía de ANDINA de imprimir intensidad y calidad a la jornada laboral de los trabajadores subcontratados.

Los empresarios contratistas; adicionalmente, ejercen control y presión sobre el personal a su cargo, puesto que ANDINA exige a sus contratistas calidad y eficiencia en los servicios prestados, mediante una fiscalización perenne. Se puede decir entonces; que *el estrato laboral de los trabajadores subcontratados es el que enfrenta la doble presión que sobre la intensidad de la jornada laboral, genera esta forma de organización del proceso productivo.*

La Compañía aplica otros mecanismos de control indirecto, sobre la calidad del desempeño laboral, con la realización de programas de capacitación para el personal de las empresas contratistas. No se trata de una practica intensiva, pero como manifiestan los trabajadores de las empresas contratistas de ANDINA, es parte obligatoria del desempeño laboral, si uno no quiere ser mal visto y busca asegurar su puesto de trabajo³⁸.

La subordinación de la empresa contratista, respecto de la gestión de la fuerza de trabajo, se ve también, a través del control de ANDINA a las condiciones de reproducción de esta fuerza de trabajo en el campamento: Se controla la forma en que se transporta a los trabajadores subcontratados, las condiciones de su vivienda, alimentación y recepción de servicios de salud. ANDINA exige que la empresa contratista cumpla con las condiciones mínimas de explotación de esta fuerza de trabajo, puesto que el monto del contrato

³⁸ Entrevista a un trabajador mecánico de la empresa contratista de ANDINA, PEGASO.

global por los servicios a ser prestados, incluye todos estos costos. La presión que ejerce ANDINA sobre sus empresas contratadas, se da mediante un constante choque con los intereses de los empresarios contratistas, que tienden a disminuir la calidad de las condiciones de reproducción de la fuerza de trabajo de sus obreros, para poder apropiarse de una mayor cantidad del monto acordado en el contrato, a expensas de sus trabajadores³⁹. Por su parte, ANDINA está interesada en garantizar la calidad del servicio que le presta la empresa contratista; su lógica es la de extraer el mayor beneficio de su inversión, no sólo presionando al trabajador, dentro del proceso productivo; sino también, presionando a la parte patronal para que garantice el uso eficiente de la fuerza de trabajo subcontratada. Esta “preocupación” de ANDINA, por las condiciones de reproducción de la fuerza de trabajo subcontratada; no hace desaparecer la profunda desigualdad que existe entre las condiciones de reproducción de los trabajadores subcontratados y los trabajadores de planta de la Compañía.

La estabilidad laboral de los trabajadores; si son subcontratados, depende del tiempo de duración del trabajo, de ahí que existan contratos indefinidos, temporales, eventuales y por terminación de obra, dependiendo del tipo de tarea que desempeñe el trabajador. Los técnicos químicos, por ejemplo, gozan de cierta estabilidad, al menos por los dos o tres años que puede durar el contrato con ANDINA (a este tipo de contrato, se llama contrato indefinido), otro tipo de trabajos dan lugar; más bien, a contratos de carácter eventual como el trabajo que desempeñan cuadrillas de trabajadores, para la apertura de zanjas, mantenimiento de caminos, etc. ; son trabajos que duran entre 20 y 45 días. Existen contratos temporales hasta de tres meses, en tareas como por ejemplo, el armado de un tanque de acumulación de combustibles.

Debido al alto riesgo que en general, implica el trabajo en los campos petroleros, la empresa contratada por ANDINA, está obligada a pagar un seguro contra accidentes personales y profesionales, para todos los trabajadores. El seguro en salud al que acceden los trabajadores subcontratados,

³⁹ Figura muy parecida a la de los parásitos nombrados por Marx bajo el régimen de explotación de subarrendamiento (subletting of labour), donde: [L]a ganancia de estos intermediarios se nutre exclusivamente de la diferencia entre el precio del trabajo abonado por el capitalista y la parte que va a parar a manos del obrero. Este sistema tiene en Inglaterra un nombre muy elocuente: se le denomina Seating System (“sistema de sudor”)(Marx 1999:464)

cuando tienen contratos indefinidos, es el que brinda la Caja Petrolera; pero no tienen el seguro privado, del que gozan los trabajadores de planta de ANDINA. En términos salariales, existe una gran diferencia, entre los trabajadores de ANDINA y los de la empresa que la Compañía contrata. Puede tratarse del desempeño de la misma tarea, por trabajadores con el mismo nivel de calificación, pero la diferencia salarial, a favor de los trabajadores de ANDINA, respecto de los trabajadores subcontratados persiste⁴⁰.

Las condiciones de vivienda y alimentación de los trabajadores subcontratados en el campamento, difieren de las condiciones existentes, para los trabajadores de planta de ANDINA. Al respecto, los trabajadores subcontratados señalan que existe diferencia, tanto en la calidad de los comedores como del menú, puesto que los presupuestos de alimentación en una y otra empresa son distintos. Así se jerarquizan las condiciones de alimentación en comedores de tipo A, para los trabajadores de ANDINA, y comedores de tipo B para los trabajadores subcontratados⁴¹. La condición de la vivienda es también diferente, incluso el carácter del trabajo (temporal, eventual), desarrollado por los trabajadores subcontratados, hace que en muchos casos, pernocten en carpas sin las condiciones mínimas de seguridad e higiene⁴².

Se ve a las claras que, la forma de organización de la producción, asentada en el subarriendo laboral, que practica ANDINA, tiene la finalidad de ajustar las condiciones de la jornada laboral y los costos de la fuerza de trabajo, a la medida de los requerimientos de valorización de la petrolera. En la medida en que la mayoría de los trabajadores de campo (prácticamente el 80%), son trabajadores subcontratados, que trabajan bajo los métodos de intensificación de la jornada laboral expuestos, la Compañía consigue elevar; de forma significativa, el grado relativo y absoluto de explotación de la fuerza de trabajo, lo que aumenta su productividad y reduce sus costos.

Este método de subarrendamiento de fuerza de trabajo, no sólo permite a

⁴⁰ Información obtenida de la entrevista al Gerente de Recursos Humanos de la Empresa de Servicios Petroleros “PEGASO” (2003).

⁴¹ Información obtenida de entrevistas a trabajadores de la Empresa de Servicios Petroleros “PEGASO” y de la entrevista al Gerente de Personal de la misma empresa (2003).

⁴² Comentarios de trabajadores de empresas contratadas por ANDINA.

ANDINA, mejorar las condiciones de valorización de su capital invertido; sino también, mantener una planta administrativa que está al servicio del gran capital de ANDINA. Los dueños de la empresa petrolera de servicios, que aquí juegan el papel de intermediarios, participan de una parte del excedente, por el servicio que prestan a ANDINA, de administrar social, política y económicamente, al grupo mayoritario de obreros de campo, que requiere el proceso de producción de la petrolera ⁴³.

3.2. LA GESTION DEL CAPITAL CONSTANTE EN CHACO Y ANDINA.-

Los métodos de uso de fuerza de trabajo implementados por las petroleras CHACO y ANDINA, tuvieron que ser aplicados; de forma paralela, con cambios en el capital constante. La drástica reducción de personal, que caracteriza el inicio de las actividades de estas petroleras en Bolivia (que en el caso de ANDINA significó la reducción de su personal, en aproximadamente el 90%)⁴⁴; vino aparejada a la innovación tecnológica en sus procesos productivos. De acuerdo a información brindada por técnicos y trabajadores de planta, aquella se realizó; sobre todo, en el control de los procesos administrativos y productivos.

3.2.1. Políticas de gestión del capital constante.-

La política de gestión del capital constante, tiene como eje central, El manejo eficiente del capital constante, tanto del propio como de el que fue transferido por Y.P.F.B. a CHACO y ANDINA. El uso de maquinaria y equipo se ajusta a normas y procedimientos minuciosos. Ninguna tarea se realiza sin seguir las normas de procedimiento, relacionadas con una estricta política de seguridad; seguridad que es un pilar fundamental de la cultura de gestión empresarial de ANDINA y CHACO.

⁴³ Según el Gerente de PEGASO, durante los tres primeros años en que esta empresa prestó servicios a ANDINA, alcanzó a tener 340 trabajadores a su cargo, esto da una idea de la importancia numérica de este grupo de trabajadores, más aún si se considera, que en total, el grupo de trabajadores de campo de ANDINA, alcanza a 40, de acuerdo a información brindada por sus trabajadores de campo.

⁴⁴ De acuerdo a datos brindados por técnicos y trabajadores que pasaron de Y.P.F.B., a formar parte de la empresa ANDINA, de 496 trabajadores que existían en planillas en el momento de ser transferidos de Y.P.F.B. a ANDINA, al mes sólo quedan 193 y en mayo de 1997 sólo quedan 90 trabajadores (entrevistas a ex trabajadores de Y.P.F.B., que pasaron a formar parte de ANDINA).

Las tareas y medidas de seguridad no son función exclusiva de un determinado departamento; sino que, forman parte de las tareas cotidianas de todos los trabajadores. Debido a esta política, se previene el incremento de costos que puedan derivar de accidentes. La incorporación del mantenimiento preventivo a las tareas cotidianas de todos los trabajadores (como el método T.P.M.), reduce costos de mantenimiento del capital constante, a la vez que establece un importante dispositivo de prevención de accidentes por maquinarias averiadas.

3.2.2. Automatización de los procesos de control.-

La introducción de software de sísmica 3 D y de programas de computación que ayudan a simular y modelar reservorios, han dado lugar a que los especialistas puedan predecir el comportamiento de los reservorios, para realizar correctivos a tiempo, reducir riesgos y costos de producción. Se introdujeron también, programas que automáticamente modifican la temperatura de los tanques de tratamiento, para definir diferentes calidades del producto, posibilitando un ajuste automático a la calidad que se busque. La introducción de computadoras se efectuó a todo nivel, generando un sistema de comunicación ágil. Se introdujeron sistemas de monitoreo a larga distancia, con los que se puede controlar los volúmenes y la calidad de los productos; al mismo tiempo que se da órdenes a larga distancia.

El ajuste de las máquinas dejó de ser manual, puesto que el sistema de control remoto, permite ajustes de la maquinaria a larga distancia. Con esta tecnología, las tareas del Supervisor de campo se han reducido al seguimiento de las computadoras. La inversión de largo plazo, que demanda la tecnología introducida, facilitó el manejo más eficiente de los recursos productivos, al reducir la dependencia del proceso productivo, respecto del trabajador,⁴⁵ por lo que está plenamente justificada.

⁴⁵ Al respecto un ingeniero de producción de CHACO manifestaba: “[S]i antes Ud. necesitaba 20 trabajadores, para la realización de una tarea, ahora se hace lo mismo con la mitad, efecto de la automatización(...)”

3.2.3. La sinergia del carácter transnacional de las Compañías.-

Toda la mejora en los procesos descritos, se ve apoyada por el carácter transnacional de la Corporación a la que pertenecen estas Compañías. Mediante el sistema de Internet, se realizan consultas sobre nueva tecnología, gestión de trabajo, etc., a tiempo real. En base a la socialización de las experiencias de otras subsidiarias de B.P. o REPSOL, se solucionan problemas de forma rápida y precisa, con un efecto positivo sobre la eficiencia productiva de sus plantas.

Se puede decir que existe una interrelación, entre las firmas de la Corporación, que da lugar al aprovechamiento del desarrollo desigual de la experiencia y el conocimiento intrafirma, mediante la socialización de información sobre: pautas generales, operaciones internacionales, apropiación de buenas prácticas de gestión, actualización; que al solucionar problemas de las subsidiarias, favorecen a la Corporación madre, formando un circuito virtuoso para la acumulación de su capital, a nivel mundial.

3.3. EFECTOS DE LA GESTION DE LOS CAPITALES CONSTANTE Y VARIABLE.-

Todas las políticas asumidas para la gestión de los factores productivos de las petroleras estudiadas, tuvieron la finalidad de elevar la productividad del trabajo, reducir los costos de producción; y en esta medida, mejorar las condiciones de valorización del capital invertido. A continuación se desarrolla una relación sobre estos efectos.

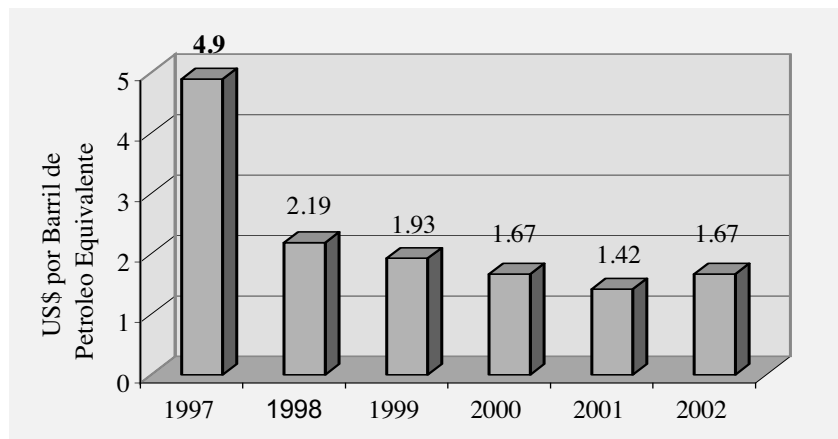
3.3.1. Efectos sobre los costos de producción.-

Las políticas de gestión de los factores productivos de las Corporaciones redujeron sus costos de producción. En el caso de CHACO, la reducción de costos por un barril equivalente de petróleo (b.e.p.), se produjo de forma progresiva, desde un costo de producción de 2.9 dólares; en la gestión 1997-1998 a 1.93 dólares en la gestión 1999-2001; es decir, se dio una baja del 61%. La tendencia a la baja continuó en la gestión 2000- 2001, cuando el costo fue de 1.67 dólares el b.p.e.; en el año 2001, el costo de producción llegó a 1.4 dólares (ver Gráfico 1). La tendencia muestra que, en el lapso de; aproximadamente, cinco

años, la Compañía rebajó sus costos de producción en más del 70%; sin duda, una rebaja extraordinaria, que CHACO atribuye a una drástica disminución de los gastos de administración, un control de los gastos operativos, la disminución continua de los gastos directos de producción (entre los que se cuentan los costos laborales) y de los gastos indirectos de producción; a esto debe añadirse, el incremento de los volúmenes de producción, aspecto que reduce el costo unitario de producción⁴⁶.

De forma paralela, la tendencia a la pérdida que caracterizó a los dos primeros años de funcionamiento de CHACO en Bolivia, se revierte a partir de la gestión 1999-2000, mostrando que las pérdidas de las dos gestiones anteriores, sólo significaban un costo de la política de maximización de la ganancia a mediano y largo plazo que caracteriza a estas Corporaciones. Costo que pronto fue recuperado, cuando la pérdida acumulada de las dos gestiones

GRAFICO N° 1
Costo de Producción por Barril - Chaco S.A.
(en US\$ por BPE)



Fuente: Informe Anual Andina - 2002

⁴⁶ Mientras que en la gestión 1998-1999, los gastos directos de producción de la empresa CHACO alcanzaban a 8 millones de dólares, en la gestión 1999-2000, éstos se reducen a 6 millones, se trata de un recorte de gastos del orden del 18%; de igual forma, los gastos indirectos muestran esta tendencia, de un total de gastos indirectos de 12 millones de dólares en la gestión 1998-1999, éstos se reducen a 8 millones en la gestión 1999-2000, se trata de una disminución en el orden del 29% (Chaco 1999, 2000).

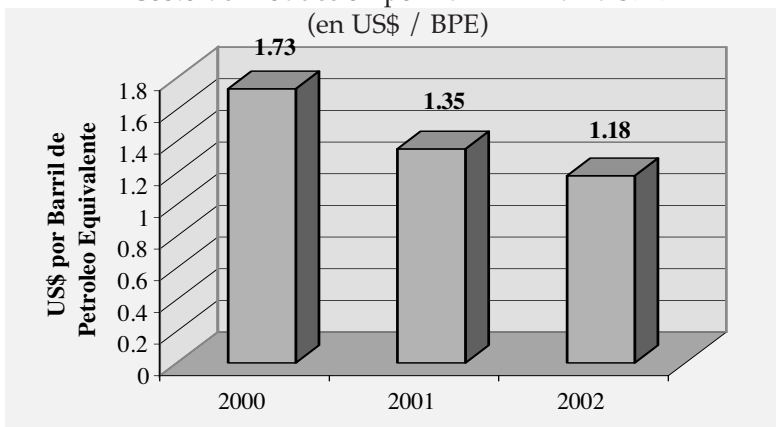
anteriores que alcanzaba a 36.5 millones de dólares, no sólo se cubrió; sino que se transformó en una ganancia neta, debido a que la Compañía en las gestiones 1999-2000 y 2000-2001, consigue una ganancia de 74.8 millones de dólares, con lo que se compensan las pérdidas anteriores y se obtiene un remanente de 38.3 millones de dólares. Estos resultados son atribuidos por la Compañía no sólo al efecto de la subida de los precios del petróleo; sino fundamentalmente, al importante ahorro en costos, pues mientras que los precios promedio subieron en 34.5%, la utilidad operativa, influida por la baja de los costos de producción, aumentó en el 2001 en un 80% más; respecto al año 2000 (Informes Anuales de CHACO, 1998-2002).

ANDINA redujo sus costos de producción de 2.40 dólares el b.e.p., en la gestión 1998, a 2.14 dólares en la gestión 1999; esta reducción del costo de producción, continuó en la gestión 2000, a 1.73 dólares el b.e.p.; hasta que en el año 2002, el costo llega a 1.18 dólares (ver gráfico No 2). Se trata; según manifiestan los propios ejecutivos de ANDINA, del costo de producción por b.e.p., más bajo en Bolivia⁴⁷. De forma paralela, las utilidades de la Compañía fueron subiendo. En la gestión 1999-2000 la empresa declaró un utilidad operativa de 36.180,000 bolivianos, en la gestión 2000-2001, su utilidad subió a 181.959.000 bolivianos y en la gestión 2001-2002, esta utilidad alcanza los 250.557.000 bolivianos. En el curso de tres años, la Compañía incrementó sus utilidades en el orden del 600%. Esta vertiginosa subida es atribuida a la disminución de los gastos administrativos de la empresa, debido a que estos gastos se comparten con otras Compañías del grupo REPSOL (Informes Anuales de ANDINA, 1999-2002). Al margen de las ventajitas que derivan del carácter transnacional de la compañía; no cabe duda, que el subarrendamiento de fuerza de trabajo ha tenido mucho que ver con la reducción del costo de producción en el caso de ANDINA.

⁴⁷ Entrevista al Gerente de Producción de la empresa ANDINA, quien manifiesta que este costo es 15 a 20% más bajo que el costo de las demás petroleras. Vale la pena aclarar que en la primera semana de diciembre (2003), la Oficina del Delegado Presidencial, para la Revisión y Mejora de la Capitalización en Bolivia, ha publicado costos de producción, aún más bajos, que los oficialmente declarados por estas petroleras. Costos, que en el caso de CHACO no alcanzarían ni a 1 dólar (0.97 el b.e.p.) y en el caso de ANDINA, apenas llegaría a 1 dólar el b.e.p. (c.f. Oficina del Delegado Presidencial para la Revisión y mejora de la Capitalización. Las Capitalizadas en Cifras, cuaderno No 4, Diciembre de 2003).

De acuerdo a los Informes Anuales de CHACO y ANDINA, la baja del costo unitario de producción, estaría influida por el aumento de los volúmenes de producción. A continuación se analiza el comportamiento de estos volúmenes.

GRAFICO N° 2
Costo de Producción por Barril - Andina S.A.
(en US\$ / BPE)



Fuente: Informe Anual Andina - 2002

3.3.2. Efectos en los volúmenes de producción y en la productividad del trabajo.-

La información que a continuación se expone, fue extraída de los informes oficiales del Departamento de Fiscalización de Yacimientos, instancia que, de acuerdo al nuevo rol que juega Y.P.F.B., en el esquema de privatización de la producción petrolera, está encargada de fiscalizar los volúmenes de producción; a partir de los cuales, se establece el monto impositivo que deben pagar las petroleras.

CUADRO No 22

EVOLUCION DE LOS VOLUMENES ANUALES DE PRODUCCION DE
PETROLEO CONDENSADO DE CHACO Y ANDINA

(En millones de barriles) (1998-2002)

EMPRESA AÑOS	ANDINA	CHACO
1998	3'410.925	3'666.425
1999	3'239.010	3'160.535
2000	3'244.485	2'727.645
2001	3'12 5.495	3'353.985
2002	3'116.735	3'636.495

Fuente: Elaboración propia en base a información de la Cámara Nacional de Hidrocarburos y la Vicepresidencia de Negociaciones Internacionales y Contratos, Gerencia de Fiscalización y Administración de Contratos, 2003.

La lectura de la información en el cuadro No 22, pone de manifiesto que no existe un cambio significativo en los volúmenes de producción de crudo registrado por el personal de YPF, en el período considerado (1998-2002). Tanto en el caso de ANDINA como en el de CHACO, la producción se mantiene, presentando subidas que; en ningún caso, representan un cambio cualitativo sustancial en la capacidad productiva de estas Compañías. Esta información no es coherente con la información prestada por técnicos y trabajadores de CHACO y ANDINA, acerca del aumento continuo de la capacidad productiva de los campos; en algunos casos, se habla de un incremento en la producción, de hasta el 500%⁴⁸, pero estos resultados fantásticos, no aparecen reflejados en los datos oficiales registrados por Y.P.F.B.

La información parece dar la razón a la mención que hacen, varios trabajadores entrevistados, en relación a la falta de una fiscalización responsable y eficiente, por parte de Y.P.F.B. a la producción de las petroleras,

⁴⁸ Un ingeniero ex trabajador de ANDINA en los campos de la Peña y Tundi, manifestaba: [L]a producción aumentó de 500 barriles día, hasta 3.000 barriles por día, entre 1998 y el 2000, un incremento del 500%(...).

las que alterarían los datos de producción, para tributar menos⁴⁹. *La incoherencia objetivo que existe entre los métodos de mejora de la eficiencia en el uso del capital variable y constante, la reducción continua de los costos unitarios de producción, y el relativo mantenimiento de los volúmenes de producción, constituye un indicio de que alguien contabiliza mal o alguien miente.*

La relación oficial de los volúmenes de producción, no refleja cambios fundamentales en la productividad del trabajo en CHACO y ANDINA; sin embargo, una elevación sustancial de la productividad del trabajo, debido al menor uso relativo de fuerza de trabajo y a los cambios tecnológicos aplicados se ha verificado. En CHACO, la introducción del método T.P.M. (al que ya nos referimos con detalle), permitió que, en un campo de producción como el de Vuelta Grande; que en la época de Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos, trabajaba con diez mecánicos y cuatro electricistas, con los métodos aplicados, sólo se empleen a cuatro mecánicos y un electricista⁵⁰. Esto es posible, porque los mismos operadores de campo realizan el mantenimiento. En ANDINA, la plantilla de campo se redujo, de seis operadores de planta, por turno (dos mecánicos y cuatro instrumentistas), a dos operadores (un mecánico y un instrumentista)⁵¹.

Si esta drástica reducción de personal, va paralela a la mejora de la eficiencia y a la reducción del tiempo de trabajo en que se realizan las tareas productivas, como mencionan los técnicos de estas Compañías: “[C]osas en las que se tardaba días ahora se hace en minutos(...) si antes un proyecto llevaba ocho años, ahora se hace en un año, como el caso de las instalaciones de plantas...”, estamos ante el caso de un importante incremento de la productividad del trabajo, que ha sido provocado por dos métodos clásicos que aplica el capital en la búsqueda de mejorar sus condiciones de valorización, por una parte, una profusa automatización del proceso productivo (elevación de la composición orgánica del capital), aparejada al recorte drástico de la plantilla laboral y la introducción de métodos de intensificación de la jornada laboral de los trabajadores que quedan en la plantilla, con el fin de extraer la mayor cantidad de plusvalía relativa, proceso paralelo a la profundización de la subsunción real del trabajo al capital.

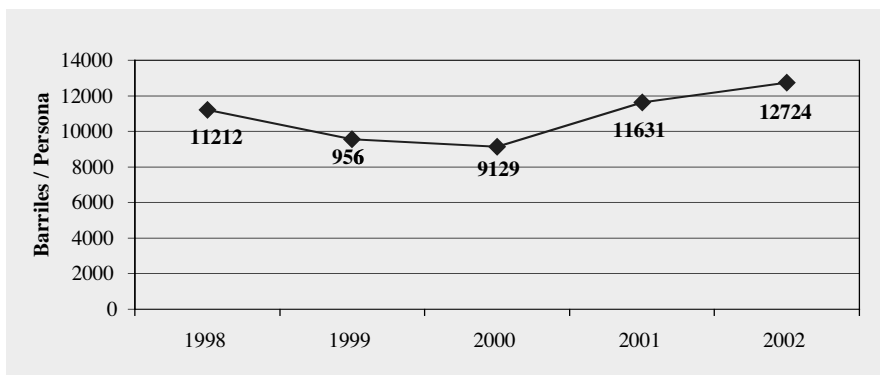
⁴⁹ Entrevista a un ex trabajador de Y.P.F.B., de ANDINA y de PEGASO (2003).

⁵⁰ Datos obtenidos de la entrevista al Instructor de T.P.M. de CHACO.

⁵¹ Entrevista a ex trabajador de Y.P.F.B., de ANDINA y de PEGASO.

La manifestación cuantitativa de estos ajustes, se aprecia en los gráficos: 3, 4, 5 y 6, que relacionan la producción de gas y petróleo con el personal ocupado por CHACO y ANDINA entre 1998 y 2002. Esta relación, para todos los casos, muestra *la subida continua de la productividad del trabajo en ambas Compañías.*

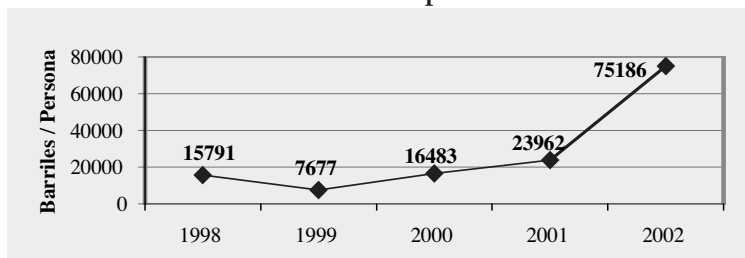
GRAFICO No 3
CHACO S.A. Producción de Petróleo / Personal Ocupado



Fuente: Oficina del delegado presidencial para la revisión y mejora de la capitalización, 2003.

El análisis de la información pone de manifiesto, que la variable de ajuste dentro del proceso productivo, sobre la que se tiene mayor control en las

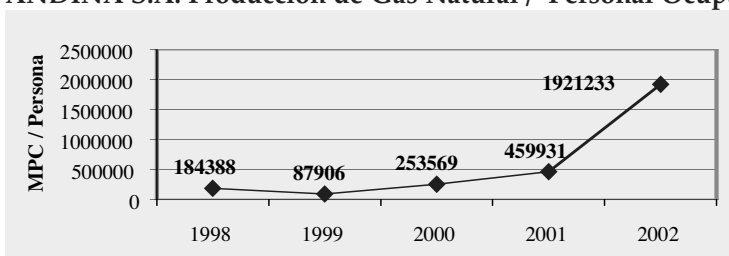
GRÁFICO No 4
ANDINA S.A. Producción de Petróleo / Personal Ocupado



Fuente: Oficina del delegado presidencial para la revisión y mejora de la capitalización, 2003.

GRÁFICO No 5

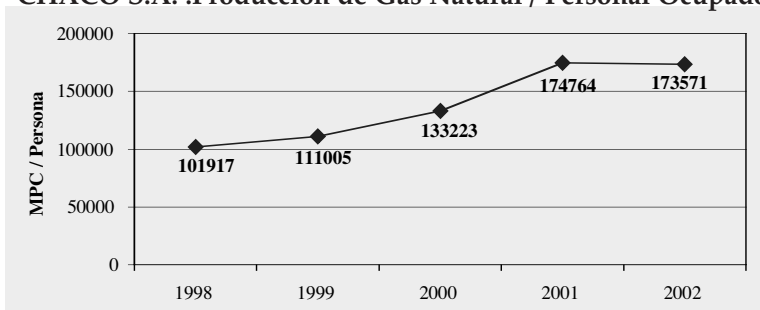
ANDINA S.A. Producción de Gas Natural / Personal Ocupado



Fuente: Oficina del delegado presidencial para la revisión y mejora de la capitalización, 2003.

GRÁFICO No 6

CHACO S.A. :Producción de Gas Natural / Personal Ocupado



Fuente: Oficina del delegado presidencial para la revisión y mejora de la capitalización, 2003.

empresas petroleras es la fuerza de trabajo, puesto que, los precios de mercado pueden variar de acuerdo a situaciones coyunturales, que del todo, no están bajo su control, pese al carácter de oligopolio, del mercado del que forman parte. Por otra parte, la productividad natural de los campos que explotan, tiene un comportamiento, que si bien es previsible, no es posible controlar del mismo modo que a la fuerza de trabajo. De ahí se explican los métodos de presión que se ejerce, para una gestión eficiente del capital variable.⁵²

⁵² Un trabajador de una de las Compañías mencionaba, respecto de su jornada laboral: *¡N]o había descanso, era responsable de toda la planta, era muy intensa la jornada laboral...*” (Entrevista a ex trabajador de ANDINA y de PEGASO).

CAPITULO 4

CONDICIONES DE REALIZACION DE LOS CAPITALES DE CHACO Y ANDINA

El resultado inmediato del proceso de producción capitalista es una determinada masa de mercancías. El siguiente paso en el proceso de reproducción del capital es vender el producto mercantil, para que el capital refluya a su punto de partida en forma dineraria, realizando así la plusvalía y haciendo posible el inicio de un nuevo ciclo. Marx dirá al respecto, que la única función del capital en su fase mercantil, será la de transformarse en dinero, la de venderse⁵³. Este paso de transformación del capital mercantil en capital dinerario, suele ser escabroso e incierto en el proceso de reproducción del ciclo del capital, porque el capital mercantil puede fracasar en su intento de venderse y, mientras el capital (aunque valorizado), conserve su forma mercantil, el proceso de producción queda en suspenso.

De acuerdo a la menor o mayor rapidez con que el capital se despoja de su forma mercantil, para asumir su forma dineraria; es decir, según la rapidez de la venta, el mismo valor del capital servirá, en diferentes proporciones, para crear productos y valores, esto quiere decir, que *el proceso de circulación del capital mercantil, puede agregar factores de eficacia a la reproducción y acumulación del capital, independientemente de la importancia que tenga el valor mismo del capital*. La realización del valor mercantil producido, supone una mediación, a través de la cuál, se reparte la plusvalía entre los distintos capitales; de acuerdo a una tasa media de ganancia. Tasa de ganancia que se forma a través de la competencia entre los distintos capitales; proceso conocido también, como perecuación de la tasa de ganancia. Esto significa que, la plusvalía de la que se apropia un determinado capital, no coincide con el plusvalor producido en su unidad productiva y/o en su esfera de producción; sino que, la parte que le toca está

⁵³ c.f. . Karl Marx, El Capital, Tomo II Vol.5 pp. 651, Ed. Siglo XXI,1985.

mediada por la distribución uniforme que resulta de la nivelación de la tasa de ganancia, mediante el movimiento del capital social global:

[L]os capitalistas de las diversas esferas de la producción, al vender sus mercancías, retiran los valores de capital consumidos en la producción de esas mercancías, no rescatan el plusvalor y por ende la ganancia, producido en su propia esfera de producción, sino sólo la cantidad de plusvalor y por ende de ganancia, que corresponde a cada parte alícuota del capital global por distribución uniforme del plusvalor global o de la ganancia global producida en un lapso dado por el capital global de la sociedad en el conjunto de todas las esferas de la producción(...)sus precios de costo son específicos. el agregado de ganancia a ese precio de costo es independiente de su esfera peculiar de producción, es un simple promedio por cada 100 de capital adelantado (Marx 1986: 200).

Pero, si bien la tasa de ganancia media, que es el resultado del movimiento de la competencia de los capitales en general, nivela la participación de la ganancia por cada alicuota de capital; de acuerdo a sus condiciones productivas, cada ramo de la producción y cada capital en particular, pierde o gana con el precio de producción que se establece, en base a la tasa de ganancia media; de acuerdo a si el valor de su mercancías es mayor o menor a este precio de producción. Si la composición orgánica del capital está por encima de la media social, la tendencia será a que el precio de producción establecido esté por encima del valor de su producción y si la composición orgánica es menor a la media, la tendencia será a que el precio de producción esté por debajo del valor de producción de su ramo, lo que se traducirá en una transferencia de plusvalor de su ramo a otros con mayor composición orgánica de capital y en la obtención de una plusganancia, por parte de las empresas y/o ramos que trabajan con mejores niveles tecnológicos.

La posibilidad de la obtención de una diferencia a favor, entre el precio de producción y el valor de las mercancías, dependerá sobre todo, de la capacidad de reducir los costos de producción, aplicando distintos medios, como el uso de mayores volúmenes de capital que permitan reducir gastos o emplear mejores métodos de trabajo o una tecnología de punta, etc. *De ahí que el capital se caracterice por su incesante búsqueda de mejorar la fuerza productiva del trabajo, para elevar la productividad del mismo y enfrentar en mejores condiciones la competencia del mercado.* Otra determinación que incide en las posibilidades de situarse en una condición favorable dentro del mercado; sobre todo, a medida que la libre

competencia deja de ser la estructura dominante en el mercado capitalista, es monopolizar determinadas condiciones de producción y de circulación, que le permiten al capital, en esta situación, gozar de ciertas ventajas, como la no participación en la perecuación de la tasa de ganancia de la que forman parte los capitales no monopolísticos y a la que ya nos referimos. El control y/o la eliminación de la competencia por el predominio de los monopolios, permite a éstos no participar de la perecuación de la tasa de ganancia.

En este sentido, la unificación de los precios en situación de monopolio y/u oligopolio, no se basa en la ganancia media formada por el proceso de competencia; más bien, se realiza sobre una base que permite al participante del oligopolio, que trabaja con el nivel de productividad más bajo, realizar la tasa de ganancia media; en estas circunstancias, la diferencia entre el precio de producción, con que cuentan los otros participantes del oligopolio y el precio de venta del participante menos aventajado, se constituye en la sobreganancia oligopólica o en la renta oligopólica (Mandel 1970). Al tener el control sobre los niveles de oferta, una baja de la demanda es respondida con una baja en la producción, manteniendo un nivel de precios que implica, importantes sobreganancias (es el caso de los oligopolios petroleros).

No siempre los sectores monopolizados pueden fijar, sin límites y arbitrariamente, sus precios y sobreganancias, porque ponen en peligro los niveles de demanda y pueden provocar el recrudescimiento de la competencia, dentro de los mismos sectores monopolizados, por lo que, se establecen procesos de perecuación de la tasa de ganancia, para fijar una ganancia media, que regule los niveles máximos de precios entre las compañías que forman parte de los sectores monopolizados.

En este proceso, ocurre también otro fenómeno a considerar. Las ganancias de los sectores monopolizados se hacen a expensas de los sectores no monopolizados; toda vez que, los primeros presentan una tendencia marcada a la elevación de los beneficios, en un determinado grado de utilización de su capacidad instalada (inelasticidad de márgenes de beneficios), porque ni la composición de cada una de esas industrias, ni la posibilidad de aflujo de nuevos capitales, serían lo suficientemente fuertes para neutralizar esta elevación de beneficios. El aumento de los márgenes de beneficio en el sector oligopolista produciría, como resultado, la transferencia del sector competitivo

al oligopolista, de una cierta parte de sus ganancias y una suma correspondiente del ahorro interno (de las empresas). Debido a este proceso, se observa que los oligopolios tienen la capacidad de atraer una mayor parte de las ganancias globales.

De este análisis se desprende que, la condición de las empresas capitalistas en la esfera de la circulación en su fase de capital mercantil, resulta determinante para completar su ciclo y para establecer, la parte de la plusvalía social de la que se apropian. Por una parte, tratarán de garantizar la realización, lo más acelerada posible de su capital mercantil; es decir, procurarán una rotación más acelerada de sus capitales; a la vez que, buscarán que esta realización se efectúe; de tal forma, que le permita obtener; al menos, la ganancia media y de ser posible, una plusganancia. La posibilidad de tener una situación ventajosa, dependerá de diversos factores, que ubican a las empresas, dentro de una concreta estructura de mercado.

4. 1. LA ESTRUCTURA DE MERCADO DE CHACO Y ANDINA.-

La estructura de mercado de las Compañías petroleras; en la actualidad, es el resultado de los criterios estatales, que guiaron el proceso de privatización de la fase de comercialización de Y.P.F.B. En esta estructura, *la oferta de crudo de petróleo, de GLP y de gas natural, en el mercado interno, está determinado por la capacidad productiva del oligopolio de Compañías petroleras que operan en Bolivia, en la esfera de upstream.* Compañías que, debido a los acuerdos establecidos con Y.P.F.B (a la firma de los Contratos de Riesgo Compartido), se comprometen a cubrir; en primera instancia, la demanda histórica de hidrocarburos en el mercado interno.

4.1.1. La formación de la oferta nacional.-

En la esfera de upstream, la oferta de petróleo se forma, a partir de la producción de un oligopolio privado (con la excepción de PETROBRAS, empresa estatal de Brasil): ANDINA, BG, CANADIAN CHACO, DONG WON, MATPETROL, MAXUS (REPSOL), PECOM, PETROBRAS, PLUSOPETROL, TOTAL Y VINTAGE. La capacidad de oferta de hidrocarburos por día, de las doce empresas señaladas, es el volumen anotado en la columna denominada total, del cuadro No 23.

En base a esta capacidad diaria total de oferta del oligopolio, se calcula la participación, promedio día, de CHACO y ANDINA en el mercado del petróleo en el país, pudiéndose comprobar que, entre ambas Compañías, desde 1998 hasta el año 2002, forman más del 50% de la oferta de petróleo nacional. Dentro del oligopolio, tanto CHACO como ANDINA, ocupan una posición de mercado dominante.

CUADRO No 23

PARTICIPACION DE CHACO Y ANDINA EN LOS VOLUMENES DE
DISTRIBUCIÓN DE PETROLEO EN EL PAIS
(en barriles promedio día)

Años \ Empresa	ANDINA		CHACO		TOTAL
	Volumen	%	Volumen	%	
1998	9345	27%	10045	29%	34598
1999	7845	27%	7312	25%	29260
2000	7701	28%	6094	22%	27619
2001	7222	23%	7839	25%	31293
2002	6866	22%	8436	27%	31088

Fuente: Elaboración propia, en base a datos de la Unidad de Fiscalización de Y.P.F.B.(2003)

CUADRO No 24

PARTICIPACION DE CHACO Y ANDINA EN LOS VOLUMENES DE
DISTRIBUCION DE GAS NATURAL EN EL PAIS
(En miles de pies cúbicos promedio día)

Años \ Empresa	ANDINA		CHACO		TOTAL
	Volumen	%	Volumen	%	
1998	197696	38%	174689	34%	519471
1999	197345	41%	156705	32%	484099
2000	215512	39%	159344	29%	550243
2001	236903	34%	172937	25%	692248
2002	278748	32%	203484	24%	861746

Fuente: Elaboración propia, en base a datos de la Unidad de Fiscalización de Y.P.F.B.(2003)

ANDINA llegó a participar de hasta el 41% de la oferta nacional en el año 1999 y CHACO de hasta del 34% en 1998. Entre ambas Compañías (durante todos los años considerados desde 1998 hasta 2002) formaron más del 60% de la oferta de mercado, llegando en algunos años, como en 1999, a formar el 73% de la oferta nacional (ver cuadro No 24). El resto de la oferta, se forma con la producción de las otras siete empresas que son parte del oligopolio productivo de gas natural en Bolivia (BG, DONG WON, MAXUS Repsol, PECOM, PETROBRAS, PLUSPETROL Y VINTAGE).

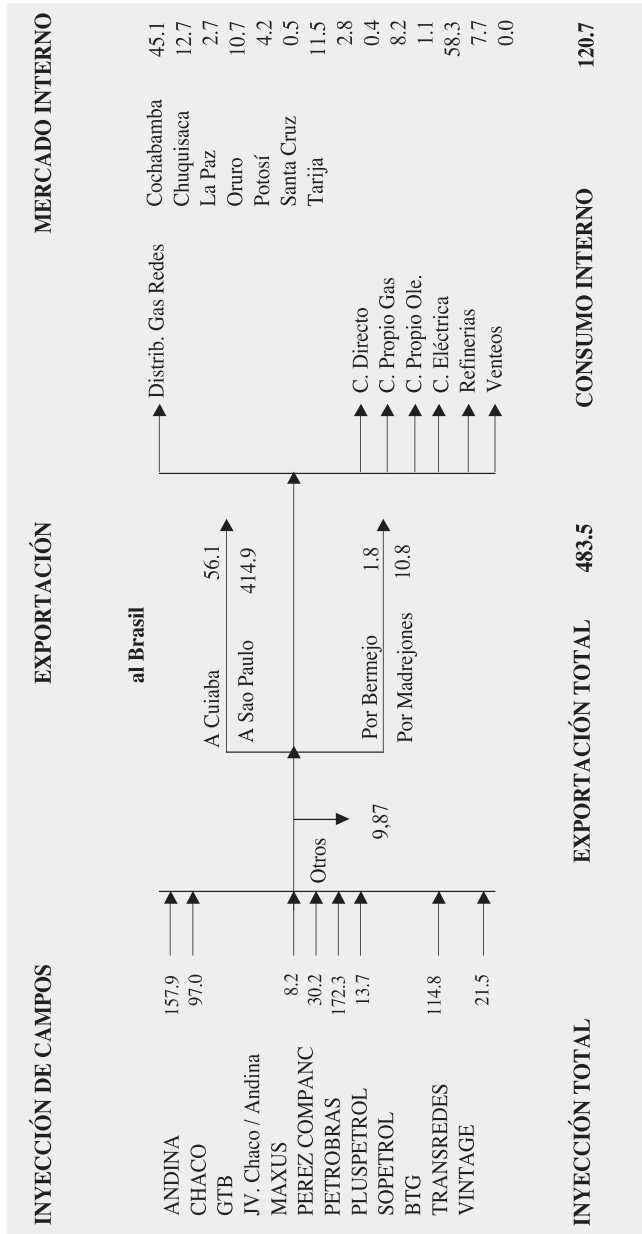
4.1.2. La formación de la oferta internacional.-

El mercado de exportación de gas al Brasil, está compartido por el oligopolio que forman: CHACO, PETROBRAS, ANDINA, VINTAGE, PEREZ COMPANC, DONG WONG, TESORO Y MAXUS. Para cubrir el mercado del Brasil, se establecieron cuotas por etapas, entre las Compañías que participan del oligopolio. En base a los volúmenes de exportación programados, entre 1999 y el 2019; las cuotas van, desde un nivel de 2.2 MMm3d. en 1999, hasta un máximo de 30.08 MMm3d en el año 2004. El pago se realiza en base a una programación creciente de volúmenes cancelados bajo la modalidad de “take or pay”; pagos que, para el 2004 alcanzarían al 80% de los volúmenes vendidos.

El proceso de asignación de cuotas de participación de este mercado, se realizó por etapas; en la primera etapa, se consideraron las Compañías que ya habían formado parte de la oferta al mercado argentino, asignándoles un volumen de exportación de 5.6 MMm3d. En la segunda etapa, se asignó 2.7 MMm3d adicionales, a nuevas Compañías, bajo licitación, considerando a los campos nuevos de explotación; finalmente, en una tercera etapa, se asignaron nuevos y crecientes volúmenes de exportación, desde 0.8 MMm3d en el año 2000 hasta alcanzar en el 2004 la cantidad de 21.78 MMm3d. En la tercera etapa entran MAXUS (Monteagudo, en sociedad con ANDINA) y PETROBRAS, Compañía que tiene la explotación del campo San Alberto y Margarita, también en sociedad con ANDINA. El resultado de la repartición de cuotas del mercado de venta de gas al Brasil, fue la conformación de un oligopolio con ventajas para ANDINA (por su capacidad de oferta y la cantidad de cuotas de mercado que posee por su sociedad con PETROBRAS).

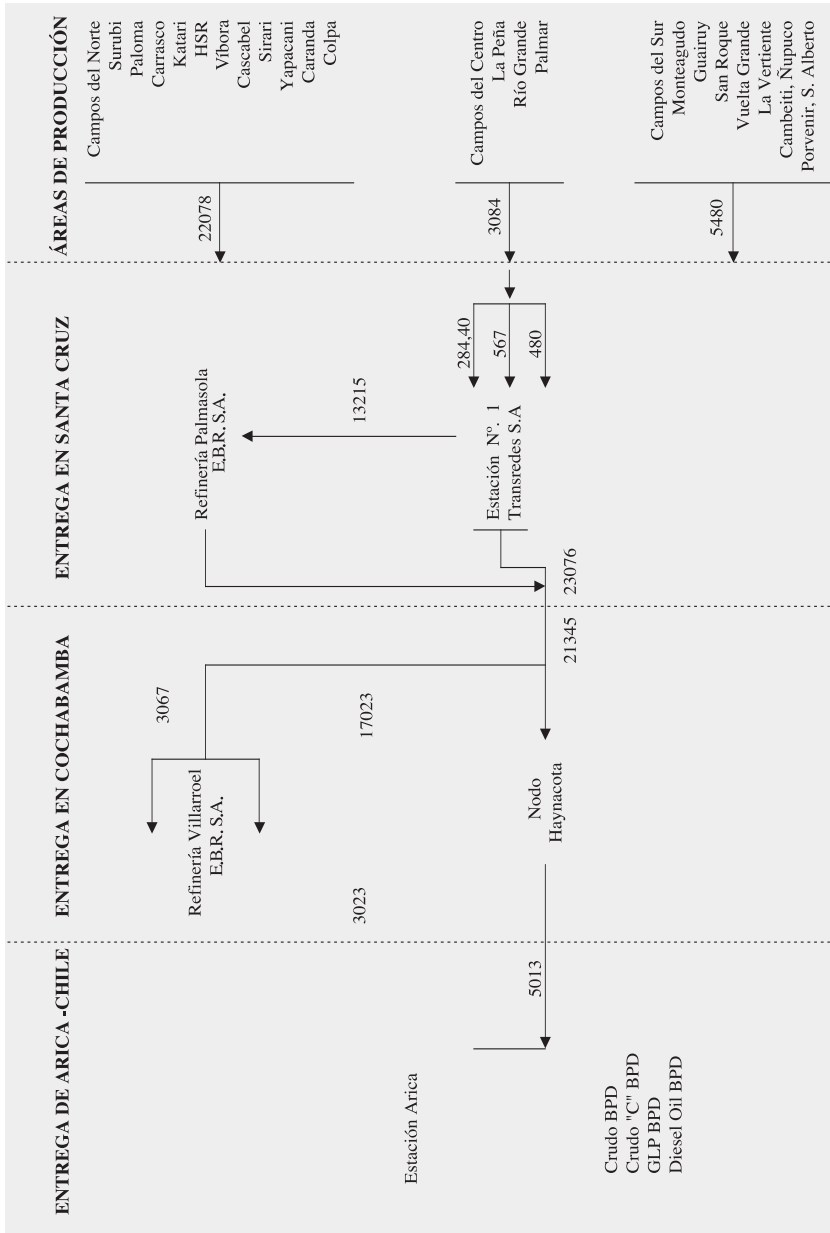
El predominio de ANDINA Y CHACO en los mercados externo e interno de gas natural, se observa en el aporte de estas Compañías, al flujo diario de inyección a los gasoductos en Bolivia. De una inyección diaria total de 615.5 MMm³d, ANDINA inyecta 157.9; es decir el 25% del total de inyección diaria y CHACO inyecta diariamente 97.0, el 16% de la inyección. Entre ambas Compañías suman el 41% del total de inyección diaria (ver diagrama No 1), sin contar la participación de ANDINA en las inyecciones de MAXUS y de PETROBRAS, empresas con las que trabaja en sociedad. En relación al flujo de petróleo día, de acuerdo al diagrama No 2, se observa que, la mayor capacidad de flujo se encuentra concentrada en los campos petrolíferos explotados por CHACO y ANDINA, tanto en lo referente a campos del norte (Surubí, Paloma, Carrasco, Katari, Víbora, Cascabel, Yapacaní), campos del centro (La Peña, Río Grande), como campos del sur (Monteagudo, San Roque, Guayruy, Vuelta Grande).

DIAGRAMA N° 1
FLUJO DE GAS NATURAL PROMEDIO GESTIÓN 2002 (en MMpcd)



Fuente: Superintendencia de Hidrocarburos

DIAGRAMA N° 2
FLUJO DE PETROLEO PROMEDIO GESTION 2002 (bpd)



Fuente: Superintendencia de Hidrocarburos

4.1.3. Caracterización del mercado de hidrocarburos.-

La estructura de mercado oligopólica que caracteriza la producción de hidrocarburos a nivel upstream, garantiza la realización de todos los volúmenes de producción mediante contratos de compra venta "Take or Pay", que obligan al comprador, a un pago anticipado de los volúmenes adquiridos de la productora, política de compra venta que, por una parte, acelera el tiempo de rotación del capital de la empresa productora (salvándola de los peligros de deudas incobrables) y por otra, la libera de carga en mantenimiento de inventarios y costos de almacenamiento de su producción⁵⁴.

La demanda masiva que caracteriza a los productos de las petroleras CHACO y ANDINA, garantiza un retorno continuo del capital invertido en el proceso de explotación de hidrocarburos, donde la conversión del capital mercantil en capital dinerario, se produce en márgenes de tiempo que no ponen en peligro la reproducción de los capitales invertidos, aspecto del mercado que contrarresta la relativa inmovilidad de las grandes inversiones que exige la industria en capital constante. Aquí el camino tortuoso a la realización del capital mercantil, del que nos habla Marx, cuando se refiere a estructuras de mercado competitivas, desaparece y se convierte en camino llano, en el que la incertidumbre que caracteriza a los capitales de sectores no monopolísticos y/o poco competitivos es sustituida por la certidumbre total, que establece un nivel alto de eficacia en la circulación los capitales mercantiles, de las Compañías participantes del grupo⁵⁵.

⁵⁴ En el contrato que firman, la refinera y las productoras, se establece que la refinera se obliga o compromete a comprar de la productora y pagar a esta o, sin necesidad de recibir, igualmente pagar la totalidad de los volúmenes - semestrales o anuales de productos. Si la sumatoria total de las programaciones mensuales de compra no llega a cubrir los volúmenes anual o semestrales comprometidos, el último mes de la gestión, anual, la refinera, se encuentra obligado a comprar a la productora y pagar a esta o, sin necesidad de recibir, igualmente pagar el monto correspondiente al saldo necesario para cubrir la totalidad de los volúmenes semestrales o anuales, restando los volúmenes de productos que hayan sido rechazados por algún motivo válido de acuerdo a lo establecido en el contrato de compra venta.

⁵⁵ El Gerente Comercial de ANDINA manifestaba al respecto, que en el negocio de los hidrocarburos, se podrá vender con menos rentabilidad, si se pierde un buen mercado, pero lo que voy a perder es rentabilidad, pero no se va a dejar de vender. (entrevista a Gerente comercial de la Empresa ANDINA, 2003).

La estructura de mercado en que participan las petroleras CHACO y ANDINA, es un *oligopolio privado*, en cuyo espacio de desenvolvimiento no es posible hablar de libre competencia, por el número limitado de oferentes y por el carácter regulado de su mercado. Aunque la Ley de Hidrocarburos, líricamente, manifieste la libre importación y comercialización de hidrocarburos, estas expectativas encuentran su límite en los precios regulados que rigen el mercado interno, aspecto que analizaremos más adelante.

4.2. PRINCIPALES MERCADOS E INFRAESTRUCTURA DE COMERCIALIZACIÓN.-

La estructura de ventas de CHACO y ANDINA, permite visualizar, cuáles son sus principales productos comercializables y cuáles son sus mercados; en este acápite, se desarrolla una relación referida a estos aspectos; además de dar cuenta, de la infraestructura en la que se asienta, el circuito de comercialización de estas petroleras en Bolivia.

4.2.1. Destino de la producción.-

La estructura de ventas de CHACO y ANDINA, muestra que el principal producto de venta es el gas natural (49%), en segundo lugar se ubica el petróleo crudo (40%) y el último lugar está ocupado por el G.L.P. (11%). *El destino de esta producción también está diferenciado de acuerdo al producto del que se trate.* En el caso del gas natural, la empresa CHACO registra que el 45 % de su producción se destina al mercado interno; mientras que el 55% va al mercado de exportación (2002) (pese a que CHACO, sólo participa del 16% del mercado de exportación considerando a las otras Compañías exportadoras)⁵⁶. CHACO cuenta con el importante cupo del 40% del mercado interno de gas natural, que comparte con las otras compañías productoras. El G.L.P. es un producto que en 100% se destina al mercado interno. ANDINA tiene desde el año 2002, una sobresaliente participación en la venta de gas natural al Brasil, al aumentar sus nominaciones de venta, debido a la sociedad con PETROBRAS, según informa ANDINA, la compañía participa del 52% de este mercado. En relación al mercado interno,

⁵⁶ El mercado de exportación ha estado hasta el año 2000, constituido por los mercados de Argentina y Brasil, en la actualidad sólo está el mercado de Brasil.

ANDINA tiene el 46% de cuota de participación en venta de gas natural y el 28% en el mercado de crudo de petróleo.

Si bien inicialmente, predominó el mercado interno, como destino principal, del gas natural producido por CHACO y ANDINA; debido al tamaño limitado de este mercado y al aumento de la explotación de gas natural, esta tendencia se fue modificando. Como se observa en el cuadro No 25, el mercado externo empezó a convertirse en el destino más importante de la producción de este hidrocarburo:

CUADRO No 25
DESTINO DE LOS VOLUMENES COMERCIALES GAS NATURAL,
DE ANDINA S.A. Y CHACO S. A.
(Millones de pies cúbicos por año)

EMPRESA AÑOS	MERCADO INTERNO				MERCADO EXPORTACIÓN				TOTAL	
	ANDINA S.A. MMPCS	%	CHACO S.A. MMPCS	%	ANDINA S.A. MMPCS	%	CHACO S.A. MMPCS	%	ANDINA S.A. MMPCS	CHACO S.A. MMPCS
1998	Sin dato		Sin dato		12396.9		10377.6		12396.9	10377.6
* 1999	19970.66	69%	20139.5	77%	8866.9	31%	6005.64	23%	28837.6	26145.1
2000	19675.44	55%	17477.04	57%	15874.89	45%	13383.4	43%	35550.3	30860.4
2001	16164.13	36%	15114.64	46%	28917.75	64%	17456	54%	45081.9	32570.6
2002	15099.35	36%	15824.8	49%	27092.88	64%	16279.6	51%	42192.2	32104.4

* La exportación de gas natural a Brasil se inició en el mes de julio de 1999. La exportación de gas natural a Argentina concluyó en el mes de agosto de 1999.

Fuente: Elaboración propia en base a datos de Y.P.F.B.: marzo 2003

Bolivia, debido a su bajo grado de industrialización, no puede absorber los crecientes volúmenes de gas natural que producen las Corporaciones petroleras, por lo que la venta del gas natural en el mercado externo, se convierte en un factor estratégico para la realización y acumulación de la ganancia de CHACO y ANDINA, mucho más si se consideran las características de los yacimientos bolivianos, en los que el petróleo está mezclado con gas natural. En estas condiciones, se hace necesario, primero extraer el gas, para explotar petróleo; la apertura de mercados externos para

gas natural, se convierte en una exigencia, toda vez que su reinyección demanda altos costos, para las Compañías petroleras. Tampoco es posible guardar o stockear el gas natural en grandes volúmenes, porque esto significa un costo adicional que reduce la rentabilidad de las Compañías. Esta situación hace que las petroleras limiten su producción y la mantengan en niveles comerciales, debido a las “restricciones de mercado”⁵⁷; pese al peligro de pérdida de potencial productivo de los pozos en explotación, como mencionan los ejecutivos de ANDINA: “[L]a capacidad de venta y de cubrir mercados están determinadas en este negocio, sobre todo por la capacidad de producción: sino tenemos petróleo, aunque seamos el mejor vendedor del mundo, no vamos a poder vender lo que no tenemos”⁵⁸.

Para el petróleo crudo, el principal mercado continua siendo el interno; aproximadamente, el 80% de este producto se vende a las refinerías del país, como la Empresa Boliviana de Refinación (con refinerías en Santa Cruz y Cochabamba), REFICRUZ y Oro Negro; éstas últimas situadas en Santa Cruz. El 20% del producto se traslada hacia el puerto de Arica, donde existen tanques de almacenamiento, desde los que se entrega el producto al mejor postor, generalmente, a clientes fijos de distintas partes del mundo. En Arica el producto es cargado en barcos, para ser trasladado a su destino.

4.2.2. Infraestructura de Comercialización.-

La infraestructura en base a la cual, se desenvuelve el mercado del que participan las Compañías estudiadas, consta de ductos internos y externos para el traslado de los distintos tipos de hidrocarburos. Esta infraestructura es manejada por TRANSREDES⁵⁹ (unidad de transportes), consorcio que se adjudicó la fase de transporte de hidrocarburos, dentro del proceso de capitalización. Los poliductos internos, que trasladan los hidrocarburos

⁵⁷ El Gerente de Comercialización de la empresa ANDINA manifestaba al respecto: “[E]l mercado del gas es mucho más difícil que el del petróleo, debido a que no hay una cultura gasífera desarrollada y que para introducir como costumbre el consumo del gas natural, se tarda entre 20 a 30 años(..)” (Entrevista Gerente Comercialización empresa ANDINA, 2003).

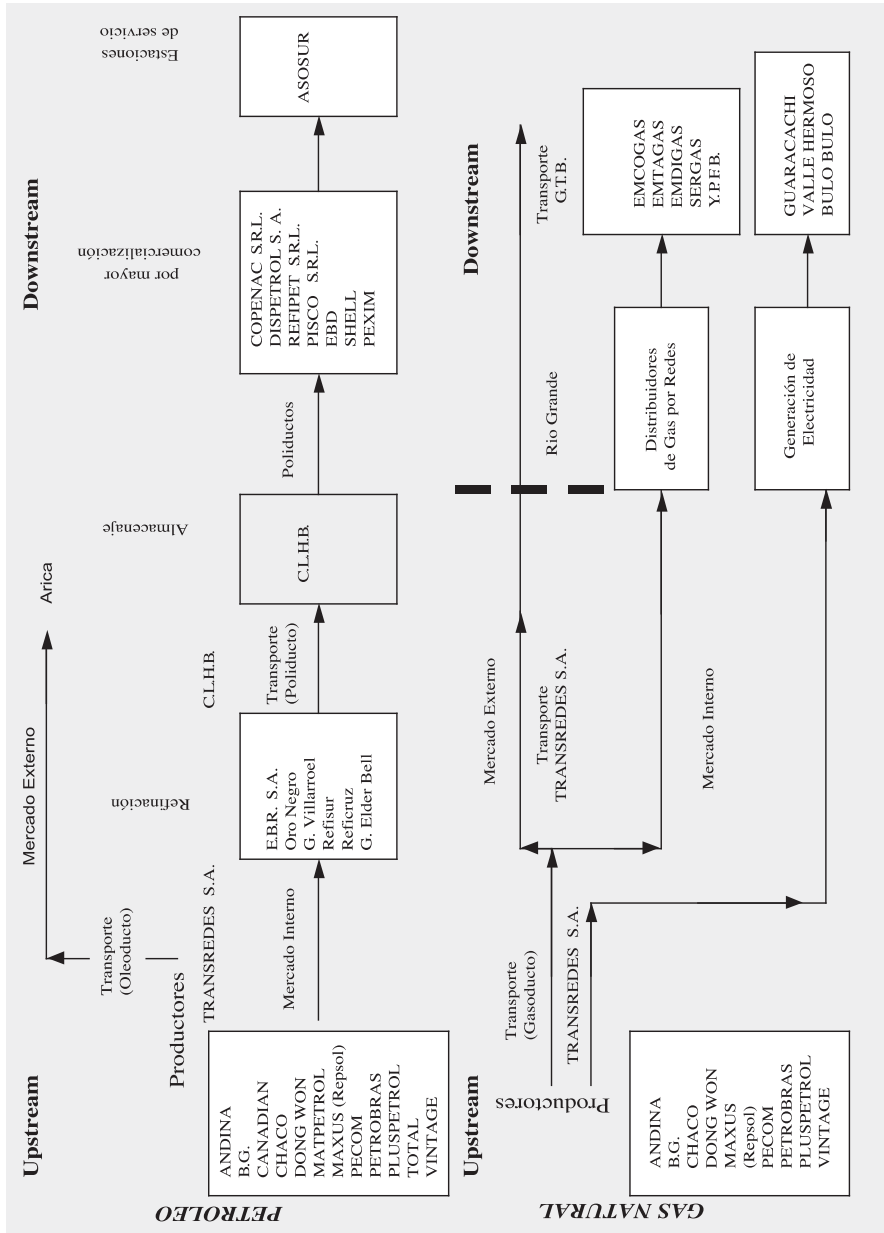
⁵⁸ Entrevista al Gerente de Comercialización de Andina, 2003.

⁵⁹ Este consorcio está constituido por la ENRON, empresa norteamericana y por la SHELL, empresa holandesa.

producidos por CHACO y ANDINA, conectan los campos de producción con las refinerías de los departamentos de Cochabamba y Santa Cruz. El mismo poliducto traslada la materia prima procesada por las refinerías, a la infraestructura de almacenaje del consorcio CLHB (Compañía Logística de Hidrocarburos); desde estos tanques de almacenaje, mediante un poliducto, se procede al reparto a comerciantes mayoristas, para su posterior distribución a las estaciones de servicio del mercado interno (ver diagrama No 3).

Para el traslado del gas natural al mercado interno; el gasoducto que parte de los campos de explotación, se divide en dos ductos: uno se dirige al mercado interno, hacia los distribuidores de gas por redes y otro va hacia las plantas termoeléctricas (Guaracachi, Valle Hermoso, Bulo Bulo). Otro gasoducto transporta el gas natural al mercado externo hasta Río Grande. Para trasladar el petróleo crudo al exterior, se cuenta con un oleoducto que va hasta Arica, donde existen tanques de almacenaje, desde los que se carga el petróleo a barcos que llevan el producto a su destino final (ver diagrama No 3). Todas las redes de oleoductos y gasoductos están conectadas a puntos donde se sitúan: refinerías, plantas de almacenaje de crudo y plantas de G.L.P. .

DIAGRAMA N° 3 FLUJO DE COMERCIALIZACIÓN



Fuente: Semanario, Nueva Economía, Balance: Sector Hidrocarburos, N° 2

⁶⁰ c.f. Kari Marx. *El Capital*, Tomo III, vol. 6 y 7. México: Siglo XXI.

4.3. LA FORMACION DE PRECIOS.-

Otra determinación fundamental, de las condiciones generales de producción y reproducción para el capital, es la formación de los precios en el mercado, habida cuenta de que, como dejamos mencionado, es en este espacio, donde se distribuye el excedente con el que se quedan las empresas de las diferentes ramas de la economía⁶⁰. En Bolivia, la política de formación de precios, para el mercado de hidrocarburos, ha sido diseñada por el Estado, en el Decreto Ley 29914; cuyo criterio básico es, regular los precios debido a que (aunque no se dice explícitamente), existe una estructura monopólica y oligopólica en el mercado, tanto a nivel de upstream como de downstream.

4.3.1. Las determinaciones del precio de los hidrocarburos regulados.-

Dentro del esquema de regulación fijado en el D.L. 29914, el referente del precio del petróleo es el precio oligopólico del mercado externo, ya no los costos de producción de Y.P.F.B. Al precio del mercado externo deben ajustarse todas las demás variables. Si en el período de Y.P.F.B. estatal, la política de precios, en muchas ocasiones, estaba orientada a subvencionar a ciertos sectores de la industria nacional y/o a sectores sociales de menores ingresos; actualmente, el precio viene determinado por los precios del petróleo en el mercado mundial, que están influidos por la capacidad de oferta y de negociación de las

⁶¹ $PG=P (I)[0.5(F01/F01O)+0.25(F02/F02O)+0.25(F03/F03O)]$, siendo F01 = Fuel Oil de 3.5% de azufre, referido bajo el título Cargoes FOB Med Basis Italy; F02 = Fuel Oil de 1% de azufre, referido como US Gulf Coast Waterborne en USD/Bbl; F03=Fuel Oil de 1% de azufre, referido como Cargoes FOB NWE, en USD/tm. Todos estos precios se publican en el Platt's Oligram Report en la tabla Spot price Assementas, F01, F02, F03 son promedios aritméticos para los mismos fuel oil definidos anteriormente, determinados en conformidad con las cotizaciones diarias, superior e inferior de cada día del período comprendido entre el 1 de Enero de 1990 hasta Junio de 1992. A partir del segundo trimestre el precio ajustado con la ecuación anterior, éste será ajustado considerando la siguiente ecuación: $Pt=0.50PG+0.50Pt-1$, donde Pt es el precio del gas dólares por millón de BTU en el trimestre t. PG el precio del gas dólares por millón de BTU y Pt-1 el precio del gas dólares por millón de BTU del trimestre anterior.

Esta determinación de precios debería ser revisada cada 5 años a partir del inicio del suministro, lo cual puede o no conducir a modificaciones; para el cálculo de la tarifa de transporte se consideró una tarifa única, la que rigió hasta marzo de 2001, fecha en la que se establecieron nuevas tarifas (Dupleich et.al 2003: 19).

Corporaciones más poderosas del oligopolio petrolero a nivel mundial, sean éstas de carácter estatal o privado. A este precio, se suma el costo de la tarifa de transporte, que paga la compañía productora; en este caso, CHACO y ANDINA a TRANSREDES y ése es el precio al que se entrega el petróleo a los clientes.

En el caso del gas natural, el cálculo de su precio de venta varía, ya se trate del mercado interno o del externo. Para el mercado interno se determina el precio ponderado de venta de exportación a la Argentina y al Brasil puesto en boca de pozo (influido también por los precios de referencia internacional); a este precio se suma la tarifa de transporte de gas natural en el mercado interno, luego este valor se multiplica por el factor 1.1494 y el resultado es el precio de venta en el punto de entrega del mercado interno, para productores y cargadores. Si se trata del mercado externo, se establece el precio del gas natural en Río Grande (entrada del gasoducto), en base a una fórmula que contiene el promedio de los puntos medios diarios de los precios de referencia en el mercado externo, determinados en conformidad con las cotizaciones diarias, superior e inferior, de cada día del trimestre inmediatamente anterior, al trimestre correspondiente a la aplicación del precio del gas ⁶¹. Este precio está totalmente *influido por los precios de referencia del mercado mundial y sus oscilaciones*.

4.3.2. La política de formación de precios: su efecto sobre los consumidores.-

El diseño de la política de precios, que toma como pivote, a precios externos de referencia, entró en contradicción con las necesidades de consumo de la población y sus posibilidades de pago, toda vez que, los mecanismos de regulación del precio de mercado provocaron la subida permanente del precio de los derivados del petróleo, con riesgo para la inestabilidad económica y social. El incremento sostenido del precio internacional del petróleo, iniciado a principios de 1999, introdujo un factor de inestabilidad de los precios internos que llegó a niveles críticos a mediados de 1999; el Estado, en su función de administrar las contradicciones sociales y políticas, tuvo que asumir medidas, para paliar las consecuencias de la política de precios, mediante la introducción

⁶² c.f., D. S. 25836 del 7/07/2000.

⁶³ Todas estas medidas están establecidas en los D.S. 24914 de 1977, el D.S. 25649 de 14 de enero de 2000 y el D.S. 25797 de 2 de Junio de 2000.

de mecanismos que absorbieran la subida de precios de los hidrocarburos; para esto, se firmó un convenio, entre Y.P.F.B., E.B.R. y las Compañías productoras de petróleo como CHACO y ANDINA; convenio con el que se buscó congelar; temporalmente, los precios al consumidor final de gasolina especial y gasolina diesel.

La medida introdujo un mecanismo de endeudamiento con la refinería, deuda que es garantizada por el Estado, con los recursos provenientes del 6% de la participación de la producción bruta de los hidrocarburos y los provenientes de la Regalía Nacional Complementaria, de la participación prevista en la Ley de Hidrocarburos. Es decir que, ante un eventual incumplimiento, las productoras se descontarían la deuda de dichos recursos (Cupe 2001)⁶².

En el caso del Gas oil (diesel oil destinado a la generación eléctrica), con el fin de mantener tarifas relativamente bajas de luz eléctrica, el Estado boliviano asumió también, una política de subvención a la ganancia del oligopolio petrolero, con la introducción del Decreto Supremo N° 25588 del 19 de noviembre de 1999, por el que se determinó que la empresa adjudicataria de las refinерías, debía dar cumplimiento a la normativa vigente; es decir, mantener el subsidio al gasoil al precio fijado por la Superintendencia de Hidrocarburos y vender gas oil a las empresas señaladas, por el Viceministerio de Hidrocarburos hasta el año 2010 en los volúmenes indicados; mediante Resoluciones Administrativas a ser emitidas por el propio Viceministerio. Esta medida se complementó con el D.S. 25982 de 16 de noviembre desde 2000, que establece una escala decreciente de subsidio, con la finalidad de que en el año 2010, el subsidio sea cero y el precio subvencionado sea igual al real. En el caso del GLP, otro producto de consumo masivo, para mantener congelado su precio, el Estado ha introducido un margen de refinería negativo y; adicionalmente, una subvención en el margen del engarrafado. La subvención al margen de refinería negativo fue asumida; inicialmente, por el Estado y luego por la Empresa Boliviana de Refinación, en los volúmenes de su producción; mientras que la subvención al margen del engarrafado la asumió el Estado; a través de notas de crédito otorgadas a las plantas engarrafadoras privadas y a las plantas de Y.P.F.B.⁶³

Los mecanismos de ajuste, para amortiguar el impacto del comportamiento

de los precios referenciales del petróleo, tienen la finalidad; de garantizar la realización de la ganancia capitalista en el sector (para el capital industrial y comercial). En este contexto, el Estado juega el papel de *administrador de las contradicciones*, entre las necesidades de los consumidores; respecto de las condiciones de consumo de los productos energéticos derivados del petróleo y los intereses de valorización de los capitales petroleros. El costo del cumplimiento de esta función estatal, hasta Junio de 2001, llegó a 18.4 millones de dólares, suma que aunque sea pagada por el Estado (mistificando la exacción de recursos de forma indirecta a la población) se cubrirá, desviando fondos que podrían destinarse a mejorar las condiciones de vida de los pobladores y no a la realización de la ganancia extraordinaria de los monopolios. Al respecto, los asesores del gobierno, fieles a la ortodoxia neoliberal, manifiestan que, en el marco del modelo en vigencia, no puede pagar el Estado la deuda que se contrajo con las compañías petroleras; son los consumidores, con el ahorro del período anterior, los que deben financiar la subida de los precios de los hidrocarburos. En el caso de la regulación del mercado oligopólico del petróleo y sus derivados, la función de generador de condiciones favorables a la realización de la ganancia monopólica, que cumple el Estado, se traduce continuamente, en una socialización del costo de realización de los hidrocarburos, a precios oligopólicos. Socialización mediante la que; en último término, la población costea la ganancia del oligopolio petrolero.

⁶⁴ La función del Estado como administrador de las contradicciones emergentes de los marcados procesos de centralización de capital, que caracterizan la etapa del capitalismo tardío, parece ser una función en constante crecimiento, ya Mandel en los años setenta había hecho notar que:

[E]n la etapa capitalista tardía del capitalismo monopolista tiene lugar una extensión de las funciones del Estado. Ello a consecuencia de tres rasgos principales del capitalismo tardío: la reducción del tiempo de rotación del capital fijo, la aceleración de la innovación tecnológica y el aumento de los costos de los grandes proyectos de acumulación capitalista debido a la tercera revolución tecnológica, con su correspondiente aumento en los riesgos de cualquier retraso o fracaso en la valorización de enormes volúmenes de capital requeridos por ellos. Los resultados de estas prestaciones convergen en una tendencia en el capitalismo tardío hacia un aumento, no sólo de la planificación económica del Estado; sino también, de la socialización estatal de los costos (riesgos) y pérdidas en número cada vez mayor... (Mandel 1987: 470).

⁶⁵ La oficina del Delegado Presidencial, en estos días ha publicado datos de esta índole, que nos permitirán, posteriormente, desarrollar el cálculo de la ganancia media de estos oligopolios petroleros y por ende su precio de producción.

Los criterios establecidos en la política de precios, buscan definir un nivel de precios, que se aproxime al de un mercado competitivo, donde las fórmulas de fijación de los márgenes de beneficio, no sólo tomen en cuenta los costos de producción; sino también; los aumentos de la productividad, cuyo efecto debe distribuirse entre Compañías y usuarios. Con esta perspectiva, la tendencia en el mercado interno de los hidrocarburos, sería a su desregulación; dejando que, los volúmenes de producción, comercialización y niveles de precio, se establezcan por el libre juego de la oferta y la demanda. Esta posibilidad, en un espacio oligopólico, puede tener consecuencias insospechadas, que hacen pensar en la inviabilidad política y social, de un mercado desregulado, para los hidrocarburos. Inviabilidad que tiene sus raíces, en la preeminencia de los monopolios y oligopolios petroleros, a nivel mundial y nacional; cuya estructura de mercado, los sitúa en una posición que les permite acceder a ganancias extraordinarias, más allá de la ganancia media, a costa de extraer el excedente de otros sectores⁶⁴. Esto se aprecia, cuando uno calcula y analiza el

ITEMS	98/99		99/00		00/01		01/02	
	Miles bs.	%	Miles bs.	%	Miles bs.	%	Miles bs.	%
Ventas	660.709	100	768.050	100	1.189.602	100	1.493.897	100
Costo de Ventas	- 536.893	- 81	- 551.300	- 72	- 766.610	- 65	- 1.017.280	- 68
Margen de comercialización	123.816	19	216.750	28	422.992	35	476.617	32

formación de precios?

Fuente: elaboración propia, en base a datos extraídos de las Memorias Anuales de ANDINA (1999-2002).

La posibilidad de calcular la tasa de ganancia media del sector o la tasa de ganancia que se forma mediante la competencia, entre los distintos monopolios que participan de la producción de hidrocarburos a nivel general, exige contar con información referida a los costos de producción y sobre el valor de la producción de las principales empresas del sector que participan del mercado mundial del petróleo⁶⁵; también se podría hacer una estimación en base a parámetros. En este caso, nos abocamos a estimar aproximaciones, a partir de los datos con que contamos, sobre las Compañías estudiadas.

Una información aproximada del costo de producción de estas Compañías es el costo de ventas, que distorsiona un tanto, la información sobre costos, en la medida en que las regalías, que en realidad son parte del excedente producido y distribuido por las petroleras, son consideradas aquí parte del costo de ventas. Este costo de ventas se resta de las ventas totales, para tener un margen de comercialización, margen que es un indicador de la capacidad de la

empresa, dentro del sector, para captar, ya en la esfera de la circulación (la esfera de la competencia) la parte del excedente, que de acuerdo a su posición competitiva (condiciones de producción y participación de cuotas de mercado) le corresponde. En el caso de ANDINA, se observa que, su capacidad de

ITEMS	98/99		99/00		00/01		01/02	
	Miles bs.	%	Miles bs.	%	Miles bs.	%	Miles bs.	%
Ventas	579.930.052	100	754.896.296	100	1.097.398.732	100	1.112.123.310	100
Costo de Ventas	- 402.302.091	- 93	- 553.912.457	-73.4	- 844.845.493	-77	891.463.186	80
Margen de comercialización	177.627.961	7	200.983.839	26.6	252.553.239	23	220.660.124	20

Fuente: Elaboración propia, en base a datos extraídos de las memorias anuales de MARGENES DE COMERCIALIZACION DE LA EMPRESA ANDINA CHACO (1998-2002).

(En miles de bolivianos)

En el caso de CHACO, se observa un margen de comercialización; relativamente bajo, para el año 1999, indicador de que la empresa ha incidido en altos costos de producción (inversión tecnológica, exploración, etc.), con una política que, como manifiestan los informes de la Compañía, sacrifica utilidades a corto plazo con miras a asegurar el crecimiento y la ganancia de largo plazo. Política que muestra sus frutos posteriores, ya en la gestión 2000, CHACO mejora su captación de excedente sustancialmente con un margen de comercialización del 26.6%, frente al margen de 7% de 1999. La capacidad de captación de excedente en la esfera de la circulación entre 2000 y 2002 (Ver cuadro No 27).

CUADRO N 27
MARGENES DE COMERCIALIZACION DE LA EMPRESA CHACO
(Expresado en bolivianos)

ITEMS	1999 – 2000	2000 - 2001	2001 – 2002
UTILIDAD NETA	36.180	181.959	250.557
COSTO DE PCC	283.040	326.732	500.394
TASA DE BENEFICIO	0.12	0.55	0.50

Fuente: Elaboración propia en base a datos extraídos de las memorias anuales de ANDINA (1999 -2002)

Otro indicador, esta vez mediado por la distribución del excedente producido por la empresa petrolera, entre ésta y el Estado (con el pago de impuestos) es la *tasa de beneficio neto*, que está determinada por la utilidad neta en términos absolutos y el costo de producción. En este caso, con la finalidad de borrar la distorsión que en los costos de producción introduce, considerar como costo el pago de regalías, los costos de producción han sido calculados restando el monto de regalías, por lo que expresan; de forma más aproximada, los costos directos de producción y de transporte. ANDINA hasta la gestión 1999-2000, presenta una tasa de beneficio neto del 12%, tasa relativamente baja, si se considera que en las siguientes gestiones, cuando los efectos de la reducción de los

ITEMS	1999	2000	2001	2002
UTILIDAD NETA	-55.398.245	168.221.166	307.211.614	312.927.680
COSTO DE PCC	179.964.303	1753.41.363	300.719.972	268.061.203
CUOTA DE GANANCIA	- 0.30	0.96	1.02	1.17

Compañía tiene la capacidad de valorizar su capital productivo hasta en una mitad más de la suma inicial invertida.

Fuente: Elaboración propia, en base a datos extraídos de las memorias anuales de la suma inicial invertida.

CUADRO No 28

TASA DE BENEFICIO NETO SOBRE EL CAPITAL PRODUCTIVO DE ANDINA
(Expresado en bolivianos)

ITEMS	1999 – 2000	2000 - 2001	2001 – 2002
UTILIDAD ANTES DEL PAGO DE REGALIAS E IMPUESTOS	234.784	455.510	476.617
C.PCC Y TRANSP., INCLUYE DEPRECIACIONES	283.040	326.732	500.394
TASA DE BENEFICIO	0.83	1.39	0.95

Er
políti
totalr

a una
se ve
eza a

arrojar ganancias, con tasas de beneficio que entre el 2000 y el 2002 oscilan desde el 96% hasta el 117%, es decir que, la Compañía tiene una capacidad de valorización que tranquilamente duplica la inversión inicial (ver cuadro No 29).
Fuente: Elaboración propia, en base a datos extraídos de las memorias anuales de ANDINA (1999-2002).

CUADRO No 29

TASA DE BENEFICIO NETO SOBRE EL CAPITAL PRODUCTIVO DE CHACO
(Expresado en bolivianos)

ITEMS	1999	2000	2001	2002
UTILIDAD ANTES DE PAGO DE REGALÍAS E IMPUESTOS	500.120.121	579.554.933	796.678.760	844.062.107
C.PCC INCLUYE DEPRECIACIONES	179.964.303	1753.41.363	383.192.312	420.458.680
TASA DE BENEFICIO	6.25	3.30	2.0	2.0

C
ir
p
d

ts
e
al
d
bl

de fuentes energéticas y a su posición de mercado, ANDINA tiene una tasa de beneficio bruto del 139% en la gestión 2000-2001, indicador de que el capital

invertido alcanza no sólo a duplicar su valor, sino que aún supera esta posibilidad. Las tasas brutas de beneficio de la gestión 1999-2000 de 0.83 y de la gestión 2001-2002 de 0.95, son también indicador de la importante capacidad de captación de excedentes de esta Compañía (ver cuadro No 30).

CUADRO No 30

TASA DE BENEFICIO BRUTO SOBRE EL CAPITAL PRODUCTIVO DE ANDINA
(Expresado en bolivianos)

ITEMS	1999 – 2000	2000 - 2001	2001 – 2002
UTILIDAD ANTES DEL PAGO DE REGALIAS E IMPUESTOS C.PCC Y TRANSP., INCLUYE DEPRECIACIONES + GASTOS GENERALES DE ADMINISTRACIÓN	234.784	455.510	476.617
TASA DE BENEFICIO	0.55	1.01	0.78

La empresa CHACO, de acuerdo al cálculo de su tasa de beneficio bruto, muestra una capacidad de captación de excedente económico; aún mayor que ANDINA, con índices que muestran la posibilidad de valorizar el capital invertido, en seis veces más, como en la gestión 1999. La capacidad de captación de excedente bruto, tiende a estabilizarse en índices que duplican el capital, como se ve en las gestiones 2001 y 2002 (ver cuadro No 31).

CUADRO No 31

ITEMS	1999	2000	2001	2002
UTILIDAD ANTES DE PAGO DE REGALÍAS E IMPUESTOS C.PCC INCLUYE DEPRECIACIONES.+ GASTOS DE COMERCIALIZACION Y ADMINISTRACION	500.120.121	579.554.933	796.678.760	844.062.107
TASA DE BENEFICIO	1.5	2.0	1.5	1.7

Fuente: Elaboración propia, en base a datos extraídos de las memorias anuales de CHACO (1999-2002).

Aún considerando los gastos improductivos en que incurren las petroleras, como los gastos generales de administración, la tasa de beneficio sigue siendo alta, tal es el caso de ANDINA. (ver cuadro No 32).

CUADRO No 32

TASA DE BENEFICIO SOBRE EL CAPITAL PRODUCTIVO Y GASTOS
GENERALES DE ADMINISTRACION Y COMERCIALIZACION DE ANDINA

(Expresado en bolivianos)

CUADRO No 33

TASA DE BENEFICIO SOBRE EL CAPITAL PRODUCTIVO Y LOS GASTOS DE
ADMINISTRACION Y COMERCIALIZACION DE CHACO

(Expresado en bolivianos)

CONCLUSIONES

Las hipótesis de trabajo que guiaron el proceso de esta investigación planteaban que:

1. *Las condiciones de producción establecidas por los consorcios transnacionales en CHACO y ANDINA, mejoran las posibilidades de generación del excedente económico, debido a una más eficiente organización técnica del trabajo y a una drástica reducción de los costos laborales.*
2. *Las condiciones establecidas para la realización de los productos de las empresas capitalizadas, crean un ambiente favorable a la generación del excedente petrolero para CHACO y ANDINA, debido a que los circuitos, canales y condiciones de comercialización facilitan una rotación acelerada del capital, aumentando la eficiencia del mismo.*

Contrastando la primera hipótesis con la información analizada en el presente trabajo, se concluye que:

1. Tanto CHACO como ANDINA, la primera con la introducción de métodos japoneses de organización del trabajo como el T.P.M. y la segunda, con el método de subarrendamiento de la fuerza de trabajo (terciarización), lograron subir la eficiencia del uso de la fuerza de trabajo, mediante el incremento la plusvalía relativa, que elevó la productividad del trabajo y permitió la reducción de los costos laborales por una parte, y por otra, la reducción de los costos de mantenimiento del capital constante.
2. Ambas Compañías introdujeron nueva tecnología con el efecto de ahorro de tiempo y dinero, debido a la reducción de riesgos, con la aplicación de métodos de control más exactos y eficientes. La innovación tecnológica basada en la amplia informatización, ha conseguido una mayor independencia de los procesos productivos, respecto de la fuerza de

trabajo, con el resultado de una reducción considerable del número de trabajadores en campo, aspecto que consiguió rebajar los costos laborales.

3. La cobertura de control, tanto en campos de exploración como de explotación, que tienen CHACO y ANDINA, sobre todo la segunda, garantizan a ambas empresas un amplio margen de acción, para compensar los rendimientos decrecientes a escala, que caracterizan a la explotación petrolera, permitiéndoles implementar una planeación estratégica de mediano y largo alcance en la producción de hidrocarburos.

En base a estas conclusiones, se establece que la primera hipótesis de trabajo queda plenamente comprobada. En relación a la segunda hipótesis:

1. CHACO y ANDINA forman parte de una estructura de mercado de carácter oligopólico regulado, donde los espacios de mercado se establecen en base a cuotas, tanto a nivel del mercado interno como externo; dentro de esta participación de cuotas a nivel interno, tanto CHACO como ANDINA tienen una importante posición de mercado, al punto en que ambas conforman hasta más del 50% de la oferta en el mercado interno de hidrocarburos. En cuanto al mercado externo, es clara la posición ventajosa de ANDINA en el mercado de exportación de gas al Brasil, debido a su sociedad con PETROBRAS.
2. La política de precios de mercado, de la que participan CHACO y ANDINA, se basa en los precios establecidos por los oligopolios petroleros a nivel mundial. Esta política de formación de precios provoca que el oligopolio petrolero en BOLIVIA, extraiga excedente de otros sectores de la economía, debido a que la inelasticidad de los márgenes de beneficio que caracteriza a la estructura oligopólica, impone precios de mercado que se ajusten a sus exigencias de valorización. Este creciente proceso de extracción de excedente, de otros sectores económicos, se comprueba con los altos márgenes de comercialización que presentan CHACO y ANDINA en relación a unos costos de producción, relativamente bajos.
3. Las condiciones del mercado en el que intervienen CHACO y ANDINA, generan contradicciones en las que el Estado tuvo que establecer políticas de absorción a la subida de los precios de los hidrocarburos en el mercado

interno. El Estado se ha constituido en administrador de las contradicciones entre las necesidades de valorización del capital petrolero y las necesidades de los consumidores del mercado interno nacional. Administración que se traduce en la implementación de mecanismos de ajuste, que absorben la permanente subida del precio de los hidrocarburos. Estas medidas han llevado a un endeudamiento abultado del Estado con las productoras y refinadoras de petróleo.

4. La rotación acelerada del capital invertido por CHACO y ANDINA, se garantiza con la generalización de los contratos “take or pay” que rigen el mercado de los hidrocarburos y que permiten que el vendedor esté seguro de la entrega y pago de su producto, de acuerdo a un contrato inicial.
5. El análisis de la estructura del mercado de hidrocarburos regulados, denota una flagrante contradicción, entre el discurso neoliberal de defensa del libre movimiento de capitales y de promoción de la libre competencia y las medidas concretas que en los hechos, protegen una práctica monopólica y/u oligopólica de mercado.

En base a estas conclusiones, se establece *que la segunda hipótesis de trabajo queda comprobada en parte*; debido a que no ha sido posible realizar aún, un estudio pormenorizado del mercado petrolero, que permita establecer de forma detallada sus canales y circuitos de comercialización.

En relación al objetivo central de esta investigación, el que se planteó: *valorar críticamente, el efecto que tienen sobre la capacidad de generación y captación del excedente petrolero, las condiciones de producción y circulación del capital invertido en CHACO y ANDINA*, se puede plantear que:

1. Todos los ajustes desarrollados por CHACO y ANDINA en la fase de su capital productivo, logran la transformación del espacio laboral de sus trabajadores, debido a que se establece una nueva relación entre el capital y el trabajo. Relación que se explica por un período histórico en el que la correlación de fuerzas de clase, permite un mayor grado de despotismo del capital sobre el trabajo, así es posible introducir en el proceso productivo, dispositivos que aumentan la capacidad de generación del excedente petrolero, mediante el aumento de la tasa de explotación de la fuerza de trabajo.

2. El Estado diseñó las reglas del juego, dentro del mercado de hidrocarburos regulados, para garantizar la valorización y acumulación ampliada del capital invertido por Compañías como CHACO y ANDINA, mediante la promulgación de Leyes y Decretos que regulan el mercado de hidrocarburos, a favor de dar un alto margen de beneficio, al capital petrolero.
3. Las política de formación de precios, definida por el Estado, que tiene como pivote, los precios determinados por los oligopolios internacionales del petróleo, desenmascara el carácter de clase de las políticas estatales, tendientes a garantizar la realización de la ganancia monopólica del gran capital petrolero.
4. Debido a la magnitud de las operaciones de CHACO y ANDINA, y a la importancia que tienen, dentro de la estructura socioeconómica boliviana (una estructura de capitalismo atrasado en la que el desarrollo de los sectores más significativos de la economía, en términos de desarrollo capitalista, estuvieron a cargo del Estado), es posible argumentar que las condiciones establecidas para los capitales transnacionales, que se situaron en los espacios ocupados por empresas estatales, significan *una nueva propuesta de acumulación capitalista*, en países atrasados como Bolivia, que poseen un modelo de acumulación impuesto por la presencia del gran capital transnacional, a favor de su acumulación ampliada.

BIBLIOGRAFIA

- Aillon, Tania 2002 *Condiciones de Valorización del Capital Transnacional en Bolivia: El Caso de la Empresa Boliviana de Refinación*, Tesis para Maestría en Ciencias Sociales (La Paz: Universidad de la Cordillera).
- ANDINA S. A. 2002, 2001, 2000 *Memorias* (Santa Cruz: Andina S. A.).
- Calle, Osvaldo 2000 *El que manda aquí soy yo* (La Paz: Fundación Chuquiagu).
- CHACO S. A. 2002, 2001, 2000, 1999, 1998 *Memorias anuales "* (SantaCruz: Chaco S. A.).
- Fernández Font, L. Mario 2002 "Desarrollo tecnológico, competitividad y ajuste neoliberal. Algunas tendencias mundiales en los últimos años" en: *Economía Mundial los últimos 20 años* (La Habana: Editorial Ciencias Sociales).
- Fioravanti, Eduardo 1976 *El capital monopolista internacional* (Barcelona: Península).
- FUNDACION MILENIO 2003 *Informe del milenio sobre la economía* (La Paz: Fundación Milenio).
- James, Paul 2000 *Gestión de la calidad total* (España: Prentice Hall).
- Marx, Karl 1986 *El capital : crítica de la economía política, Tomos I, II* (México: Siglo XXI).
- Marx, Karl 1985 *El capital: libro I – capítulo VI inédito* (México: Siglo XXI).
- López, Pedro 1993 *Capitalismo teoría y crisis* (México: UNAM).
- Mandel, Ernest 1986 *El capitalismo tardío* (México: ERA).

Nueva Economía 2003 “ Las 100 empresas mas grandes ” en : *Nueva Economía* (La Paz) 27 al 2 de noviembre

Sarv Singh, Soin 1998 *Control de calidad total* (México: Mc Graw Hill)

OFICINA DEL DELEGADO PRESIDENCIAL PARA LA REVISIÓN Y MEJORA DE LA CAPITALIZACIÓN 2003 *Las capitalizadas en cifras: ejecución de inversiones* (cuaderno n° 3) (La Paz: Oficina del Delegado Presidencial para la Revisión y Mejora de la Capitalización).

Lenin, Vladimir 1965 *El imperialismo, fase superior del capitalismo* (México: Grijalbo).

Villegas, Carlos; Aguirre, Alvaro 1989 *Excedente y acumulación en Bolivia 1980 – 1987* (La Paz: Huellas).

Villegas, Carlos 2002 *Privatización de la industria petrolera en Bolivia: trayectoria y efectos tributarios* (La Paz: Plural).

PAGINAS EN INTERNET

<http://www.cbh.org.bo/>

<http://www.cbh.org.bo/Reservas/distribucion.htm>

<http://www.cbh.org.bo/cuadros.htm#cuadros>

<http://www.cbh.org.bo/cuadros.htm#mapas>

<http://www.superhid.gov.bo/>

<http://www.superhid.gov.bo/anuario2001/index.html>

<http://www.superhid.gov.bo/memoria2001/index.html>

<http://www.andinabolivia.com.ar/index.html>

<http://www.andinabolivia.com.ar/a.html>

<http://www.andinabolivia.com.ar/g.html>

<http://www.andinabolivia.com.ar/h.html>

<http://www.chaco.com.bo/>

<http://www.chaco.com.bo/Quienes.htm>

<http://www.chaco.com.bo/Seguridad.htm>

<http://www.chaco.com.bo/MedioAmbiente.htm>

<http://www.chaco.com.bo/Comunidades.htm>

<http://www.chaco.com.bo/Campos.htm>

<http://www.bp.com/>

http://www.bp.com/company_overview/history/index.asp

http://www.bp.com/company_overview/history/bp/persia.asp

http://www.bp.com/company_overview/history/arco/index.asp
http://www.bp.com/company_overview/history/amoco/torch_oval.asp

http://www.bp.com/company_overview/history/b_castrol/burmah_n_s.asp

http://www.bp.com/company_overview/history/aral/index.asp

http://www.bp.com/in_your_area/map_locator/flash/world.asp

http://www.bp.com/files/13/arcopres_1320.pdf

http://www.bp.com/files/13/burmahcastrolpres_1321.pdf

http://www.bp.com/files/13/amocopres_1323.pdf

ANEXO 1

EMPRESA PETROLERA CHACO S.A.
GERENCIA DE PRODUCCION
CAMPO CARRASCO



INFORME DEL EQUIPO DE TRABAJO SOBRE PRUEBAS REALIZADAS A GENERADORES

Antecedentes.- Debido a los problemas existentes en los generadores # 1 y # 2 de este campo, relacionados con las elevadas temperaturas de agua y aceite que registran, se efectuaron en reiteradas oportunidades una serie de análisis y pruebas que ratificaban la necesidad de otorgarle una solución a tan reiterativo problema. A raíz de esta situación y para efectuar un trabajo ordenado, se formó un grupo multidisciplinario, el mismo que trabaja en base a toda la información anterior buscando obtener resultados finales satisfactorios.

Por esta razón se sugirió hacer pruebas de alta temperatura, operándolos sin asistencia del radiador adjunto y sin la refrigeración de agua a través de una manguera adicional, lo que se persigue es obtener temperaturas extremas mediante ajustes técnicos.

Conclusiones.- Se aplicó un programa sistemático de mejoras en ambos generadores, por ejemplo la limpieza de radiador en el G-2, eliminación de la refrigeración adicional usando una manguera de agua, quitando los dos termostatos que quedaban en el G-1 etc... Se mejoró considerablemente el control de la temperatura, no de forma definitiva, pero si se mantienen rangos de trabajo apropiados y no muy

cercanos al tope de paro. (Ver planillas adjuntas).

Se diagnosticaron algunas posibles causas del calentamiento de los Generadores: Termostatos en mal estado, bomba de agua desgastada o descompuesta, bandas o correas flojas, motor sobrecargado, mala circulación de aire alrededor del radiador, recirculación de los gases del escape alrededor del radiador, radiador inadecuado o muy pequeño y otras. Considerándose que esta última causa es la más preponderante para que se tengan los problemas de elevadas temperaturas, no se descarta la recirculación de gases de escape por el entorno del radiador.

Al identificar el radiador como el problema raíz de esta situación, se coincidió en analizar los problemas que ocasionan una eficiencia baja, apuntando factores como la dirección del aire, que puede influir por lo restringido del ambiente que lo rodea, el aire caliente que proviene de otro equipo a su alrededor, situación descartada porque ya se solucionó este impase, la recirculación de aire caliente, también tomado en cuenta porque el galpón que aloja estos dos equipos es muy reducido, y finalmente la recirculación del calor del escape, causa que fue marcada como preponderante.

Recomendaciones.- En base a lo descrito anteriormente se recomienda básica y fundamentalmente:

Adquisición de radiadores nuevos para los equipos, pues son máquinas de trabajo continuo y no temporal.

Ampliación del galpón donde se encuentran, a fin de tener mejor ventilación y espacio para circulación de aire.

Extender un tanto más (1 mt.) la salida del caño de escape fuera del área del galpón para no causar la recirculación de aire caliente que afecte al radiador y al equipo en sí.

Desarrollo.-

Una de las sugerencias proponía subir los “sets” de temperatura de los generadores para obtener parámetros máximos, que nos permitan realizar comparaciones de acuerdo a datos secuenciales de áreas previamente especificadas, sin embargo y de acuerdo a diseño y recomendación del Instrumentista Eduardo Zambrana, esta proposición fue descartada.

Posteriormente se efectuaron tareas tales como la limpieza del radiador del G-2 con detergentes fuertes y bio-degradables a fin de garantizar la eliminación de contaminantes y de herrumbre en los paneles del radiador. Paralelamente se eliminó la refrigeración adicional usando agua desde una manguera, manteniendo temperaturas no elevadas (Ver planillas adicionales) (Fecha 18/01/02).

Luego se quitó en algunas ocasiones la refrigeración desde el ventilador del otro generador llegando la temperatura de acuerdo a registros a mantenerse entre los rangos de 188 °F y 189 °F para el aceite y agua respectivamente. (Fecha 19/01/02).

Del generador # 1 se quitaron los 2 termostatos que aún seguían en el equipo y se procedió a ponerlo en funcionamiento desde fecha 20/01/02, con los resultados registrados en las planillas adjuntas.

El seguimiento al comportamiento de los equipos continúa, y en la actualidad se llevan planillas con datos tomados cada dos horas.

