

# **Regulación y acumulación de capital en el sector de hidrocarburos (1998-2011)\***

*Lorgio Orellana Aillón\*\**

---

\* Este documento es producto de una investigación desarrollada en el IESE en la que han participado como auxiliares de Investigación Daniela Loayza Lara y Gualberto Zubieta Huaygua.

\*\* Licenciado en Economía y Licenciado en Sociología (Universidad Mayor de San Simón, Bolivia), Master en Sociología y candidato a Doctor en Sociología (École des Hautes Études en Sciences Sociales, Paris - Francia). Investigador del Instituto de Estudios Sociales y Económicos. Especializado en la temática de Recursos Naturales y Conflictos Sociales.

El presente documento es publicado con el auspicio del Programa de Cooperación a la Investigación Científica, en el marco de la cooperación internacional entre la Agencia Sueca para el Desarrollo Internacional (ASDI) y la Universidad Mayor de San Simón, en la línea de apoyo a la formación doctoral y al desarrollo de investigaciones en el Instituto de Estudios Sociales y Económicos (IESE), mediante el Proyecto de Desarrollo Sostenible en el Trópico de Cochabamba.

Queda rigurosamente prohibida sin autorización escrita del titular del Copyright, bajo las sanciones previstas por las leyes, la reproducción total o parcial de esta obra por cualquier medio o procedimiento, comprendidos la fotocopia y el tratamiento informático.

Primera edición, diciembre 2012

Autor: Lorgio Orellana Aillon  
E-mail: lorgioo@yahoo.com  
Cochabamba - Bolivia

ISBN: 978-99954-2-546-3  
Depósito Legal: 2-1-376-12P.O.

Diagramación y tapa: Roxana M. Arnez Z.

Impreso en Talleres Gráficos “Kipus” Telfs.: 4731074 - 4582716, Cochabamba  
Printed in Bolivia

*“El capitalismo tan sólo triunfa  
cuando llega a identificarse con el  
Estado, cuando es el Estado.”*

**Fernand Braudel**



## **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).

La cuestión clave, como punto de partida para el desarrollo de este documento, es identificar cual es el papel de las instituciones políticas en la dinámica de acumulación de capital, en el sector boliviano de hidrocarburos.

En este sentido, Lorgio Orellana en el documento titulado Regulación y Acumulación de Capital en el Sector de Hidrocarburos (1998-2011), examina y analiza las relaciones entre regulación y acumulación del capital transnacional durante el periodo de la capitalización y durante el periodo de gobierno del MAS. Este análisis se realiza con base a un enfoque teórico-metodológico presentado y con base al contexto histórico en el que se inscribe la dialéctica entre regulación y acumulación en Bolivia.

El IESE considera que el presente documento se constituye en una contribución valiosa y reflexiva que incrementa el acervo bibliográfico sobre una cuestión de alta importancia en el sector boliviano de hidrocarburos.

Instituto de Estudios Sociales y Económicos (IESE)



## **Resumen**

En la presente investigación exploramos los efectos de los cambios de los dispositivos institucionales del Estado, sobre la acumulación del capital transnacional, en el sector de la industria extractiva de gas, durante el período 1998-2011.

Nuestra hipótesis es que los dispositivos institucionales diseñados por los gobierno de Gonzalo Sánchez de Losada en los 90 y por Evo Morales durante el segundo lustro del siglo XXI en el sector de la industria extractiva de gas, promueven la acumulación del capital transnacional; o sea, configuran un régimen sectorial de acumulación del capital transnacional.

Realizamos un análisis estadístico y econométrico (Test de causalidad de Granger) y un enfoque cualitativo en base a: entrevistas semiestructuradas hechas a informantes claves (de YPF, del Ministerio de Hidrocarburos y Energía y de las Empresas Transnacionales) y un análisis documental de los informes técnicos de YPF.

*Palabras clave: Regulación, acumulación, hidrocarburos, transnacionales, instituciones.*



# CONTENIDO

|  |           |
|--|-----------|
| Presentación.....  | 5         |
| Resumen .....  | 7         |
| Introducción.....  | 13        |
| <b>I. MARCO TEÓRICO- METODOLÓGICO E HISTÓRICO .....</b>  | <b>17</b> |
| 1.1. Estado actual del conocimiento sobre el tema .....  | 17        |
| 1.2. Fundamentación teórica .....  | 20        |
| 1.3. Contexto internacional .....  | 23        |
| <b>II. REGULACIÓN Y ACUMULACIÓN DE CAPITAL DURANTE<br/>EL PERÍODO DE CAPITALIZACIÓN .....</b>                    | <b>29</b> |
| 2.1. Las condiciones legales .....   | 29        |
| 2.2. El control transnacional sobre la dinámica de acumulación .....   | 31        |
| 2.3. El rol del Estado en el sector de hidrocarburos durante el<br>período de capitalización .....               | 34        |
| 2.4. Descripción de la estructura organizacional de YPFB en 1999 .....   | 44        |
| 2.5. Las UTE's: los efectos de la regulación sobre la acumulación<br>durante la etapa de la capitalización ..... | 48        |
| 2.6. Conflicto de clases, regulación y acumulación de capital.....   | 55        |
| <b>III. REGULACIÓN Y ACUMULACIÓN DURANTE EL<br/>GOBIERNO DEL MAS .....</b>                                       | <b>59</b> |
| 3.1. Las nuevas instituciones y las variables de la acumulación .....  | 59        |
| 3.2. El dominio transnacional de la dinámica de acumulación durante<br>el gobierno del MAS .....                 | 62        |
| 3.3. La regulación durante el gobierno del MAS .....   | 64        |
| 3.4. Descripción del trabajo de fiscalización de los fiscales .....  | 67        |
| 3.4.1. Fiscalización de la Producción .....  | 69        |
| 3.4.2. Fiscalización de Costos Recuperable .....   | 73        |
| 3.5. Los cambios en el “marco institucional” de YPFB .....   | 76        |
| 3.6. Los efectos de la regulación sobre la acumulación durante<br>el gobierno del MAS .....                      | 81        |

|  |     |
|--|-----|
| <b>CONCLUSIONES: Un Régimen Sectorial de Acumulación del</b> |     |
| Capital Transnacional .....                                  | 89  |
| Anexos.....  | 93  |
| Referencias Bibliográficas .....                             | 107 |

## ÍNDICE DE GRÁFICAS

|               |   |    |
|---------------|---|----|
| GRÁFICA I:    | Dinámica de la acumulación del capital transnacional a escala regional y local .....                    | 24 |
| GRÁFICA II:   | Inversiones Mundiales en exploracion y Desarrollo de Hidrocarburos .....                                | 26 |
| GRÁFICA III:  | Inversiones Extranjeras en Hidrocarburos América Latina (1997-2005) .....                               | 26 |
| GRÁFICA IV:   | Inversiones en el Sector de Hidrocarburos (2001-2011) .....   | 27 |
| GRÁFICA V:    | Representatividad por empresa en las inversiones hidrocarburíferas .....                                | 33 |
| GRÁFICA VI:   | Ejecución y Obligación de Unidades de Trabajo para la Exploración. (1998-2000) .....                    | 50 |
| GRÁFICA VII:  | Retribución a las Operadoras (2007 – 2009) .....  | 61 |
| GRÁFICA VIII: | Evolución de la Tasa de Ganancia (1998-2010) .....  | 62 |
| GRÁFICA IX:   | Los Agentes de Acumulación .....  | 62 |
| GRÁFICA X:    | Flujo de la Información Producida por los Fiscales respecto de la Producción .....                      | 71 |
| GRÁFICA XI:   | Procedimiento de la fiscalización cuando la operadora no cumple la nominación diaria de Producción..... | 73 |
| GRÁFICA XII:  | Flujo de la Información Producida por los Fiscales respecto a los Costos Recuperables .....             | 74 |
| GRÁFICA XIII: | Instituciones y Acumulación de Capital durante el Gobierno del MAS .....                                | 83 |

## ÍNDICE DE CUADROS

|             |   |    |
|-------------|---|----|
| CUADRO I:   | Empresas adjudicatarias .....   | 31 |
| CUADRO II:  | Hitos importantes en los trabajos de exploración del Bloque San Antonio (Noviembre 1999-Marzo 2002) .....                 | 38 |
| CUADRO III: | Número de Certificaciones de UTEs por tipo de Contratos (1998-2003) .....   | 52 |
| CUADRO IV:  | Resultados econométricos sobre causalidad, Obligación de UTEs y Ejecución de UTEs (1998, 1999 y 2000).....                | 52 |
| CUADRO V:   | Estimaciones Econométricas del Modelo de Regresión Simple .....   | 84 |
| CUADRO VI:  | Resultados econométricos sobre causalidad, Producción mensual Programada y Producción mensual Ejecutada (2007-2010) ..... | 86 |

## INTRODUCCIÓN

El regulacionismo concibe un régimen de acumulación como una articulación relativamente estable entre la producción y el consumo en el largo plazo (Lipietz, 1987: 14 citado por Mc.Caughan 1993: 6); relación expresada en una dinámica regular de expansión económica.

Un régimen de acumulación, se relaciona con cambios institucionales que promueven dicho proceso expansivo; y que tienen en el Estado y las reformas de las instituciones políticas, su concretización fundamental. “La creación de nuevas instituciones... pasa por el Estado” (Aglietta 1997: 16).

Ahora bien, dicho concepto ha tenido dificultades para describir la dinámica del capitalismo durante el período neoliberal, debido a que el dinero se orientó preferentemente hacia las finanzas (Arrighi 1999). No obstante que las reformas neoliberales impulsaron la constitución de un conjunto coherente de instituciones, el período más bien se caracterizó por bajas tasas de crecimiento económico (Kotz 2003).

Si bien desde una perspectiva global el período neoliberal ha tenido una dinámica regresiva; no obstante, determinados sectores de la producción han recibido un flujo considerable de inversiones y han experimentado un proceso expansivo. Es el caso del sector boliviano de hidrocarburos, que se caracterizó por la llegada de un importante flujo de inversiones durante la década de los 90, y un considerable incremento en la producción y exportación de gas durante el nuevo milenio.

Un primer problema, que plantea el sector boliviano de hidrocarburos, a la economía política de inspiración neo-marxista, es la existencia de fases expansivas durante el neoliberalismo, vinculadas a cambios institucionales, pero localizadas en determinados sectores económicos ¿Por qué crece el sector de hidrocarburos en Bolivia? La cuestión clave es identificar cual es el papel de las instituciones políticas en la dinámica de acumulación de capital, en el sector boliviano de hidrocarburos.

En la década de los 90, tres fueron los hitos principales de la reforma del sector de hidrocarburos, definidos como el triángulo energético: la aprobación de la nueva Ley de Hidrocarburos, la capitalización de YPF y, la construcción del gasoducto a Brasil.

La ley de Hidrocarburos N° 1689 de 1996, concedía prerrogativas a las empresas privadas en materia de producción, comercialización y transporte. Dentro de ese marco legal, la propiedad de la producción de líquidos y de gas, en términos finales, les correspondía a las empresas transnacionales (Villegas 2004: 72).

Con el ascenso del MAS al gobierno en 2006 y la promulgación del Decreto Héroes del Chaco, se inicia un nuevo período en el sector hidrocarburífero. En su artículo 1, dicho Decreto establece que el Estado recupera la propiedad, la posesión y el control total y absoluto de los recursos hidrocarburíferos (República de Bolivia, Decreto Supremo N° 28701, Artículo 1).

La empresa estatal Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos (YPFB), devino en principal accionista de las empresas Chaco y Andina. Con la compra de la transportadora Transredes, la estatización de las refinerías, la puesta en marcha de plantas separadoras de líquidos, de procesos de transformación de la materia prima; y, finalmente, la firma de los contratos de venta de gas a Brasil y Argentina; la presencia del Estado como agente económico de producción y de comercialización en el sector de Hidrocarburos, es substancialmente mayor con relación a gestiones gubernamentales anteriores.

La complejidad del proceso de reformas en el sector de hidrocarburos, reside en que, no obstante el fortalecimiento de la empresa estatal YPF, el control del ciclo de acumulación sigue en manos de las empresas transnacionales (Orellana 2011). El año 2009, YPF sólo representaba el 27,8% de las inversiones en la extracción de gas natural, la principal mercancía del sector. El restante 72,2% correspondía a las empresas transnacionales. Dicho año, el 77% del gas era producido por las empresas transnacionales, y sólo 23% por YPF.

En la medida que YPF no es el principal dueño del dinero, no puede disponer libremente de él para su reinversión en la producción. En este sentido, ¿de qué modo afecta las inversiones y la producción de los yacimientos bajo control de las empresas transnacionales?

En vista de ello, planteamos la siguiente pregunta de investigación: ¿Cuáles son los efectos de los cambios de los dispositivos institucionales del Estado, sobre la acumulación del capital transnacional, en el sector de la industria extractiva de gas, durante el período 1998-2011?

Nuestro objetivo general, es analizar y valorar los alcances y los límites de incidencia de las políticas de regulación de Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos, sobre la dinámica de la acumulación del capital transnacional, en el sector de la industria extractiva de gas, durante el período 1998-2011.

Nuestros objetivos específicos son los siguientes: a) describir los cambios en los dispositivos institucionales de Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos, durante el período 1998-2011; b) describir y analizar las actividades regulatorias que desarrollan los cuadros técnicos de Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos con relación al

cumplimiento de los contratos de exploración y explotación firmados por las empresas transnacionales; c) describir las interacciones entre los funcionarios de YPFB y el personal de las empresas transnacionales, en torno a la definición del monto de las inversiones, los volúmenes de producción y de exportación; d) describir y analizar la dinámica de la acumulación de las empresas transnacionales; y e) medir y valorar los efectos de las políticas institucionales de YPFB, sobre las inversiones y la producción de gas controladas por las empresas transnacionales.

El presente documento se organiza en tres capítulos. En el primero, presentamos el enfoque teórico-metodológico de la investigación, y el contexto histórico en el que se inscribe la dialéctica boliviana entre regulación y acumulación. En el segundo y tercer capítulo, analizamos las relaciones entre regulación y acumulación del capital transnacional, durante el período de la capitalización y durante el período del gobierno del MAS, respectivamente. Finalmente presentamos nuestras conclusiones.



# I MARCO TEÓRICO-METODOLÓGICO E HISTÓRICO

## 1.1. Estado actual del conocimiento sobre el tema

Las hipótesis del neo-institucionalismo, en la explicación de variables de acumulación como las inversiones y la producción, tienen una importante acogida entre los economistas bolivianos; quienes, curiosamente, parten de enfoques teóricos y compromisos políticos distintos al momento de estudiar el sector de hidrocarburos. Para Mario Napoleón Pacheco (2006: 62). Por ejemplo, el gran flujo de inversión en las llamadas “empresas capitalizadas” durante el período 1995-2003, fue un efecto de las reformas institucionales emprendidas por el gobierno de Sánchez de Losada. En un sentido similar, interpreta la caída de las inversiones durante el gobierno de Evo Morales, básicamente como un efecto de la incertidumbre promovida entre los inversores, debido a la política de “nacionalización de los hidrocarburos”.

Este argumento es recurrente en los análisis sobre inversiones y producción en el sector hidrocarburífero, tanto de economistas críticos, como favorables a la llamada política de nacionalización. Así por ejemplo, desde el punto de vista de los autores de la Estrategia Boliviana de Hidrocarburos de YPFB, la promulgación del D.S. 26366 del 24 de octubre de 2001, liberó a las empresas de la obligación de perforar un pozo productor por parcela, según establecía la ley 1689. “La consecuencia de esta medida se refleja en los actuales niveles de producción que no representan los volúmenes estimados en relación al nivel de reservas certificadas y las exigencias de volúmenes nominados al mercado interno y externo, considerando que los campos, actualmente, se encuentran produciendo a su máxima capacidad” (Ministerio de Hidrocarburos y Energía 2008: 75).

El presupuesto teórico de esas formulaciones, se tenga o no consciencia de ello, es que el conjunto de reglas que reducen la incertidumbre y dan forma a la interacción entre los agentes económicos, determinan el desempeño económico (North 1984). En las citas referidas un párrafo arriba, son las leyes de capitalización y de hidrocarburos del primer período presidencial de Gonzalo Sánchez de Losada, es el decreto de nacionalización de mayo de 2006, o, finalmente, el decreto 26366 de octubre de 2001; los que generan, respectivamente, certidumbres, incertidumbres en los inversores; o, finalmente, inciden negativamente en la producción.

Paradójicamente, hipótesis parecidas pueden encontrarse en escuelas de orientación neomarxista, como la teoría de la estructura social de acumulación (TESA), que vincula instituciones económicas con acumulación de capital.

Los exponentes de la TESA plantean que sin un ambiente externo estable y favorable, la inversión capitalista en la producción no puede proceder. Este ambiente externo se define como una estructura social de acumulación, es decir, todas aquellas instituciones que inciden en el proceso de acumulación de capital (Gordon, Edwards y Reich 1983: 23, citados por Wolfson 2003: 255). La acumulación de capital, según esta escuela, requiere de condiciones institucionales favorables. En este sentido, las instituciones son: “elementos imprescindibles para explicar la expansión, crisis y contracción de la economía capitalista” (Zegada Claire 2009:1).

“La teoría de la estructura social de acumulación (SSA) – escribe Kotz – argumenta que la creación de un conjunto coherente de instituciones favorable para la acumulación de capital (the SSA) inicia un largo período de rápido crecimiento, el cual termina cuando la estructura social de acumulación colapsa, conduciendo a un largo período de relativa estagnación.” (Kotz 2003: 263).

Una de las críticas realizadas a esta escuela, es que dichas instituciones no siempre promovieron la acumulación de capital en el largo plazo. Por ejemplo el neoliberalismo, según Kotz (2003: 263-264) se constituyó a partir de un conjunto coherente de instituciones, pero durante el período neoliberal el crecimiento económico en el mundo se ha caracterizado por estándares más bien pobres. Sin crecimiento económico – lo que en términos marxistas es sin acumulación de capital – no puede caracterizarse al neoliberalismo como una nueva estructura social de acumulación.

En vez de vincular instituciones con acumulación, Kotz sugiere ligar instituciones con extracción de plusvalía. En este sentido, Kotz ha propuesto el concepto de estructura institucional. Una estructura institucional es un conjunto coherente de instituciones económicas, políticas, culturales e ideológicas que proveen una estructura para la actividad económica capitalista. En este sentido, toda estructura institucional sostiene el proceso de apropiación de plusvalía, uno de cuyos usos (aunque no necesariamente el único, es la acumulación de capital)<sup>1</sup>.

---

<sup>1</sup> Partiendo de objeciones similares a la TESA, en Bolivia Oscar Zegada ha propuesto considerar instituciones como: “la relación capital-trabajo; la relación ahorro-inversión: el sistema financiero, inversión (extranjera y nacional) y el sistema de pensiones; las relaciones de intercambio en el mercado [...]; los vínculos con la economía internacional; [...] el Estado como productor de bienes y servicios [...], la gestión estatal de la moneda [...] el Estado como regulador de la economía” (Zegada 2009: 20-21).

No obstante que Kotz presenta un enfoque más sofisticado con relación al modelo original de la TESA, sus hipótesis se desarrollan al interior de la misma problemática institucionalista. La explicación del desenvolvimiento de la economía es de origen institucional.

Tomemos como ejemplo, para clarificar nuestro punto de vista, la aplicación que realiza Heintz (2002) sobre la crisis del régimen del Apartheid en Sur África. El autor intenta demostrar que la explicación de la crisis de la estructura social de acumulación del régimen del Apartheid en Sur África, fue la inestabilidad y el conflicto político, independientemente de otros factores como la caída en la tasa de ganancia, por ejemplo.

La limitación de la hipótesis institucionalista es la de ser tautológica; tanto las crisis como períodos de relativa estabilidad económica, tienen los mismos orígenes: las instituciones políticas y sociales que constituyen el entorno de la actividad económica. El riesgo de este enfoque es el de situar las variables explicativas de los procesos económicos en un nivel básicamente superestructural, en vez de analizar cómo es que más bien estructura económica y superestructura institucional se relacionan dialécticamente.

En tanto el planteamiento original de la TESA veía la reproducción del capital como dependiente del entorno institucional; los críticos del modelo original de la TESA, en nuestro entender, tienden a privilegiar una teoría de las instituciones en detrimento de la teoría de la acumulación de capital; es decir, una teoría de las “estructuras institucionales”, en sustitución de la teoría de la estructura social de acumulación. Lo que debe hacerse, en nuestro entender, es dilucidar la dialéctica entre los circuitos del capital y su vinculación con el entorno institucional.

A diferencia de los teóricos de la estructura social de acumulación, los regulacionistas conciben el proceso de acumulación a partir de leyes immanentes a su propio desarrollo (Aglietta 1997). No obstante, el concepto de regulación, como el de estructura social de acumulación, adolece de la limitación de vincular toda nueva estructura institucional con fases expansivas del capitalismo, a una escala global; hipótesis que el caso del neoliberalismo niega categóricamente, como vimos anteriormente.

Una senda para avanzar en esta discusión, es centrarse en el análisis de dinámicas sectoriales, partiendo del mismo instrumental conceptual regulacionista. Desde esta perspectiva, nuestro objeto de estudio es la relación entre instituciones y acumulación de capital en el sector de la industria extractiva de gas.

## 1.2. Fundamentación teórica

Como se sabe, un régimen de acumulación es una forma de organización del proceso de producción social, donde el consumo y la acumulación se articulan de modo relativamente estable en el largo plazo (Lipietz, 1987: 14 citado por Mc.Caughan 1993: 6). Las instituciones sociales – por ejemplo las instituciones del Estado y sus políticas- que Michel Aglietta denomina “formas estructurales”, posibilitan la estabilización de la contradictoria articulación entre acumulación y consumo. Este nivel de abstracción implica: “un análisis meso-económico institucionalmente orientado del circuito del capital” (Jessop 1999: 22).

Según Aglietta, el Estado es la expresión política de la regulación social: “La lógica del Estado es el de la institucionalización. El recapitula las normas sociales. Es por eso que las relaciones sociales toman a través del Estado la pureza de las formas abstractas, bajo la figura ideal del derecho” (Aglietta 1997: 16). En un sentido más específico, una institución se traduce en una “norma social”. Según la hipótesis regulacionista, en un régimen de acumulación las normas sociales promueven la acumulación de capital.

Ahora bien, la acumulación del capital es la reinversión del excedente para los efectos de la reproducción ampliada del patrimonio productivo. Desde la perspectiva marxista, la acumulación de capital es un incremento de la inversión en fuerza de trabajo y medios de producción, proceso que tendencialmente conduce a un aumento de la composición orgánica del capital (una disminución relativa de la inversión en fuerza de trabajo, respecto de la inversión en medios de producción), y por tanto, a un aumento de la productividad del trabajo, de la tasa de crecimiento y de ganancia, respectivamente.

“Desde un punto de vista marxista, resulta una tautología decir que un marcado ascenso a largo plazo de la tasa media de crecimiento de la producción industrial sólo puede ser expresión de subidas marcadas en la tasa de acumulación de capital y de la tasa media de ganancia, al menos dentro del marco del modo capitalista de producción. Una repentina duplicación de la tasa de crecimiento a largo plazo de la producción industrial, coincidiendo con un estancamiento a largo plazo de la acumulación de capital (o, peor todavía, con un descenso a largo plazo de la tasa media de ganancia), es una hipótesis absurda dentro del contexto del análisis marxista.” (Mandel 1986: 8).

Es decir, desde un punto de vista marxista, que parte del criterio de que la acumulación de capital se origina en la producción de valor y su posterior realización, un aumento sostenido en las tasas de crecimiento de la producción, indica un proceso de acumulación de capital y un incremento en la tasa de ganancia.

La cuestión clave está en analizar, de qué modo ciertas variables institucionales, inciden sobre la dinámica de la acumulación, particularmente en la industria extractiva de gas del sector boliviano de hidrocarburos.

### ***Hipótesis y metodología***

Partiendo de nuestra fundación teórica regulacionista, las instituciones políticas, por sí mismas no explican la dinámica de la acumulación.

Ya que los funcionarios del Estado no controlan variables claves de la producción, como la propiedad privada sobre los medios de producción, por tanto no comandan el proceso de acumulación (Offe 1990). Son los empresarios capitalistas quienes lo hacen. La cuestión pendiente es saber cuál es el papel de las instituciones del Estado, en relación con la acumulación del capital transnacional.

Una hipótesis del denominado enfoque neo-gramsciano (Bieler et.al. 2006), inspirada en Poulantzas, es que las reformas institucionales promovidas durante el período neoliberal, lejos de indicar una “retirada del Estado”, lo que en realidad indican es la reestructuración de las instituciones de los Estados periféricos (Evers 1989), de modo favorable a los intereses de la expansión del capital transnacional. O sea, los Estados periféricos regulan la expansión del capital transnacional. Desde esta perspectiva, planteamos la siguiente hipótesis:

*Los dispositivos institucionales diseñados por los gobierno de Gonzalo Sánchez de Losada en los 90 y por Evo Morales durante el segundo lustro del siglo XXI en el sector de la industria extractiva de gas, promueven la acumulación del capital transnacional; o sea, configuran un régimen sectorial de acumulación del capital transnacional.*

¿Cómo cuantificar una “norma”? Todos los años, las empresas extranjeras presentan planes y programas de exploración y producción al gobierno, donde se *comprometen* a realizar un determinado número de Unidades de Trabajo de Exploración, como a producir un mínimo de gas y de líquidos; cantidades a su vez validadas por los funcionarios de YPFB. Estos “pronósticos” de exploración y de producción, especificados con las categorías de “compromiso de UTE”, así como de “producción programada”, han sido validados de acuerdo a las normas y a las leyes vigentes en el sector, y en nuestro criterio, constituyen indicadores adecuados de la regulación.

De hecho, cuando una determinada cantidad de UTE o de gas no han sido producidos, existen sanciones, como la de retener el monto que la empresa ha dejado en garantía por concepto de la UTE a realizar, equivalente a 5.000 dólares por UTE, o el cobro de una multa.

El estudio de las relaciones entre instituciones y acumulación en el sector de la industria extractiva de gas, puede abordarse a partir del análisis de los compromisos de exploración y de producción, hechos entre las empresas extranjeras y los gobiernos de turno (periodo 1998-2011); y sus efectos sobre las inversiones y la producción.

Partiendo del criterio de que la acumulación es la reproducción ampliada del capital como efecto de la reinversión del excedente, convendremos en que las inversiones constituyen un indicador clave de la acumulación (Valenzuela 1990).

Dado que la teoría de la acumulación de capital, es una teoría de la producción de mercancía, de valor, de plusvalor, y de su subsecuente realización, otro indicador clave es la producción de mercancías (Mandel 1995).

Ya que la tasa de ganancia es la plusvalía sobre capital constante mas capital variable, nos aproximaremos al cálculo de la tasa de ganancia de las empresas transnacionales, dividiendo la Renta de la Inversión Directa sobre la Inversión Extranjera Directa – RID/IED (Orellana y Shi 2011).

Desde esta perspectiva, la dinámica de la acumulación, puede verse como un ciclo de reproducción del capital, con sus respectivas fases D-M-D', donde D equivale al dinero que se invierte en la producción, M a la producción y D' al dinero incrementado, expresado por la tasa de ganancia.

Los efectos de la regulación, sobre la acumulación, serán encarados a partir del análisis econométrico (Test de causalidad de Granger) que nos permita medir el impacto de la “producción” programada y las “UTE’s comprometidas”, sobre la inversión y la producción ejecutadas.

El contexto dentro del cual debe analizarse el “comportamiento” de nuestras variables, es la economía mundial y regional. Por ejemplo, resulta clave analizar la sincronización entre la acumulación de capital a escala regional, y la acumulación en Bolivia, mediante el análisis de la IED, para delimitar los impactos de los cambios institucionales locales, respecto de los desplazamientos de las inversiones y la producción de los consorcios transnacionales – cuyas decisiones y operaciones no se desarrollan dentro de un espacio geográfico nacional, sino a partir de estrategias más bien globales. Por ejemplo, ¿en qué medida la evolución de las inversiones en Bolivia responden más bien a dinámicas internacionales, y en qué medida a cambios institucionales locales?

Además de la identificación de regularidades estructurales, que nos proporciona el análisis estadístico, requerimos evidenciar las prácticas institucionales de los individuos. Desde esta perspectiva, el análisis estadístico de esta información, se verá completado

con el análisis cualitativo. En este sentido, la técnica de entrevistas semiestructuradas realizadas a informantes claves de YPF, del Ministerio de Hidrocarburos y de los inversionistas de las empresas transnacionales, nos permitirán conocer los modos específicos en que los cuadros del gobierno y los representantes de las empresas extranjeras interactúan al momento de aplicar los contratos y las normas que rigen la producción, comercialización y las inversiones en el sector.

A si mismo, veremos cuál es la percepción que tienen los actores (los inversionistas y las autoridades del Estado) respecto de una determinada política, percepción recogida por medio de la entrevista semiestructurada. Luego analizaremos sus decisiones y las incidencias de sus decisiones en la producción y en las inversiones.

El análisis de la regulación se verá enriquecido por la técnica del análisis de contenido de informes y reportes de las actividades de inspección que realizan los funcionarios de YPF, sobre la producción en las empresas extranjeras, publicados en los informes técnicos de YPF.

### **1.3. Contexto internacional**

El consultor de la CEPAL Campodónico (2004) sugiere que los flujos de inversión extranjera directa en América Latina en el sector de hidrocarburos durante los 90, estuvieron ligados a cambios en las legislaciones de petróleo y gas. Salvo las excepciones de Venezuela y de México, “todas las modificaciones legales tuvieron como objetivo atraer las inversiones de las empresas privadas, para lo cual se otorgaron mayores incentivos... en aspectos técnicos y operativos, en el régimen de propiedad, así como en materia tributaria...” (Campodónico 2004: 7). Dichas reformas coincidieron temporalmente con un “notorio incremento” de la inversión extranjera, “tanto en las actividades de exploración y producción... como en la refinación, transporte y comercialización” (Ibid.).

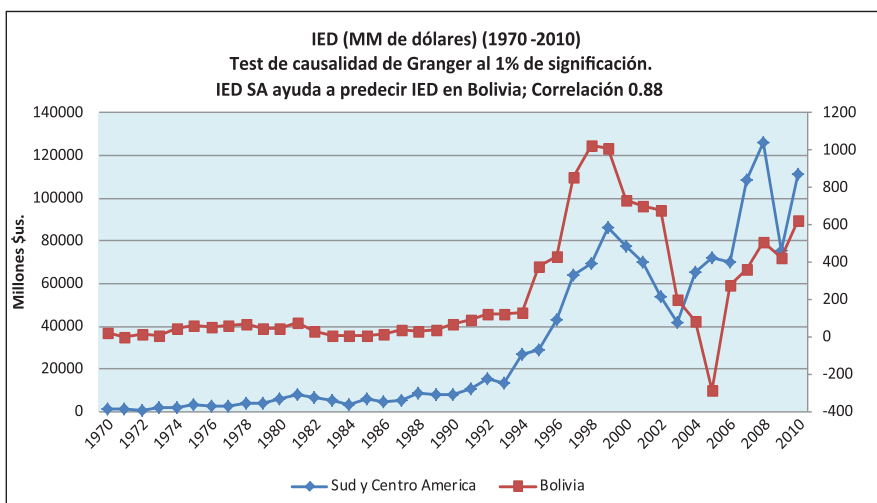
Campodónico sugiere una hipótesis institucionalista, fue el cambio institucional el factor explicativo del incremento en las inversiones; hipótesis presumiblemente verificada por el caso boliviano:

“En Bolivia, la ley de hidrocarburos N°1689 de 1996, otorgó mayores incentivos a los contratistas petroleros, siendo el más importante la disminución de regalías de 50% a 18%. En la segunda mitad de la década de los 90, importantes empresas invirtieron exitosamente en la exploración de gas natural en la zona de Tarija” (Campodónico 2004: 11).

En el caso de Bolivia, como en otros casos de América Latina, durante la década de los 90 el incremento de las inversiones extranjeras en el sector de hidrocarburos, coincide con el despliegue de un conjunto de reformas liberales.

La cuestión que se debe resolver, es el tipo de relación causal que existe entre ambos procesos. En este sentido, una forma adecuada de aproximarse a la solución de este problema es, en primera instancia, circunscribir la relación entre instituciones y acumulación, dentro de la dinámica regional de la acumulación de capital durante la década de los 90 y la primera década de 2000.

**GRÁFICA I: Dinámica de la acumulación del capital transnacional a escala regional y local**



**Fuente:** Elaboración propia con base en datos de la UNCTAD (<http://unctadstat.unctad.org/TableViewer/tableView.aspx?ReportId=88>)

Entre 1970 y 2011, existe un nivel de correlación entre la IED en Sur América y la IED en Bolivia de 0,88. Esto es, que cuando cambia la IED en Sur América, cambia la IED en Bolivia. Así, la gráfica I muestra dos ciclos de acumulación, el primero, con sus respectivas fases expansivas y recesivas; y el segundo, sólo en su fase expansiva (hasta 2011). Tanto la fase expansiva durante la segunda mitad de la década de los 90 en Bolivia, como la fase recesiva de los primeros años del nuevo milenio, se desarrollan de modo más o menos simultáneo respectivamente con las fases expansivas y recesivas del ciclo de acumulación en Sur América, dicho período. Del mismo modo, la expansión

del segundo lustro del Siglo XXI en Bolivia, coincide con la expansión del segundo lustro en Sur América.

Estos datos indican la existencia de una relación de causalidad entre la IED en Sur América y la IED en Bolivia. Entre 1970 y 2011, el test de causalidad de granger nos muestra que la IED en Sud América causa la IED en Bolivia, rechazando la hipótesis contraria, con un nivel de significación menor al 1%. O sea, la dinámica del capitalismo en Bolivia, está condicionada por la dinámica de la economía mundial en Sud América. El análisis econométrico confirma la conocida tesis de la teoría de la dependencia, en el sentido de que la dinámica del capitalismo periférico, en este caso el boliviano, se explica por sus vínculos con la economía mundial (Cardozo y Faletto 1977).

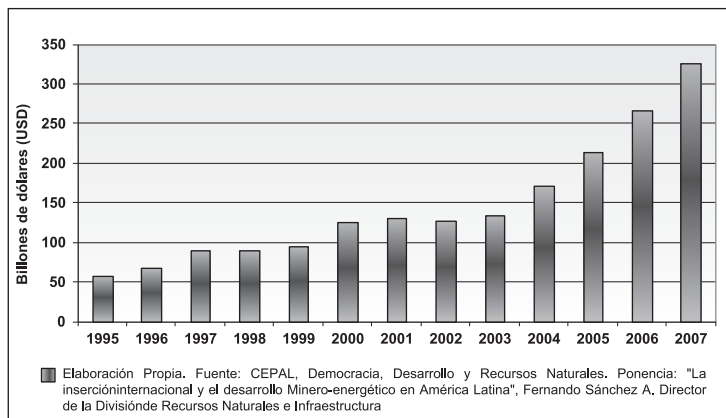
Sobre las relaciones entre instituciones y acumulación de capital, el análisis econométrico sugiere una primera hipótesis, en un sentido similar a la indicada en el conocido *Prólogo a la Contribución a la crítica de la economía política* de Marx:

“El conjunto de estas relaciones de producción forma la estructura económica de la sociedad, la base real sobre la que se levanta la superestructura jurídica y política ... El modo de producción de la vida material condiciona el proceso de la vida social política y espiritual en general.” (Marx 1859).

*La estructura económica condiciona la superestructura jurídica.* En este sentido, las reformas liberales impulsadas por los Estados en la década de los 90, se desarrollaron en las condiciones de una dinámica de acumulación que las antecedía. La premisa básica de las autoridades del gobierno, fue realizar un conjunto de reformas con el propósito de lograr el máximo nivel de inversión posible, dadas las condiciones establecidas por los inversores extranjeros.

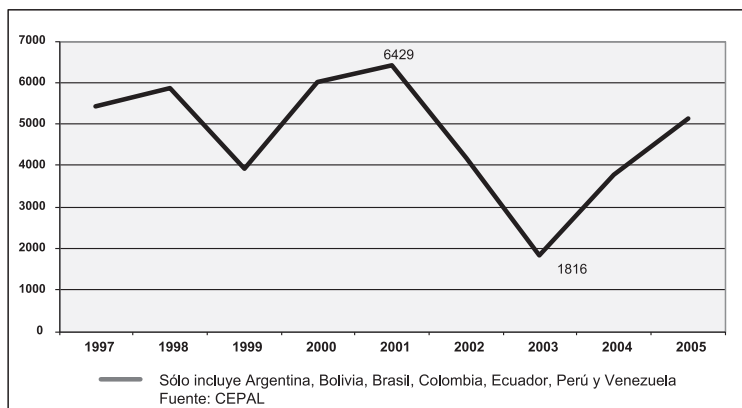
El condicionamiento externo, sobre las dinámicas locales de la acumulación -y presumiblemente sobre la política- es visible a partir del análisis de la dinámica de la acumulación en el sector de hidrocarburos:

## GRÁFICA II: Inversiones Mundiales en exploración y Desarrollo de Hidrocarburos



Si uno analiza las tendencias globales de la acumulación de capital en la industria de gas y de petróleo, evidencia que luego de una dinámica expansiva entre el año 1995 y el 2001 (en que las inversiones se incrementan en más o menos un 150%); desde entonces hasta el año 2003 existe un período de estancamiento, para luego continuar su dinámica expansiva en un 200% hasta el año 2007.

## GRÁFICA III: Inversiones Extranjeras en Hidrocarburos América Latina (1997-2005)



Elaboración propia

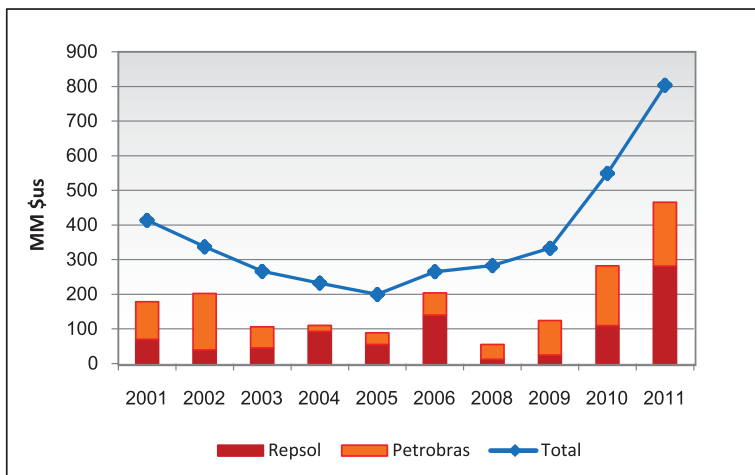
Fuente: DEMOCRACIA, DESARROLLO Y RECURSOS NATURALES, PONENCIA: "La inserción internacional y el desarrollo Minero - energético en América Latina", CEPAL

En América Latina, de modo simultáneo las inversiones extranjeras en hidrocarburos alcanzaron su punto más alto en 2001. A partir de entonces, también hasta 2003, tuvieron una evolución decreciente. De modo más o menos sincronizado con la acumulación del capital petrolero a escala mundial, a partir de 2004 se inicia nuevamente una dinámica expansiva en el sector petrolero en América Latina. A partir de estos datos, uno puede presumir un elevado nivel de sincronización entre la acumulación de capital en el sector de hidrocarburos a nivel mundial, y la inversión extranjera en el sector de hidrocarburos en América Latina.

Ello no debe conducirnos a unilateralizar la relevancia de los “factores externos”; si no más bien evidenciar la dialéctica entre condiciones internas y externas que explican la dinámica de la acumulación en la periferia capitalista (Cueva 1974: 112).

En este sentido, el análisis de la dinámica de la acumulación en el sector boliviano de hidrocarburos, permite identificar con mayor precisión una especificidad *local* de la acumulación de capital.

**GRÁFICA IV: Inversiones en el Sector de Hidrocarburos  
2001-2011**



Fuente: Elaboración propia en base a los Informes Técnicos 2001-2011, YPFB

En el caso boliviano, si bien las inversiones extranjeras en el sector de hidrocarburos experimentaron igualmente una estrepitosa caída desde inicios del nuevo milenio (siguiendo la dinámica mundial y regional de la acumulación), dicha caída se prolonga

hasta el año 2006. Después de un pequeño incremento, las inversiones permanecen estancadas hasta el año 2009, que es cuando vuelven a experimentar una dinámica expansiva.

¿Qué condiciones posibilitaron la sincronía de la IED en la región y en Bolivia durante la década de los 90? ¿Cuáles son las especificidades locales en Bolivia que permiten explicar el prolongado rezago en los flujos de IED durante el nuevo milenio? En otros términos, ¿cuáles son los factores internos que explican la dinámica particular de la acumulación del capital transnacional en Bolivia durante el nuevo milenio?

Nuestra hipótesis es que las reformas institucionales en Bolivia vienen a ser un conjunto de cambios superestructurales que posibilitaron la sincronización entre la dinámica mundial y la dinámica local de la acumulación de capital. En otras palabras, ellas promueven la acumulación del capital transnacional dentro del espacio periférico boliviano.

Desde esta perspectiva, la relación entre instituciones y acumulación de capital, debe de situarse en el marco de análisis de un determinado modo de producción; relación donde, parafraseando a Mao Tsetung, la acumulación de capital a escala regional se concibe como la base material, y las instituciones como las condiciones políticas internas de la acumulación.

Habiendo situado la dinámica del capitalismo en Bolivia, dentro del contexto de la acumulación de capital en la región, el efecto de los cambios institucionales “locales” sobre la IED, debe de situarse también en contexto internacional. Dicho enfoque deja abierta la cuestión sobre cuál es el papel de las instituciones políticas locales; cuestión que buscamos dilucidar en esta investigación.

## II REGULACIÓN Y ACUMULACIÓN DE CAPITAL DURANTE EL PERÍODO DE LA CAPITALIZACIÓN

### 2.1. Las condiciones legales

El “marco” legal de las reformas institucionales en el sector de hidrocarburos durante la década de los 90, estaba definido por La ley de Inversión, la Ley de Capitalización, la Ley de Hidrocarburos, la Ley 843 que modifica el sistema tributario, la Ley de privatización y la ley del Sistema de Regulación Sectorial.

El propósito básico de los reformadores, era atraer las inversiones extranjeras, mediante la liberalización del sector de hidrocarburos, limitando y delimitando las acciones del Estado, y promoviendo la iniciativa de los empresarios extranjeros en cada una de las fases del ciclo de reproducción del capital.

La Ley de Capitalización de 1996, definió la división de la actividad en tres sectores: Exploración y producción, transporte, y negociaciones internacionales y contratos. Las actividades de exploración, producción, transporte y comercialización, serían asumidas por los inversores extranjeros, en tanto el Estado se centraría fundamentalmente en promocionar internacionalmente el negocio boliviano del gas, y fiscalizar las operaciones de los inversores.

La Ley de Hidrocarburos de 1996, definió claramente los criterios de propiedad de los hidrocarburos en el sector. Dicha Ley: “señala que el Estado es propietario de las reservas de gas pero no de la producción y de la comercialización de líquidos y de gas” (Villegas 2004: 33). En tanto los hidrocarburos estuvieran en el subsuelo, serían propiedad del Estado; pero cuando se transformaran en mercancía, devendrían propiedad de las empresas extranjeras.

De modo específico, la Ley de Hidrocarburos definió los criterios de la privatización del gas y del petróleo en el sector. La propiedad era de quien producía la mercancía, lo que le daba el derecho de venderla. Las leyes validan el establecimiento del dominio del capital transnacional sobre el proceso inmediato de producción, y la propiedad sobre la mercancía en él producida.

El proceso de trabajo, indica Marx, en el que el capitalista consume la fuerza de trabajo, tiene una peculiaridad: “*el producto es propiedad del capitalista, no del productor directo*” (Marx 1985a: 224, cursivas en el original);

“Desde su punto de vista el *proceso laboral* no es mas que el *consumo* de la mercancía fuerza de trabajo, comprada por él, y a la que sin embargo sólo puede consumir si le *adiciona medios de producción*. El proceso de trabajo es un proceso entre cosas que el capitalista ha *comprado, entre cosas que le pertenecen*. De ahí que también le pertenezca el *producto de ese proceso ...*” (Ibid.: 225, cursivas en el original).

En el caso de la ley de capitalización, la reforma de la superestructura jurídica generó las condiciones legales favorables para el establecimiento del dominio del capital en el sector de hidrocarburos.

Las Leyes de Hidrocarburos y de Capitalización, complementaban una anterior, aprobada por el gobierno de Jaime Paz Zamora en 1990, la Ley de Inversiones, que estableció “el libre movimiento de capitales que consiste en la inexistencia de restricciones para el ingreso y salida de estos. En esta dirección, existe libertad para la remisión de utilidades, dividendos e intereses” (Villegas 2004: 26).

En la esfera de la distribución del excedente, junto a la libertad de la remisión de utilidades y dividendos, el nuevo régimen tributario en el sector, clasificó los campos de producción en nuevos y en antiguos, propiciando una gran disminución de los impuestos captados por el Estado, y un aumento de los beneficios de las empresas. Las operadoras que trabajaran en los campos nuevos, pagarían un 18% de regalía, en tanto las empresas que trabajaran en los campos antiguos, según el anterior régimen tributario, pagarían un 50% de regalías.

En la práctica, la mayoría de los campos entró en la categoría de nuevo, lo que definió una drástica disminución de las regalías pagadas al Estado. “Después de la privatización, el gobierno boliviano recibía 32% menos en regalías, si las reservas bajo explotación eran clasificadas como nuevas... el motivo principal de esta reducción en las regalías era el hacer de Bolivia un país atractivo para los inversionistas extranjeros” (Macguigan 2007: 64 ). En palabras de Campodónico: “En Bolivia, la Ley de Hidrocarburos N° 1689 de 1996 otorgó mayores incentivos a los contratistas petroleros, siendo el más importante la disminución de regalías de 50% a 18%” (Campodónico 2004: 11). Esto que los analistas identifican como un hecho, era la intensionalidad de los reformadores liberales. Como se indica en el informe técnico de YPF del período marzo-abril-mayo de 2000:

Preferencia Tributaria : “Hidrocarburos Nuevos”: Mediante la ley de Hidrocarburos 1689 de 30-Abr-1996, se otorgó preferencia tributaria a empresas capitalizadas y empresas contratistas que se conviertan a la nueva Ley de Hidrocarburos.

Los objetivos eran lograr competitividad internacional, mayores inversiones, y descubrimiento de reservas.

Los resultados fueron, compromisos de inversión de las empresas capitalizadas de 571 MM\$US, así también de los nuevos contratos suscritos a partir de 1997 por 480 MM\$US, inversiones estimadas a realizarse por parte de los contratos convertidos de 934 MM\$US. En cuanto a las reservas, se descubrieron un total de 32.21 TCF de gas natural y 692 MMBbls de petróleo condensado el 2000, que en relación con 1997, estas se incrementaron de manera importante.<sup>2</sup>

La reforma tributaria en el sector, va devenir en el principal atractivo de las inversiones extranjeras en el sector. La reinversión del excedente en la esfera de la producción tenía como principal motivación las expectativas de los empresarios extranjeros de lograr mayores ganancias, como resultado de los bajos impuestos. De modo general, las reformas legales arriba indicadas definieron los criterios de la venta de los hidrocarburos a las empresas transnacionales, y amplios alcances a su accionar en el sector.

## 2.2. El control transnacional sobre la dinámica de acumulación

El Cuadro I, representa a las empresas adjudicatarias de la Unidad de Negocio:

**CUADRO I**  
**Empresas adjudicatarias**  
**(Dólares americanos)**

|  |   |                    |
|--|---|--------------------|
| Unidad de exploración y producción: empresa petrolera Chaco  | Amoco Bolivian Petroleum Company                          | 306.667.001        |
| Unidad de exploración y producción empresa petrolera andina  | Empresa petrolera Andina                                  | 264.777.021        |
| Unidad de transporte: transredes Transporte de hidrocarburos | ENRON transportadora Bolivia SHELL Overseas Holding Ltda. | 263.500.000        |
| <b>Total</b>   |   | <b>834.944.022</b> |

Fuente: Villegas (2004: 31)

<sup>2</sup> Informe Técnico Marzo – Mayo de 2000 YPF, página 27

Durante los primeros años del ingreso de las empresas extranjeras, el predominio fue básicamente de la transnacional Repsol. Entre las empresas transnacionales, escribía Villegas, “la empresa Repsol YPF, tiene una presencia significativa porque Andina y Maxus se constituyen en sus principales filiales” (Villegas 2004: 54). En este sentido, el informe técnico de YPFB de noviembre de 1999 registra la siguiente información:

Maxus Bolivia Inc. es parte de la corporación REPSOL-YPF creada con la fusión de ambas compañías. En Bolivia Maxus opera en varios contratos de riesgo compartido.

Maxus ingresó mediante el contrato de operación, para el Bloque Mamoré en la zona del Chapare en agosto de 1989. Este es el más antiguo de todos los operados por la compañía en el país. Se encuentra en las últimas fases de exploración y cuenta con importantes descubrimientos comerciales que están en plena etapa de desarrollo en Surubí, Paloma y el Bloque Bajo del campo Surubí. Además Maxus se adjudicó el Bloque Caipipendí en el que tiene una participación del 37.5% donde se probaron importantes reservas de gas. La empresa opera también el Bloque Lagunillas desde julio de 1992, donde se perforó el pozo San Jorge-X1, el mismo que se encuentra en etapa de terminación. Asimismo opera el Campo Cambeiti, el Bloque Securé y los Bloques Montero y Charagua donde obtuvo buenos resultados de producción.

La presencia de Maxus Bolivia Inc. En Bolivia es muy importante, porque cuenta con una gran participación en la producción de líquidos (40% del total nacional) y una expectante posición con respecto a la producción y exportación de gas en base a las reservas descubiertas.<sup>3</sup>

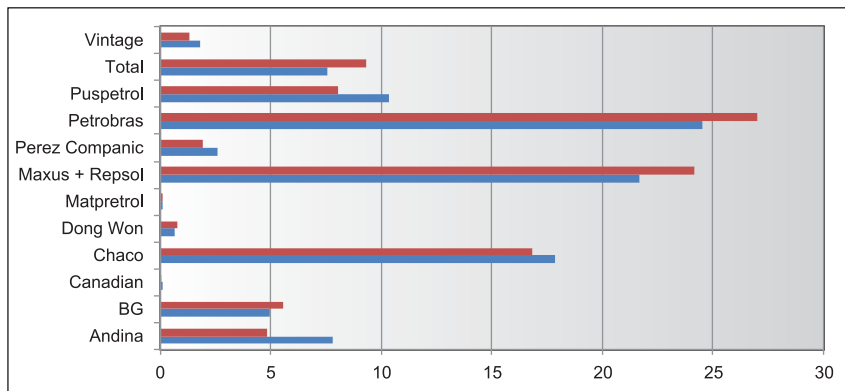
Por su lado, el año 1998 la empresa AMOCO se fusionó con BG – en su momento la mayor fusión empresarial a nivel mundial –de modo que BG devino también en un actor de primer orden en el sector, a través de su subsidiaria Chaco.

Con el paso del mega-campo San Alberto, descubierto por YPFB, y Sábalo, bajo dominio de PETROBRAS, el “núcleo” de esta configuración, estará constituido por las empresas transnacionales PETROBRAS y REPSOL, en tanto BG, Total y Pluspetrol, junto a otras de menor envergadura, serán sus “satélites”. La participación de las empresas en las inversiones, desde el año 2000 hasta el año (2008) antes de la estatización de las acciones de las empresas Chaco y Andina, nos informan sobre dicha configuración.

---

<sup>3</sup> Informe Técnico Noviembre 1999, YPFB. Pág. 5

### GRÁFICA V: Representatividad por empresa en las inversiones hidrocarburíferas



**Fuente:** Elaboración propia en base a informes técnicos de YPFB.  
 La línea azul abarca el periodo 2000-2008  
 La línea roja abarca el periodo 2000-2011

Las inversiones realizadas por Petrobras y por Repsol (a través de sus subsidiarias Maxus y Andina), durante el período 2000-2008, indican que las dos empresas definieron más del 50% de las inversiones en el sector de hidrocarburos.

La coincidencia entre las reformas de las instituciones del Estado que regulan el ciclo de acumulación en el sector de hidrocarburos, y el inicio de una dinámica expansiva del capital transnacional en el sector a fines de la década de los 90, sugieren la formación de un régimen sectorial de acumulación del capital transnacional, dominado fundamentalmente por las transnacionales Petrobras y Repsol; y, regulada por las autoridades de los gobiernos neoliberales, dentro del marco legal brevemente referido páginas arriba.

El control sobre dicha dinámica de acumulación, estaba determinada por la propiedad transnacional sobre el objeto de trabajo.

“La propiedad de los 52 trillones de pies cúbicos – escribe Villegas- se distribuye entre las 18 compañías extranjeras que operan en Bolivia, resalta la particularidad de que cinco empresas: Andina S.A (24.8%), Total Exploration Production Bolivie (14.0%), Petrobrás Bolivia S.A (13.8%), Maxus Bolivia Inc. (9.8%) y BG Exploration y Production Ltda. (9.6%) controlan el 72% de las reservas de gas natural. Debido a la presencia de

afiliadas cuatro empresas controlan el 72%, sobresaliendo Repsol YPF con el 34.6%, Total, Petrobrás y BG.” (Villegas 2004: 54).

La transferencia de la propiedad, estaba sobre-determinada legalmente; y es precisamente el efecto de las normas sobre la acumulación de capital, lo que buscamos dilucidar en esta investigación.

Verificar la hipótesis de la formación de un nuevo régimen sectorial de acumulación del capital transnacional, implica especificar claramente en qué consistió el rol del Estado, por un lado, y por otro, medir el impacto de las nuevas instituciones neoliberales, sobre la dinámica de la acumulación del capital transnacional.

### **2.3. El rol del Estado en el sector de hidrocarburos durante el período de capitalización**

El informe técnico de noviembre - diciembre de 2006, señala los hitos más importantes de la reforma institucional de inicios de los 90:

[P]romulgación de la Ley de capitalización 1544 de 21 de marzo de 1994, y promulgación de la ley de Hidrocarburos 1689 de 30 de abril de 1996, las actividades de exploración, explotación y comercialización fueron desarrolladas por las empresas capitalizadas Chaco S.A. y Andina S.A. , el transporte quedó a cargo de Transredes S.A. (a diciembre de 1996), entonces YPFB quedó con funciones específicas como la suscripción, administración y fiscalización de los Contratos de Riesgo Compartido, y de administrador, agregador y cargador de los Contratos de exportación de Gas Natural suscritos con las Repúblicas de Argentina y Brasil. <sup>4</sup>

A partir de la promulgación del D.S. No 24565 del 9 de abril de 1997, se autorizó la creación de la Vicepresidencia de Negociaciones Internacionales y Contratos de YPFB (VNPC), cuyas funciones tenían que ver con la licitación de áreas para la exploración y explotación, así como de representar al Estado en la suscripción y fiscalización de los contratos de riesgo compartido para la exploración, explotación de gas natural y comercialización de hidrocarburos. De ser originariamente una empresa estatal, YPFB devino una agencia de licitación, suscripción y fiscalización de contratos de riesgo compartido. Tal como indica el informe técnico de YPFB de noviembre de 1999:

---

<sup>4</sup> Informe Técnico Noviembre –Diciembre 2006, YPFB. “70 Aniversario de la Creación de Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos” Pág. 1

## YPFB DESPUÉS DE LA CAPITALIZACIÓN Y PRIVATIZACIÓN

En aplicación de la Ley de Hidrocarburos No 1689 del 30 de abril de 1996, YPFB tiene como objetivo la “Suscripción de Contratos de Riesgo Compartido y la administración de los mismos, así como la Administración de los Contratos de Exportación de Gas Natural suscritos con la República Argentina y con la República Federativa del Brasil”

Además, tiene como funciones el Pago de Patentes establecidos en los contratos, la asignación de Unidades de Trabajo para la Exploración (UTE) mínimas para cada fase del contrato de riesgo compartido según al área y la ubicación de zona tradicional o no tradicional, la certificación de UTE por las actividades realizadas por los operadores, así como la rescisión de contratos por incumplimiento de obligaciones mínimas de U.T.E.<sup>5</sup>

La nueva “YPFB residual”, tenía como su unidad principal a la Vicepresidencia de Negociaciones Internacionales y Contratos, que además de licitar áreas para la explotación y explotación, administraba y fiscalizaba el cumplimiento de los contratos de riesgo compartido.

Para fines de junio de 1998, se firmaron 92 contratos de riesgo compartido. Los contratos suscritos con las empresas Chaco S.A. y Andina S.A., subsidiarias de BP y Repsol respectivamente, fueron 22 de exploración y 30 de explotación en general. Los contratos convertidos a la modalidad de riesgo compartido fueron 15 de exploración y 7 de explotación.

En agosto de 1998, los informes técnicos señalaban la adjudicación de nuevas áreas, en base a las licitaciones VPNC-001/98 “Áreas Nominadas para Exploración y Explotación de Hidrocarburos” y VPNC-002/98 “Campos Menores”. Se adjudicaron las áreas Cañada, Colibrí, Parapetí y Beretí de los 10 bloques en licitación, así como Tatarenda y Cambetí de los 3 campos menores licitados. Las adjudicaciones tenían las siguientes especificaciones:

❖ 10 de Noviembre: Bloques Colibrí y Parapetí con Pluspetrol Bolivia Corporation. Ambos están ubicados en la Zona no Tradicional de la Llanura Sur del país, comprometen la ejecución de 3542 Unidades de Trabajo para la Exploración en los primeros tres años del contrato, significando una inversión de 17.71 millones de dólares.

---

<sup>5</sup> Informe Técnico Diciembre 1999, YPFB. Pág. 6

❖ 13 de Noviembre: Petrobras Bolivia S.A. firma Contrato de Riesgo Compartido para el Bloque Cañadas, ubicado en la Zona No Tradicional del Departamento de Santa Cruz, comprometiendo la ejecución de 3945 UTE's en los próximos tres años, que equivale a una inversión mínima de 19.7 millones de dólares.

❖ 16 de Noviembre: se suscribió con Total Exploration Production Bolivie el contrato de riesgo compartido para el Bloque Beretí, ubicado en la Zona no Tradicional del Departamento de Tarija, con un compromiso de ejecutar 1603 UTE's con una inversión de 8 millones de dólares, en los primeros tres años del contrato.

Se firmó con RTB Gamma Ltda. –Colanzi International S.R.L. el Contrato de Riesgo Compartido para el Campo Tatarenda. Los adjudicatarios ofertaron un bono de \$us 300.000 dólares con destino al Tesoro General de la Nación.<sup>6</sup>

En cuanto a la licitación para la exploración y explotación de áreas menores se suscribieron 15 contratos para la exploración y 3 para la explotación.<sup>7</sup>

En las zonas llamadas no tradicionales, también se establecieron contratos de exploración y producción, que incrementaron los compromisos de inversión; esto, aunque en montos mucho menores a las inversiones realizadas en la zona tradicional:

En el marco de la Ley de Hidrocarburos No. 1689 de 30 de abril de 1996 y el Reglamento de Licitación de Áreas para Explotación y/o Exploración, aprobado por Decreto Supremo No. 25049 de 22 de mayo de 1998. Se realizaron tres licitaciones.

Para el Bloque Cobija, la empresa Texas Victoria Oil Company Inc., se adjudicó 900 Unidades de Trabajo para la Exploración (U.T.E.) lo que significa una inversión adicional de 4.5 millones de dólares americanos para los próximos 3 años en la Zona No Tradicional del Departamento de Pando.

También, durante el mes de agosto se licitó el Bloque Río Beni a la Empresa Petrobras Energy S.A. que ofreció realizar 600 U.T.E. con una inversión de 3.0 millones de dólares americanos a ejecutarse en los

---

<sup>6</sup> Informe Técnico Agosto y Octubre 1998, YPFB. Pág. 4

<sup>7</sup> Informe Técnico Junio 1998, YPFB. Pág. 4

próximos tres años en actividades exploratorias en la Zona No Tradicional de los Departamentos de Beni, Pando y La Paz. De la misma forma, se llevó a cabo la adjudicación del Campo Villamontes a la empresa Matpetrol S.A. quien ofertó un bono de 459.000 dólares americanos con destino al Tesoro General de la Nación.<sup>8</sup>

Hasta fines del nuevo milenio, se suscribieron 100 contratos de riesgo compartido, con importantes compromisos de inversión en exploración y producción de hidrocarburos. Así, en los años 1998 y 1999, se realizaron los mayores montos de inversión en exploración de hidrocarburos: 374.56 MM y 372.2 MM de dólares respectivamente (MHE 2009: 63). Entre 1998 y 2000, estos montos alcanzaron 1.134 MM, en tanto a la explotación sólo se destinaron 765 MM. A partir del año 2000, la inversión en explotación caerá drásticamente (523.6 MM en el período 2001-2005), en tanto será la inversión en producción la que adquirirá mayor relevancia (943,7 MM en el período 2001-2005).

Los datos básicamente indican el inicio de una dinámica expansiva del capital transnacional en el sector boliviano de hidrocarburos, esto es, el inicio de un ciclo de proyectos de exploración, seguidos de la producción. Así por ejemplo, el contrato de Asociación YPFB/PETROBRAS de 1996, “compuesta por PETROBRAS BOLIVIA S.A. (35%), EMPRESA PETROLERA ANDINA S.A. (50%) y TOTAL EXPLORATION BOLIVIE S.A. (15%), donde PETROBRAS es el Operador del contrato”, fue convertido a la modalidad de riesgo compartido.<sup>9</sup>

En julio de 1998, PETROBRAS realizó actividades de exploración para la definición del Pozo San Alberto-X10 (SAL-X10), el mismo que se encuentra ubicado en la provincia Gran Chaco del Departamento de Tarija. Según las pruebas de formación a pozo abierto realizadas en la Formación Huamampampa, Petrobras demostró una capacidad de producción de más de 1 millón de metros cúbicos de gas por día. Entonces se estimaba que las reservas contenidas superarían el billón (10<sup>12</sup>) de pies cúbicos de gas (TCF), pudiendo alcanzar valores mucho más significativos. Se preveía que la perforación del pozo San Alberto-X10 estaría concluida dentro de algunos meses más, atravesando las Formaciones Icla y Santa Rosa<sup>10</sup>

---

<sup>8</sup> Informe Técnico Junio 2000, YPFB

<sup>9</sup> Informe Técnico Julio 1998, YPFB

<sup>10</sup> Ídem

El informe técnico de julio de 2002, indica que dentro del Bloque San Antonio, se realizaron trabajos de exploración, cuyos hitos más importantes fueron:

**CUADRO II: Hitos importantes en los trabajos de exploración del Bloque San Antonio (Noviembre 1999 - Marzo 2002)**

| Nombre    | Fecha de Perforación | Profundidad final | Descubrimiento  |
|-----------|----------------------|-------------------|---|
| Sábalo-X1 | Nov 98-Dic 99        | 4443 m            | Nuevo campo de gas y condensado en la Formación Huamampampa   |
| Sábalo-X2 | Sep 00-Dic 01        | 5264              | Nuevo yacimiento de gas y condensado en las Formaciones Icla y Santa Rosa   |
| Sábalo-X3 | Inició en Dic 01     | 4159              | Ratificó el Descubrimiento comercial en los niveles Huamampampa- 2, 3 y 4 con producción de gas y condensado, a la fecha es el tercer pozo concluido con arreglos de Terminación de 7". |
| Sábalo-X4 | Inició en 9/Mar 02   | 3924              | Actualmente en perforación en la Formación Icla.  |

**Fuente:** Elaboración propia en base a Informe Técnico YPFB, Julio 2002.

“La inversión efectuada en el Bloque San Antonio desde el inicio de las operaciones hasta la fecha alcanza a 206.5 millones de dólares americanos.”, concluye el informe.

En julio de 1999, los informes técnicos también indican la existencia de un nuevo convenio de exploración, con la empresa Pluspetrol. Se trata de uno de los pocos contratos de exploración suscritos el año 1999, pues lo principal de los contratos de exploración fue suscrito durante el año 1998. No obstante, los compromisos realizados un año anterior, también se traducirán en inversiones el año siguiente.

La empresa Pluspetrol Bolivia Corporation se adjudicó el Bloque Candúa, ubicado entre los departamentos de Santa Cruz y Sucre. La licitación se realizó dentro del marco de la Ley de Hidrocarburos No 1689 y el Reglamento de Licitación de Áreas para Exploración y Explotación, aprobado por Decreto Supremo No 25049 de 22/05/98.

Esta adjudicación significará para el país una inversión adicional de 3.63 millones de dólares a ejecutarse en los próximos tres años en actividades exploratorias en el área ubicada en la zona no tradicional.<sup>11</sup>

---

<sup>11</sup> Informe Técnico Julio 1999, YPFB.

Lo que buscamos ilustrar con estos casos, es el inicio de una dinámica sectorial de acumulación del capital transnacional, en el sector boliviano de hidrocarburos, promovido por un conjunto de reformas de las instituciones del Estado; esto es, el establecimiento de normas, leyes y reglamentos con efectos prácticos en la dinámica de la reproducción del capital. Los procedimientos aplicados en las licitaciones, estaban “enmarcados en la Ley de Hidrocarburos No 1689 del 30 de abril de 1996 y el Reglamento de Licitación de Áreas para Exploración y Explotación aprobado por D.S. 25049 de 22 de mayo de 1998.”<sup>12</sup>

Si bien el año 1996 del gobierno de Gonzalo Sánchez de Losada, fue un año del establecimiento de los dispositivos legales, principalmente a partir de 1998 y en el transcurso de 1999, durante el gobierno de Hugo Banzer Suarez, la regulación, más allá de la formalidad establecida en la ley, empieza a operar de modo práctico a través de reglamentos específicos, y cuando es factible identificar el nuevo rol de YPFB. Como indica el Informe Técnico de diciembre de 1999:

Durante 1999 la Vicepresidencia de Negociaciones Internacionales y Contratos (VPNC) de YPFB tuvo a su cargo la administración y fiscalización de 100 contratos de riesgo compartido para la exploración, explotación y comercialización de hidrocarburos. Asimismo, concluyó con la administración del contrato de exportación de gas natural a la República Argentina e inició la exportación de gas natural al Brasil de acuerdo al Contrato de Compra-Venta de Gas Natural YPFB-PETROBRAS, asumiendo el rol de Agregador del gas y Cargador del Gasoducto GTB.<sup>13</sup>

Al mismo tiempo, los gobernantes realizaban ajustes a la normativa vigente para viabilizar el ingreso y las operaciones de las empresas extranjeras. Así, el informe técnico de septiembre de 1998 señalaba:

Se hicieron algunas modificaciones a la Ley de Hidrocarburos, algunas de estas son: aprobación de un nuevo Reglamento de Licitación de Áreas para Exploración y/o Explotación; aprobación de un nuevo Reglamento de Pago de Patentes; derogación del D.S. 24754, sustitución del texto del artículo 53 del Reglamento de Devolución y Retención de áreas; modificación de varios artículos del Reglamento de Comercialización de Gas.”<sup>14</sup>

---

<sup>12</sup> Informe Técnico Agosto 1998, YPFB

<sup>13</sup> Informe Técnico Diciembre 1999, YPFB

<sup>14</sup> Informe Técnico Septiembre 1998, YPFB

El espectro de la regulación, y las actividades que ella implicaba era bastante amplio. Iba desde la elaboración y promulgación de leyes y decretos, donde se ajustaban procedimientos de pago de impuestos, modificación de reglamentos, en fin, se definían los criterios de clasificación de la actividad de las empresas transnacionales en el sector, y la observación de su cumplimiento, esto es, la fiscalización. Así, según indica el informe técnico de octubre de 1999:

Decreto Supremo 25504 de 3 de septiembre de 1999: Especifica el procedimiento que se seguirá para la devolución del Impuesto al Valor Agregado (IVA) al sector hidrocarburos por las exportaciones realizadas.

Decreto Supremo 25556 de 22 de octubre de 1999: Modifica el Reglamento de Unidades de Trabajo para la Exploración ampliando la escala de equivalencia con 5400 U.T.E. para pozos de 7000 metros de profundidad.

Decreto Supremo 25572 de 5 de noviembre de 1999: Modifica la fórmula establecida en el Reglamento de Pago de Patentes, tomando en cuenta el índice de inflación del dólar correspondiente al promedio de enero de 1996 para el mismo año base de cálculo del índice ID considerado en la publicación “International Financial Statistics” del Fondo Monetario Internacional.

Decreto Supremo 25589 de 19 de noviembre de 1999: Aprueba el Reglamento para la Quema de Gas Natural

Decreto Supremo 25594 de 19 de noviembre de 1999: Modifica el D.S. 25450 facultando a YPFB a solicitar ante el Servicio Nacional de Impuestos Internos la emisión de un Certificado de Crédito Fiscal correspondiente a la devolución del IVA a nombre de Gas Transboliviano S.A.<sup>15</sup>

Los informes técnicos desmienten el mito liberal de la “retirada del Estado”. Al contrario, permiten visualizar que el rol principal del Estado devenía en regulador de la dinámica de acumulación. Los representantes del Estado elaboraban y modificaban los reglamentos que definían criterios relativos a licitaciones de áreas para promover el ingreso de empresas extranjeras, definir criterios para el pago de patentes, pago de impuestos, comercialización de gas.

---

<sup>15</sup> Informe Técnico Octubre 1999, YPFB. Aunque los Decretos Supremos 25572, 25589 y 25594 fueron promulgados en el mes de noviembre de 1999, es así como aparece registrado en el Informe citado. (Ver Informe Técnico Octubre 1999 pág. 6)

Una vez establecidas las “reglas del juego”, la regulación devino fundamentalmente en la actividad de fiscalización. Para ello, YPFB buscó dotarse de cierta tecnología. En este sentido, se desarrolló un nuevo sistema de información, denominado SIGAP-F, que contenía información espacial de pozos, sísmica, bloques de contratos, áreas de interés petrolero, estructuras, ductos, puntos de medición, gravimetría y magnetometría.

“Con este sistema se facilitará la ejecución de las funciones de fiscalización y control de operaciones petroleras, entre ellas, la ubicación rápida de un área específica, el seguimiento de la perforación de pozos, la diagramación de plantas con sus respectivas ubicaciones de puntos de medición, obtención de historiales de producción, consulta del historial de interpretaciones geológicas, despliegue de la secuencia estratigráfica atravesada del pozo, diagramación del historial de volúmenes y calidad del gas de exportación, etc”.<sup>16</sup>

La regulación, durante el período de la capitalización, de modo práctico consistía en la actividad de fiscalización. Al respecto, el actual Gerente Nacional de Fiscalización, Luis Alberto Sánchez, cuenta su experiencia:

“a mi me ha tocado estar en el inicio de la fiscalización donde ha sido Yacimientos residual donde se llama Vicepresidencia de Negociaciones y Contratos la VPNC donde era la única, la única unidad que ha quedado dentro de esta empresa residual que básicamente nosotros fiscalizábamos pero no teníamos acceso a los campos, poco acceso”.<sup>17</sup>

YPFB fue reducida a la unidad de fiscalización, con muy poco personal, un número limitado de fiscales de campo, que tenían la tarea de verificar los valores relativos a las actividades de exploración y producción. En palabras del Ingeniero Rolando Mendoza, “siempre hubo una YPFB residual, y quedó con fiscales que eran de YPFB, ellos hacían un control en todos los campos, iban y tenían la información, verificaban mediciones, obviamente de los volúmenes de gas, creo que por la poca cantidad de fiscales que tenían, no los tenían todos los días... no se si eran 6 u 8 fiscales que tenían que ver 40 campos”.<sup>18</sup>

Según el Gerente de la Dirección Nacional de Programas de Trabajo, Edwin Alvarez Pantigoso, esta reducción se debió a que “la gente de YPFB se quedó en Chaco, en Andina en Transporte, fueron reclutados por Petrobras, mucha gente que actualmente

---

<sup>16</sup> Informe Técnico Mayo 2002, YPFB

<sup>17</sup> Luis Alberto Sánchez, Gerente Nacional de Fiscalización, YPFB. Viillamontes, Tarija 5 de Junio de 2012

<sup>18</sup> Ing. Rolando Mendoza, Director de Desarrollo y Producción, YPFB. Santa Cruz de la Sierra, 2011.

trabaja en Petrobras toditos son ex -funcionarios de YPFB la gran mayoría”<sup>19</sup>. La privatización de YPFB supuso la emigración del personal calificado a las principales empresas petroleras del sector en Bolivia.

A las limitaciones de personal, se añadía la condicionante de que el alcance mismo de la fiscalización, era bastante restringido. En palabras del Ingeniero Leoncio Ruiz, “la fiscalización era sólo simple recoger datos”. Según Ruiz, el fiscal del período de la capitalización, básicamente validaba los datos otorgados por las empresas.

“los certificadores solamente validaban la información de las empresas, inclusive la noción que se manejaba en ese entonces había que poner lo que decían las empresas, lo que decían 100 por 100 y no había porque cuestionarla, porque ellos tenían la legalidad porque las empresa venían a ganar no venían a engañar etc., etc., ¿no? Se manejaba otra óptica ¿no?”<sup>20</sup>

A estas restricciones, impuestas por los capitalistas extranjeros, se añadían limitaciones de orden técnico. En palabras de Luis Alberto Sánchez:

“recién se estaba iniciando los procedimientos ehh simplemente se hacia un re-cálculo de la producción para verificar si es que ellos reportaban los volúmenes correctos para la certificación de la producción eso era, eran tareas muy limitadas no, no teníamos ningún control, eh y en realidad todo el negocio lo manejaban las operadoras en este caso las empresas petroleras extranjeras”.<sup>21</sup>

Las condiciones técnicas y de personal de YPFB residual, junto a las restricciones de la actividad regulatoria, establecidas por los empresarios; en comparación con la intensificación de la regulación durante el gobierno del MAS, hacen que algunos entrevistados nieguen la existencia de regulación durante el período de la capitalización. Según Leoncio Ruiz, por ejemplo, la fiscalización propiamente dicha no existía antes de 2005. Probablemente el recuerdo de Ruiz se halle influido por las limitaciones de la actividad regulatoria que existían durante los gobiernos neoliberales, y la disminución de la propia dinámica regulatoria desde el año 2000 en adelante; en comparación con el mayor ímpetu regulatorio durante la gestión del MAS. No obstante, la regulación de la actividad de las empresas transnacionales, como actividad del Estado, se inició a fines de los 90.

---

<sup>19</sup> Edwin Álvarez Pantigoso, Gerente Nacional de Programas de Trabajo, Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos, La Paz 6-8 de Septiembre de 2011.

<sup>20</sup> Ing. Leoncio Ruiz, Jefe de la Unidad de Control de Producción, YPFB. Santa Cruz de la Sierra, 2011

<sup>21</sup> Luis Alberto Sánchez, Gerente Nacional de Fiscalización, YPFB. Viillamontes, Tarija 5 de Junio de 2012

Según indica el Ingeniero Walter Nuñez de la Unidad de Seguimiento y Control de UTE's, “[E]l 98 ya, ya había fiscalización. Claro que sí, ya había fiscalización. Prueba de eso es que los contratos anteriores, a la firma de su operación tenían fiscales y ya existía la VPNC. Usted sabe que la ley 3058, es elevada el 2005. Ya anteriormente había fiscalización, la 1689, tenía fiscales también en campo. Todos los proyectos que se hizo, ya contenía fiscal, se hacían trabajos de fiscalización”.<sup>22</sup>

En palabras de Walter Nuñez, cada Proyecto de Exploración y Producción, tenía un fiscal de campo asignado para verificar los valores declarados por las empresas: “Cuando uno tiene un producto. Empieza a explorar, empieza a probar áreas. Entonces es lo que usted va a observar también en este proceso. Una vez que se firman estos contratos en áreas reservadas, usted va a ver la réplica, lo que sucedió en los años dos mil, noventa y nueve, dos mil, dos mil uno. Va a ver esa réplica en esos años justamente.”<sup>23</sup> A fines de los 90, la regulación de la acumulación del capital transnacional, a través de la fiscalización, mediante geólogos e ingenieros petroleros, devino la principal, y la única actividad de YPF residual.

Mendoza indica que cuando trabajaba para una de las empresas extranjeras, tuvo “contacto directo con los fiscales de YPF, ellos han verificado que los valores que hemos reportado eran los correctos, si bien no lo hacíamos todos los días, pero cuando estaban presentes ellos podían verificar esa información.”<sup>24</sup>

Según Mendoza, los fiscales podían ingresar al campo y verificar los datos que se medían, como la información que se generaba en el campo: “reportes de equipo, reportes mensuales de producción, todo eso estaba disponible para el fiscal de campo”. No obstante, esta afirmación no niega, sino que más bien reafirma otras aseveraciones en el sentido de que durante el período de la capitalización la fiscalización consistía principalmente en la revisión de los reportes de las empresas. En palabras de Luis Alberto Sánchez: “todo era reporte de la empresa o sea no teníamos ningún elemento de contraste y no teníamos ningún dispositivo para que podamos nosotros determinar a ciencia cierta.”

Hay que matizar esta afirmación. Los fiscales tenían los elementos para verificar los volúmenes de producción: “la parte de contabilidad siempre incluso antes que yo he entrado tenían los procedimientos, la forma de controlar la producción eso ha sido una constante”<sup>25</sup>, dice el fiscal de producción Ingeniero Fernando Salinas. Sin embargo,

---

<sup>22</sup> Ing. Walter Nuñez, Ingeniero de la Unidad de Seguimiento y Control de UTE's YPF, 2010.

<sup>23</sup> Ing. Walter Nuñez, Ingeniero de la Unidad de Seguimiento y Control de UTE's YPF, 2010.

<sup>24</sup> Ing. Rolando Mendoza, Director de Desarrollo y Producción, YPF. Santa Cruz de la Sierra, 2011.

<sup>25</sup> Fernando Salinas, Fiscal de campo Margarita, YPF

temas relativos a costos de producción, precios de comercialización, por ejemplo, estaban fuera del alcance de los fiscales de campo. La fiscalización podía verificar UTE's y volúmenes de producción, pero sólo eso. En palabras de Sergio Antonio Guzmán, Jefe de la Unidad de Explotación, del Ministerio de Hidrocarburos y Energía, YPFB era básicamente “verificador de producción”.

#### **2.4. Descripción de la estructura organizacional de YPFB en 1999<sup>26</sup>**

En el Informe Técnico de Diciembre de 1999, de YPFB, se encuentra un Organigrama Funcional (Ver Anexo II) que ilustra la estructura organizativa de la empresa de la época, y que ayuda a comprender las funciones principales de YPFB después de la privatización del sector.

A la cabeza de la institución, se encuentra el área de la Presidencia Ejecutiva, bajo la cual se encuentran 5 dependencias: Asesoría Legal General, Asesoría Técnica General, Auditoría Interna, Relaciones Públicas y la Unidad de Regularización y Ajuste (Transitoria) eso en lo que respecta la parte ejecutiva.

En segundo nivel viene la Vicepresidencia de Negociaciones Internacionales y Contratos (VNIC), que también cuenta con 7 dependencias directas: Asesoría Técnica General, que se encuentra a la par con la Unidad de Tecnología de Información, la Asesoría Legal Operativa junto con la Oficina Buenos Aires, la Unidad Estadística junto con la Oficina Río de Janeiro, y por ultimo la Unidad de Seguimiento y Control, Gestión.

En cuanto a las gerencias dependientes, se pueden identificar 8:

1. Gerencia General de Administración y Control de Contratos, que a su vez, cuenta con dos dependencias: Centro Nacional de Información Hidrocarburífera y Asesoría General Técnica. Dependiente de la VNIC.
2. Gerencia Contratos Exploración y Explotación. Dependiente de la VNIC.
3. Gerencia Exportación Gas Natural. Dependiente de la VNIC.
4. Gerencia Nacional de Administración y Finanzas. Dependiente de la VNIC.
5. Gerencia de Control Exploración. Dependiente de la Gerencia General de Administración y Control de Contratos.

---

<sup>26</sup> Redactado por la auxiliar de investigación Daniela Loayza Lara

6. Gerencia de Control de Producción. Dependiente de la Gerencia General de Administración y Control de Contratos.
7. Gerencia de Control de Reservorios. Dependiente de la Gerencia General de Administración y Control de Contratos.
8. Gerencia de Control Exportación Gas. Dependiente de la Gerencia General de Administración y Control de Contratos.

Otro aspecto notable del organigrama es el hecho que la mayoría de las dependencias se hallan concentradas en un solo departamento, La Paz, mientras que solo la Gerencia General de Administración y Control de Contratos con sus dependencias se hallan en la ciudad de Santa Cruz, al igual que la Gerencia Nacional de Administración y Finanzas.

Asimismo en el mencionado informe se identifica las funciones que YPFB debe cumplir, en cuatro grandes campos:

- I. Exploración y Explotación de Hidrocarburos: Responsable de la suscripción y administración de CONTRATOS DE RIESGO COMPARTIDO.
- II. Exportación de gas natural: Responsable de la suscripción y administración de CONTRATOS DE EXPORTACIÓN GAS NATURAL AL BRASIL

III. Información

IV. Participación

El Informe continúa describiendo una serie de roles en cuanto a las funciones I y II que son las más importantes:

*Contratos de riesgo compartido:*

1. Promoción, Licitación y Suscripción de Contratos
2. Delimitación de Áreas
3. Pago de Patentes
4. Unidades de Trabajo para la Exploración (U.T.E.): asignación, verificación, certificación, determinación de créditos por ejecución de U.T.E. en exceso, rescisión de contratos por incumplimiento de obligaciones mínimas de U.T.E.
5. Administración de Boletas de Garantía y Cartas de Crédito

6. Subrogación de Contratos
7. Devolución de Áreas
8. Declaración de Programas de Desarrollo
9. Calificación de Hidrocarburos Nuevos y Existentes
10. Fiscalización y Certificación de la Producción
11. Fiscalización de Quema y Venteo de Gas
12. Fiscalización de Inyección de Gas
13. Administrar las Reservas Nacionales
14. Manejo Ambiental

*Administración de los contratos exportación de gas natural funciones como agregador y cargador en la exportación de gas natural al Brasil*

1. Administrar y negociar el contrato de compra –venta de gas natural suscrito entre YPF y PETROBRAS, con el objetivo de exportar en el año 2000 un volumen de 9.10 MMM3D incrementándose hasta 30.08 MMM3D a partir del año 2004 y hasta el 2019.
2. En este contrato YPF es el vendedor y PETROBRAS es el comprador
3. Cumplir con sus obligaciones de Agregador
4. La VPNC es responsable de las funciones comerciales relativas a la implementación de los acuerdos de venta de gas para la exportación al Brasil y a la Argentina.
5. Las actividades de Agregador forman parte de las funciones de administración de contratos.
6. Como Agregador forma parte del Comité de Agregación con los Productores
7. Tiene la obligación de negociar los contratos adicionales al de compra – venta para consolidar los 30 MM3D
8. La VPNC determinará las reservas probadas de gas con fecha efectiva al 1° de enero de cada año calendario

9. El reporte anual de reservas, así como cualquiera de las revisiones conocidas deben ser publicadas por la VPNC tan pronto estén disponibles
10. La VPNC debe nominar y asignar volúmenes para el mercado brasileño de acuerdo a lo establecido con los Productores y el RCG.
11. Suscripción con PETROBRAS de acuerdos complementarios para la ejecución del Contrato de Compra –Venta de Gas
12. Participar en el Comité de Gerencia y los Subcomités Comercial y Técnico entre YPFB y PETROBRAS
13. Determinar los precios de venta de gas de acuerdo a Contrato
14. Elaborar programas anuales de exportación
15. Asignar los volúmenes de gas por campo y por Productor, efectuando nominaciones diarias en función a la demanda
16. Fiscalizar, controlar y registrar las entregas diarias en volumen y calidad de gas mediante calibración de medidores y registradores en el punto de entrega de cada Productor
17. Calcular la distribución volumétrica –energética mensual aportada por cada Productor para fines de pago.
18. Distribuir entre los Productores las penalidades por concepto de “Take or Pay”, “Make Up” o “Deliver or Pay” correspondientes a cada mes
19. Emitir las facturas mensuales a PETROBRAS por el gas exportado para comercialización y por el gas combustible para uso del sistema. Hacer seguimiento de los pagos mensuales a los Productores.
20. Como agentes y en representación de los Productores, negociar y suscribir con GTB los Contratos de Transporte de Gas desde Río Grande hasta Mutún
21. Implementar y administrar los Contratos de Transporte
22. Controlar y registrar los volúmenes y calidad del gas transportado
23. Fiscalizar las calibraciones de medidores y registradores en las estaciones de Río Grande y Mutún
24. Controlar la correcta aplicación de las tarifas de transporte

25. Controlar las diferencias de los volúmenes de gas entregados en Río Grande y los entregados en Mutún
26. Aprobar y procesar las facturas de transporte de GTB y autorizar a PETROBRAS el pago pertinente
27. Tramitar las devoluciones de impuestos ante autoridades bolivianas en beneficio de GTB, de acuerdo a disposiciones legales.

El marco institucional en el que se define esta distribución de funciones es el siguiente:

- Ley de Hidrocarburos (LH) –Ley 1689 de 30/04/96
- Reglamento de la Organización del Sector de Hidrocarburos (ROISH) D.S. 25454 de 31/03/97

## **2.5. Las UTE's: los efectos de la regulación sobre la acumulación durante la etapa de la capitalización**

Uno de los criterios básicos de la regulación, era definir las Unidades de Trabajo de Exploración, como indicadores clave de las actividades de exploración de las empresas, pero también, de los efectos de las instituciones en la dinámica sectorial.

También se tiene información sobre las Unidades de Trabajo para la Exploración UTE. Considerando la cantidad de parcelas<sup>27</sup> y la ubicación de las mismas, el titular tiene la obligación de ejecutar una cantidad mínima de UTE, por lo que podría considerarse un indicador importante de los cambios o medidas institucionales que afectan a la producción y al resto de las variables de estudio.<sup>28</sup>

Una UTE, es equivalente a un kilómetro de línea sísmica de segunda dimensión (2D) o de tercera dimensión (3D), registrada, procesada, interpretada y mapeada; a un kilómetro de gravimetría registrado, interpretado y mapeado con espaciado mínimo de grilla 1.000 mts.

Un pozo exploratorio con 1.000 metros de profundidad, por ejemplo, equivale a 250 UTE's, con 2.000 metros, equivale a 440 UTE's, y va subiendo progresivamente hasta llegar a los 7.000 metros de profundidad, que equivale a 5.400 UTE's.

---

<sup>27</sup> 1 parcela=2500 hectáreas

<sup>28</sup> Informe Técnico Diciembre 1998, YPFB

Cada UTE, es valorizada “a objeto de establecer la garantía bancaria de cumplimiento de contrato. Dicha valoración asciende a 5.000 dólares...”<sup>29</sup>. En caso de incumplir el contrato, el Estado retiene este monto.

Ahora bien, la Ley de Hidrocarburos establece claramente la cantidad mínima de UTE’s que deben explorarse, de acuerdo a la cantidad de parcelas que existen en el área de concesión. Por ejemplo en una extensión entre 1 y 5 parcelas en la zona tradicional, deberían explorarse un mínimo de 500 UTE’s, y en el área no tradicional, 300 UTE’s; entre 5 y 10 parcelas, 700 UTE’s en el área tradicional y 400 UTE’s en el no tradicional; en un área entre 10 y 20 parcelas, 900 y 500 UTE’s respectivamente; y en un área entre 20 y 40 parcelas, 1200 y 600 UTE’s respectivamente.

El año 1998, es prácticamente de la firma de los contratos de riesgo compartido, por lo que el rol dinámico es fundamentalmente de los representantes del Estado en términos de reglamentos, de contratos, de protocolización de los mismos, y de licitación de áreas. La actividad de exploración impulsada por las empresas transnacionales se halla prácticamente en sus inicios:

En la gestión 1998 se certificaron en total 4 UTE, de las cuales 3 son de los contratos de Riesgo Compartido resultantes de la Conversión y 1 de la Licitación. Ninguna de las UTE provenientes de las empresas capitalizadas fueron certificadas. El resto de las UTE no se certificaron debido a que para el momento del informe se venían realizando actividades de prospección geofísica y de perforación exploratoria en cada bloque, que aun no concluyeron, por lo tanto se las considera como no certificadas.<sup>30</sup>

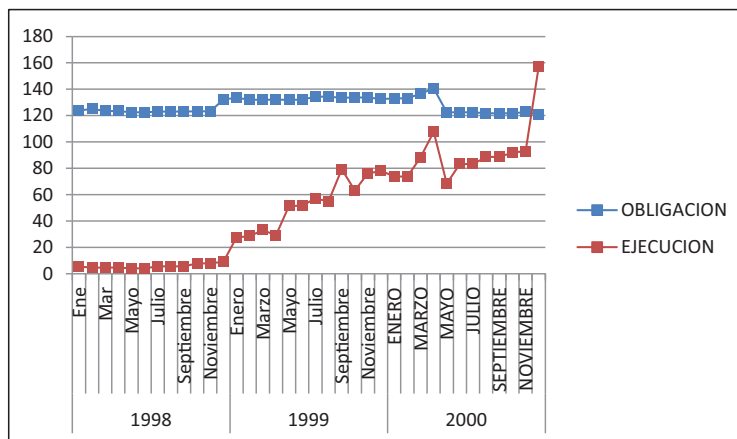
Como indican los informes técnicos y la Gráfica VI, el año 1998 las UTE’s ejecutadas fueron muy pocas. Va a ser a partir del año 1999 cuando las UTE’s adquieran una tendencia incremental, hasta septiembre de 2000, que es cuando las UTE’s ejecutadas sobrepasan el número de UTE’s programadas.

---

<sup>29</sup> Reglamento de Unidades de Trabajo para la Exploración, ANEXO 28393 Ley 3058 Artículo 4, *Gaceta Oficial de Bolivia*

<sup>30</sup> Informe Técnico Diciembre 1998, YPFB

**GRÁFICA VI: Ejecución y Obligación de Unidades de Trabajo para la Exploración. (1998-2000)**



Fuente: Elaboración propia en base a Informes Técnicos 1998-2011 YPFB

La Gráfica VI, además de representar la dinámica incremental de la exploración a cargo de las empresas extranjeras desde enero de 1998, representa la regulación en dos etapas: antes y después de la ejecución de las UTE's. Antes, mediante la firma de contratos de riesgo compartido, donde se define una cantidad mínima de UTE's a ser realizadas por las empresas extranjeras, suscritas en un compromiso entre el Estado y los capitalistas extranjeros. Y después, mediante la certificación por parte de YPFB, de un número de UTE's realizadas, y que finalmente aparece en los informes técnicos.

De modo agregado, la gráfica representa la interacción entre el personal del Estado, a través de YPFB, y el personal de las empresas extranjeras, en el establecimiento de compromisos, y en el cumplimiento de los mismos.

En esta interacción, el rol principal del Estado, mediante la VPNC, fue la de fiscalizar el cumplimiento de los contratos de riesgo compartido, en el marco de la reglamentación vigente. Tal como indica el informe técnico de noviembre de 1999:

En este punto, según el Reglamento de Normas Técnicas y de Seguridad para las Actividades de Exploración y Explotación de Hidrocarburos aprobado por D.S. 24689 de 2/07/97, la VPNC tiene como deber efectuar el seguimiento del programa de exploración que el titular está obligado a entregar a YPFB, así como realizar el seguimiento y fiscalización de

actividades exploratorias como: estudios geofísicos (gravimetría, magnetometría y sísmica), estudios de fotogeología y fotogrametría, estudios geoquímicos, estudios geológicos de superficie y subsuelo, perforación de pozos y su completación, y pruebas de producción.<sup>31</sup>

La curva roja de la Gráfica VI, no sólo representa las UTE's efectivamente ejecutadas por las empresas transnacionales, sino también la actividad del personal de la VPNC que ha fiscalizado, y luego, efectivamente verificado el cumplimiento de un determinado número de UTE's. "Entre las funciones mencionadas de la VPNC, están la certificación de Unidades de Trabajo de Exploración, lo que consiste en legalizar aquellas unidades que concluyeron actividades de exploración, como adquisición de líneas de gravimetría, magnetometría, sísmica 2D, sísmica 3D, reprocesamiento de líneas sísmicas y perforación de pozos exploratorios."<sup>32</sup>

Desde el inicio de la administración de la nueva modalidad de contratos de riesgo compartido, hasta el año 2003, se ha efectuado 168 certificaciones de Unidades de Trabajo para la Exploración (U.T.E), correspondientes a actividades de adquisición de líneas de gravimetría, magnetometría, sísmica 2D, sísmica 3D, reprocesamiento de líneas sísmicas y perforación de pozos exploratorios.<sup>33</sup>

Las certificaciones de UTE's son indicadores importantes de la regulación. Se trata de la verificación por parte del personal estatal, de un acuerdo entre el Estado y las empresas transnacionales previamente realizado.

De modo coincidente con la dinámica expansiva, expresada por el incremento de las UTE's ejecutadas entre 1999 y 2000, las certificaciones de UTE's llegaron a su nivel más elevado esos años: 58 y 52 certificaciones respectivamente. Partiendo del supuesto de que la exploración es *tiempo de trabajo socialmente necesario*, o sea, que la exploración realizada se tradujo en el descubrimiento de un yacimiento, los datos precedentes indican que la dinámica de la regulación en el sector de hidrocarburos, se desarrolló de modo más o menos simultáneo con la dinámica de la acumulación, confirmando la hipótesis marxiana de que "la estructura material de la sociedad determina la superestructura jurídica".

---

<sup>31</sup> Informe Técnico Diciembre 1999, YPF B

<sup>32</sup> Ídem.

<sup>33</sup> Informe Técnico 2003, YPF B

**CUADRO III: Número de Certificaciones de UTEs por tipo de Contratos 1998-2003**

| CERTIFICACIONES                                    | 1998    | 1999    | 2000    | 2001    | 2002    | 2003    | Total   |
|--|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|
| Número de Certificaciones                          | 9       | 58      | 52      | 19      | 16      | 14      | 168     |
| UTE Certificadas en Contratos de la Capitalización |         | 23552.5 | 7382.15 | 3893.29 | 8119.7  | 3702.44 | 46650.1 |
| UTE Certificadas en Contratos Convertidos          | 6592.47 | 16511.6 | 18235.4 | 10027   | 1020    | 7207.57 | 59594   |
| UTE Certificadas en Contratos Licitados            |         | 40918.4 | 58980   | 7574.45 | 7945.86 | 3158    | 118577  |
| Total UTE Certificadas                             | 6592.47 | 80982.5 | 84597.5 | 21494.8 | 17085.6 | 14068   | 224821  |

**Fuente:** Informe Técnico YPFB, Diciembre 2003.

Sin embargo, dialécticamente, las instituciones políticas, a su vez sobre-determinan la dinámica de la acumulación, tal como el test de causalidad de Granger, aplicado a los años 1998, 1999 y 2000, permite evidenciar.

**CUADRO IV: Resultados econométricos sobre causalidad Obligacion de UTEs y Ejecución de UTEs (1998, 1999 y 2000)**

| Pairwise Granger Causality Tests    |     |             |             |
|-------------------------------------|-----|-------------|-------------|
| Date: 07/20/12 Time: 15:47          |     |             |             |
| Sample: 1998M02 2000M12             |     |             |             |
| Lags: 8                             |     |             |             |
| Null Hypothesis:                    | Obs | F-Statistic | Probability |
| DUOBLI does not Granger Cause DUEJE | 35  | 3.44596     | 0.03552     |
| DUEJE does not Granger Cause DOUBLI |     | 2.01467     | 0.14832     |

Los resultados de la estimación para los períodos 1998-2000 nos indica que existe relación de causalidad en el sentido de Granger en una sola dirección. La UTE obligada puede predecir el comportamiento de la UTE ejecutada en el periodo mencionado, ya que se rechaza la hipótesis nula de no causalidad con el 5% de nivel de significancia.

**Fuente:** Elaboración propia en base a datos de los informes técnicos de YPFB

Partiendo del supuesto de que la exploración es *tiempo de trabajo socialmente necesario*, o sea que se traduce en un producto que finalmente satisface una necesidad social, el análisis econométrico permite poner en evidencia que durante los últimos años del siglo XX, los compromisos institucionales entre el Estado y los empresarios extranjeros, promovieron la acumulación del capital transnacional, en la fase de exploración. Esto es, que la regulación sobre-determinó la acumulación.

Una variable clave de la acumulación, es la concentración de medios de producción en manos de los capitalistas. Un buen indicador de la concentración de capital, que puede permitirnos superar los “vacíos” que deja el supuesto precedente del tiempo de trabajo socialmente necesario en la fase de exploración<sup>34</sup>, es el incremento de reservas de gas natural en trillones de pies cúbicos (TCF, por sus siglas en inglés), entre 1996 y 2005, resultante del proceso de perforación precedentemente realizado. Si en 1996 se contaban 5,53 TCF, y en 1999 8,58 TCF's, para el año 2000 las reservas se habían incrementado a 32,21 TCF, y llegarán a 54,86 TCF's en 2003, fundamentalmente como efecto de la exploración en los campos San Alberto, San Antonio y Margarita, donde las protagonistas principales fueron Petrobras y REPSOL. O sea, el aumento de las reservas de gas indicaba fundamentalmente un proceso de concentración de capital “en manos” de los accionistas de aquellas empresas<sup>35</sup>, como efecto de la exploración y los acuerdos entre el Estado y las transnacionales previamente realizado<sup>36</sup>, con efectos prácticos en las demás fases del ciclo de reproducción del capital, simultáneamente reguladas por el Estado.

En febrero de 1999, PETROBRAS solicitaría la declaración de “Descubrimiento Comercial” de los niveles de Formación Huamampampa del Campo San Alberto, ubicado en el Bloque del mismo nombre<sup>37</sup>. “Con este motivo se envió información de

---

<sup>34</sup> Puesto que no siempre la exploración deriva en el descubrimiento de un yacimiento.

<sup>35</sup> Se certificaron nuevos volúmenes de reservas de hidrocarburos en los campos San Alberto y Sábalo, ubicados en los Bloques San Alberto y San Antonio. Los cuales son operados por la empresa petrolera Petrobras Bolivia S.A. La certificación la realizó la compañía DeGolyer & MacNaughton el 31 de agosto de 1999. Los volúmenes de reservas de gas natural y condensado, entre reservas probadas y probables son: 5.39 millones de metros cúbicos de gas natural y 90.79 millones de barriles de condensado para el campo San Alberto, 3.41 millones de metros cúbicos de gas natural y 59.40 barriles de condensado para Sábalo. En total se certificaron la existencia de 8.80 millones de metros cúbicos de reservas de gas natural y 150.19 millones de barriles de petróleo condensado.

<sup>36</sup> El informe técnico de diciembre de 1999, señala que en dicha gestión se perforaron 37 pozos en total; de los cuales 18 eran exploratorios, 5 productores, 5 en terminación y en perforación, 1 que se encontraba en operaciones de control y 2 abandonados. 19 pozos de desarrollo que en su mayoría eran productores (11) y el resto se encontraba esperando terminación, en perforación y uno fue abandonado. “De esta descripción concluimos que respecto a la gestión anterior, el año 1999 la producción en cuanto a pozos fue mejor” dice el informe.

<sup>37</sup> De acuerdo a lo establecido por el Reglamento de Devolución y Retención de Áreas aprobado mediante D.S. 24335 de 19/7/96, Petrobras Bolivia S.A. en fecha 14 de enero de 1999 solicitó la Declaración de Descubrimiento Comercial.

tipo técnica a YPFB, en base a la cual Petrobras seleccionó un área de explotación con una extensión de 7.00 parcelas, equivalentes a 17512.32 hectáreas, y se apresta a realizar las actividades de desarrollo del campo con miras a la exportación de gas natural.” La declaración de YPFB de “descubrimiento comercial”, habilitaba el desarrollo de los campos y la producción.

También, la empresa Total Exploration Production Bolivie, operadora del Contrato de Riesgo Compartido para el Bloque Tarija Oeste, realizó pruebas exitosas en el pozo ITAU-X1 (A), ubicado en la provincia Gran Chaco del Departamento de Tarija. En una prueba inicial durante el mes de junio de 1999, se obtuvo una producción diaria de 865.000 metros cúbicos de gas y 830 barriles de condensado. Que en total significa una productividad diaria de 1.660.000 metros cúbicos de gas y 1.440 barriles de condensado.

Además, en este mismo pozo se descubrió una columna de gas de más de 500 metros de altura lo cual confirma la dimensión de las reservas de gas de la estructura de Itaú, que se estima se extiende a más de 30 kilómetros en el Bloque Tarija Oeste.<sup>38</sup>

En este periodo también se realizaron pruebas de producción en el pozo Margarita-X3. Éstas en inicio, dieron como resultado un caudal diario de casi 2 millones de metros cúbicos de gas y 2300 barriles de petróleo. “Cabe mencionar, que el pozo aun no está concluido, su perforación continúa. Con todo se estima el descubrimiento de un yacimiento con unas reservas que podrían alcanzar a más de 300 millones de barriles equivalentes de petróleo (1.80 TCF de gas), según Maxus (empresa operadora del Bloque Caipipendi y encargada de la perforación de este pozo) esta cifra podría duplicarse cuando se concluyan los trabajos exploratorios en curso”.<sup>39</sup>

Estamos en el proceso de formación de los Megacampos, controlados fundamentalmente por PETROBRAS y por REPSOL, empresas que constituirán el “núcleo” del régimen de acumulación del capital transnacional en el sector boliviano de hidrocarburos. En palabras del Ingeniero Walter Nuñez, “los campos que fueron descubiertos en la fase de la [Ley] 1689, ahora van a entrar a desarrollo, o están en desarrollo”. La actividad de las petroleras en los megacampos determinará el boom de la producción, básicamente durante la segunda mitad de la primera década del siglo XXI.

---

<sup>38</sup> Informe Técnico Febrero 1999, YPFB.

<sup>39</sup> Informe Técnico Septiembre 1999, YPFB

## 2.6. Conflicto de clases, regulación y acumulación de capital

Desde el año 2000, la exploración tendrá una evolución francamente regresiva y, en la misma medida, disminuirá también la regulación, expresada en un número menor de certificaciones de UTE's. De hecho, la ralentización de la regulación se refleja en los mismos informes técnicos, que a partir del año 2003, dejan de tener una periodicidad mensual, y sólo aparecen como informes técnicos anuales.

El año 2005, un año de transición, las unidades de fiscalización, en consonancia con la dinámica francamente regresiva de la regulación, estuvieron a punto de cerrarse. Dicha unidad contaba apenas con 5 certificadores, y su actividad comenzaba a convertirse en irrelevante: “Lo triste era que el 2005, la certificación tuvo muchísimos problemas y la noción que se manejaba era de que se iba a cerrar la unidad de YPFB”<sup>40</sup>. Se manejaba el criterio de que la actividad de fiscalización pasaría a manos de una empresa privada.

Además de las condiciones internacionales, expresadas en la dinámica cíclica de la acumulación de capital, cuya fase recesiva se extiende hasta el año 2003, inciden las condiciones políticas internas, como el ascenso de las movilizaciones populares contra las empresas transnacionales y por la nacionalización de los hidrocarburos, que en Octubre de 2003 y junio de 2005 derivaron en la expulsión de los gobiernos de Sánchez de Losada y de Carlos Mesa, respectivamente. Ciertamente, la efervescencia popular, la exacerbación del conflicto de clases, la inestabilidad política que de ella derivaron, también tuvieron efectos sobre la regulación y la acumulación de capital. En este sentido, el informe técnico de 2004 indicaba:

“No se licitaron nuevas áreas de contrato, en vista de que, de acuerdo a las disposiciones contenidas en el DS 27416 de 26 de marzo de 2004, las licitaciones anuales de áreas han quedado postergadas hasta la aprobación y puesta en vigencia de la nueva Ley de Hidrocarburos y sus reglamentos....

Se suspendió el contrato de riesgo compartido para el Bloque Charagua, bajo causal de Fuerza Mayor debido a problemas ocasionados por la comunidades del lugar, asimismo se suspendieron las actividades de Petrobras Bolivia S.A. en el Bloque Rio Hondo, debido a problemas de permisos ambientales.”<sup>41</sup>

---

<sup>40</sup> Ing. Leoncio Ruiz, Jefe de la Unidad de Control de Producción, YPFB. Santa Cruz de la Sierra, 2011

<sup>41</sup> Informe Técnico 2004, YPFB

El informe técnico de 2004 indica la interrupción de un período de licitaciones, inaugurado en 1998; debido al cambio de la Ley. Esta modificación fue impulsada por la llamada “Agenda de Octubre”, que surgió después el alzamiento popular de octubre de 2003, donde grandes movilizaciones de campesinos aymaras y vecinos de la ciudad de El Alto, lucharon contra el proyecto del MNR y del consorcio transnacional Pacific LNG de venta de gas a los Estados Unidos por un puerto chileno.

En este sentido, uno de los factores que explican el rezago del inicio de una nueva fase expansiva de las Inversiones Extranjeras en Bolivia, desde 2003 hasta 2009, respecto de la nueva fase expansiva de la IED iniciada en 2003 en Sud América; fue ciertamente de orden político: era la exacerbación del conflicto de clases y sus efectos sobre la regulación.

La situación política de la década de los 90, que promovió una progresiva dinámica regulatoria y un aumento de la inversión extranjera, fue diferente. Si relacionamos la variable inversiones, con la variable frecuencia de movilizaciones sociales, veremos que el incremento de las inversiones de fines de los 90, coincidía con un bajo nivel de movilizaciones sociales. El período 1993-1998, no sólo era un período de reformas institucionales del Estado, favorables a las inversiones extranjeras, sino que también es el período gubernamental en el que menos movilizaciones sociales mensuales, en promedio, se registraron: 14,73 acciones colectivas por mes, en promedio (Villaruel 2002); esto es, una frecuencia próxima a la impuesta por la dictadura militar de Bánzer entre 1971 y 1978: 11,45 movilizaciones en promedio por mes. La expansión económica de los 90, no sólo se desarrollará en un contexto de “reforma institucional”, sino también de relativa estabilidad política, esto es, de reflujo de la dinámica de las movilizaciones sociales de clases subalternas; y una correlación de fuerzas favorable al gobierno y a los capitalistas extranjeros.

Desde inicios del nuevo milenio, la situación política cambia en un sentido opuesto. Acontecimientos como la “Guerra del agua” de Cochabamba en abril de 2000, la “Guerra del gas” de octubre de 2003, que derivó en el derrocamiento del gobierno de Gonzalo Sánchez de Losada, o las jornadas de mayo y junio de 2005 por la “nacionalización de los hidrocarburos”, que culminaron con la renuncia del Presidente Carlos Mesa, eran el “cenit” de una escalada en la conflictividad social y un flujo de movilizaciones sociales, que contrastaba con fines de los 90, época más bien de reflujo de las movilizaciones sociales. El año 2003, el número de eventos conflictivos registrados por la prensa ascendió a 414; y el año 2004, a 654 (Laserna y Villaruel 2008).

Un factor local clave, que explica que los bajos niveles de inversión se hayan prolongado seis años más allá de las tendencias regionales de la IED en América Latina, es la

agudización de la lucha de clases de los años 2003-2005, y el proceso de reforma institucional del período 2005-2008 en el país.

En este ámbito, es importante analizar los efectos de la lucha de clases en la percepción de los inversores petroleros. Todavía en 2009, un año de mayor estabilidad política bajo una nueva hegemonía, la del MAS, el Fraser Institute Global Petroleum Survey, realizado a representantes de empresas transnacionales petroleras, ubicaba a Bolivia entre las 7 jurisdicciones con mayor inestabilidad política; y entre las cuatro jurisdicciones con mayor índice de riesgo geopolítico (Fraser Institute 2009).

El análisis del Fraser Institute (2009) se basa en información obtenida de 577 entrevistados que representan a 276 compañías – cuyos presupuestos de exploración y desarrollo totalizaron \$ 200 billones en 2008, más del 50% del gasto en el upstream mundial, de acuerdo al World Energy Outlook 2008. El survey evalúa la percepción de los inversores sobre 143 jurisdicciones en el mundo. Entre ellas, Bolivia era la jurisdicción menos atractiva para los inversores, junto a Venezuela, Níger, Nigeria, Kazakistan y Rusia.

No obstante que el período épico de los “movimientos sociales” ya había llegado a su término, en 2009 los capitalistas extranjeros todavía escuchaban los ecos de la frecuencia revolucionaria de un lustro atrás. Los “espectros revolucionarios” de las “guerras” del agua y del gas, contra las empresas transnacionales en Bolivia, y sus augurios de expropiaciones y confiscaciones, motivaron la huida de los inversionistas extranjeros. Fue, por tanto, en el marco de una nueva correlación de fuerzas de clase a nivel local, donde se desarrollan las reformas implementadas por el gobierno del MAS.

El Fraser Institute (2009) también coloca a Bolivia como el país menos atractivo para los inversores, debido a las cargas fiscales, incertidumbre en el régimen regulatorio, reivindicaciones de tierras aborígenes. En 2009, el Frase Institute captaba los cambios institucionales inaugurados en 2005, básicamente el incremento de impuestos y de regalías al 50%, como resultado de la aprobación de la Ley de Hidrocarburos 3058; la aprobación del Decreto Héroes del Chaco de mayo de 2006 y las estatizaciones impulsadas por el gobierno del MAS.



## 3.1. Las nuevas instituciones y las variables de la acumulación<sup>42</sup>

El Decreto Supremo Héroes del Chaco N° 28701, promulgado por el gobierno de Evo Morales el 1 de mayo de 2006; en el ámbito de las leyes, replanteó las relaciones entre el Estado y las empresas transnacionales petroleras sobre la propiedad legal de los hidrocarburos y su comercialización.

Según el Decreto Héroes del Chaco, el Estado recuperaba “la propiedad, la posesión y el control total de los hidrocarburos”. Las empresas que desearan seguir operando en el sector, debían emigrar hacia nuevos contratos, en un lapso no mayor a 180 días. En ese lapso, el gobierno firmó 44 nuevos contratos con 12 empresas petroleras, que para entonces operaban en el país. Los nuevos contratos eran de operación, lo cual suponía un cambio importante respecto de los contratos de riesgo compartido de los años 90.

Según el Decreto 29701, YPF, a nombre y representación del Estado, asumía la comercialización de los hidrocarburos, “definiendo las condiciones, volúmenes y precios, tanto para el mercado interno, como para la exportación e industrialización”. Esta también constituyó otra modificación importante con relación a la Ley de Hidrocarburos de los 90. Según el nuevo Decreto, el producto obtenido como resultado de la producción, pertenecía al Estado. Este se convertía en el único con la atribución de venderlo. En este sentido, fue el gobierno de Evo Morales que negoció nuevos precios y nuevos volúmenes de exportación de gas al Brasil y la Argentina.

Las empresas devenían en “prestadoras de servicios”. En este sentido, el Estado debía devolver las inversiones realizadas (“costos recuperables”) y otorgar una “ganancia razonable”, que se hallara en función de las inversiones y la producción realizadas. Según la ley 3058 de 2005, el 50% del valor de la producción obtenida, se destinaba al pago de IDH y regalías. El otro 50%, según los nuevos contratos se distribuía entre las empresas y el Estado de acuerdo a: “[U]n factor de cálculo que depende de la relación entre la depreciación acumulada, la inversión realizada y el volumen de producción: a mayor inversión y producción, menor *participación* para YPF y mayor *retribución* para la empresa”<sup>43</sup>

---

<sup>42</sup> El anexo 1, muestra los cambios institucionales según normas, decretos y resoluciones durante el período 2005-2010.

<sup>43</sup> <http://www.cedla.org/obie/system/files/Zambia.pdf>

Este hecho indica que, si bien el estado había recuperado la propiedad sobre el objeto de trabajo (gas), los medios de trabajo seguían en propiedad de las transnacionales; propiedad reconocida en los costos recuperables.

Si el criterio básico establecido en la ley de hidrocarburos de 1996, era atraer el interés de los inversores, propagandizando los bajos impuestos recaudados por el Estado; el criterio de los nuevos contratos de operación definido por el gobierno del MAS, era básicamente captar el interés de los capitalistas mediante la figura de una “depreciación acelerada”. En este sentido informa Oscar Mercado, Presidente de la Unidad de Retribuciones y Participaciones de YPF, al referirse a los incentivos establecidos en los contratos de operación:

“Bueno ha habido un equipo que ha hecho un estudio ¿no? Un estudio, más que, más que una revisión digamos de los tipos de contratos que ha habido en la región y qué tipo de incentivos habían explorado. Básicamente el tipo de incentivo es a través de impuestos o a través de depreciación...

Yo creo que es la parte financiera que es la depreciación, qué tipo de depreciación se va a hacer, teniendo como referencia lo que tienen los contratos de operación. Los contratos de operación tienen una depreciación que influye en el flujo de los, de las operadoras a través de la amortización y que esto justamente permite el flujo a las empresas para seguir haciendo inversiones en nuevas, eh, proyectos de inversión. En ese sentido digamos es lo que se ha analizado, se ha trabajado....

Es la depreciación acelerada ¿no? Tú sabes que en esta industria, eh, es, eh, es intensivo en capital. Entonces ellos quiere recuperar lo más antes su inversión, entonces una forma de hacerlo es a través de la depreciación acelerada.”<sup>44</sup>

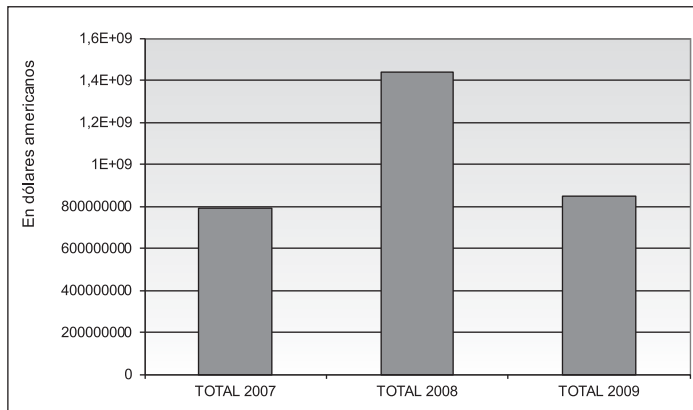
La intencionalidad de los reformadores del nuevo milenio, además de captar una mayor parte del excedente, era también atraer a los inversionistas extranjeros. Partiendo de este criterio, una norma puede incidir en la acumulación, en tanto capta el interés de los capitalistas, al incidir en las variables que definen la tasa de ganancia; esto es, la división del plusvalor sobre el capital invertido. O sea, se requieren ciertas condiciones favorables de recepción de una norma, lo cual, nuevamente invalida la hipótesis institucionalista.

---

<sup>44</sup> Oscar Mercado Presidente de la Unidad de Retribuciones y Participaciones de YPF, 2010.

Los contratos de riesgo compartido de 1996 aumentaban la tasa de ganancia, al reducir el monto del plusvalor apropiado por el Estado vía impuestos, cuando se trataba de “pozos nuevos”. Los contratos de operación del 2007, si bien disminuían el monto del plusvalor apropiado por las empresas, aumentaban la tasa de rotación del capital. Esto puede, por ejemplo, visibilizarse en los costos operativos mas las utilidades reconocidos por YPFB a los empresarios extranjeros, después de la firma de los contratos de operación:

### GRÁFICA VII: Retribución a las Operadoras (2007 – 2009)



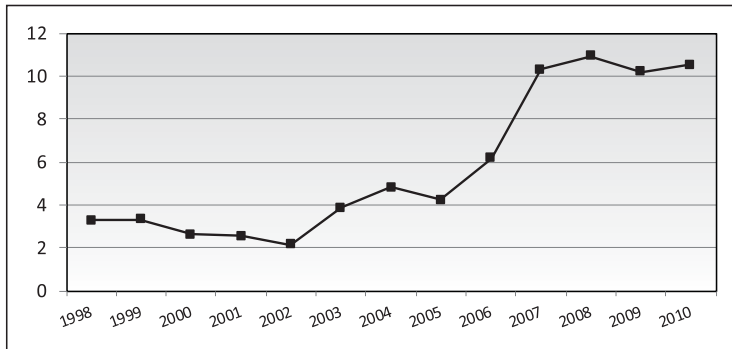
**Fuente:** Elaboración propia a partir de datos proporcionados por el personal de YPFB.

La retribución a las operadoras del año 2008, es prácticamente el mismo monto que las recaudaciones del Estado en el sector de hidrocarburos, hechas dicho año. En cierto modo, estos datos permiten comprender el hecho de que las empresas hayan firmado los nuevos contratos de operación y hayan permanecido en Bolivia, pese a la importante disminución de sus ganancias como efecto del aumento de los impuestos y las regalías. La producción de hidrocarburos seguía siendo atractiva.

De hecho, la evolución de la tasa de ganancia durante el gobierno de Evo Morales fue francamente progresiva. En palabras del presidente de REPSOL: “Por supuesto que Repsol tiene la responsabilidad con sus inversores, con sus accionistas, porque a sus accionistas les dice “estoy invirtiendo, estoy operando en Bolivia y... tengo una utilidad razonable que es la que ha definido Evo Morales, y definen todos sus discursos, una utilidad razonable, para... ehh... satisfacción de los... de los... inversionistas, que confiaron y nos dieron el mandato de poder invertir en Bolivia”.<sup>45</sup>

<sup>45</sup> Jorge Ciacciarelli, Director de REPSOL BOLIVIA S.A. Santa Cruz, 2012

**GRÁFICA VIII: Evolución de la Tasa de Ganancia (1998-2010)**



**Fuente:** Elaboración propia con base en datos de la UNCTAD ([http://unctadstat.unctad.org/TableViewer/tableView.aspx? ReportId=88](http://unctadstat.unctad.org/TableViewer/tableView.aspx?ReportId=88)) y el Banco Central de Bolivia, Sector Externo ([http://www.bcb.gob.bo/?q=estadisticas/sector\\_externo](http://www.bcb.gob.bo/?q=estadisticas/sector_externo))

Para el presidente de Repsol, y presumiblemente para los accionistas de las demás empresas transnacionales, las tasas de ganancia durante el gobierno de Evo Morales, superiores al 10%, podrían definirse como *razonables*.

### **3.2. El dominio transnacional de la dinámica de acumulación durante el gobierno del MAS**

Las reformas no supusieron el paso del dominio del proceso de acumulación en su conjunto, de manos privadas, a manos del Estado. La magnitud del negocio del gas, no sólo en términos de la magnitud del producto, el valor y el volumen del comercio que representa, sino también en términos del excedente que a partir de dicha actividad se genera, indican que la expansión del mercado interior como efecto de la venta de gas, la extensión de redes domiciliarias, el control sobre las refinerías y sobre el transporte de hidrocarburos, la construcción de una planta separadora de líquidos; son cambios relativamente menores en comparación con el ciclo de acumulación del dinero invertido en el gas, mayoritariamente propiedad de las empresas transnacionales (Cfr. Orellana 2010). El sector de hidrocarburos en Bolivia, no es un sector predominantemente estatizado, sino que es un sector predominantemente transnacionalizado.

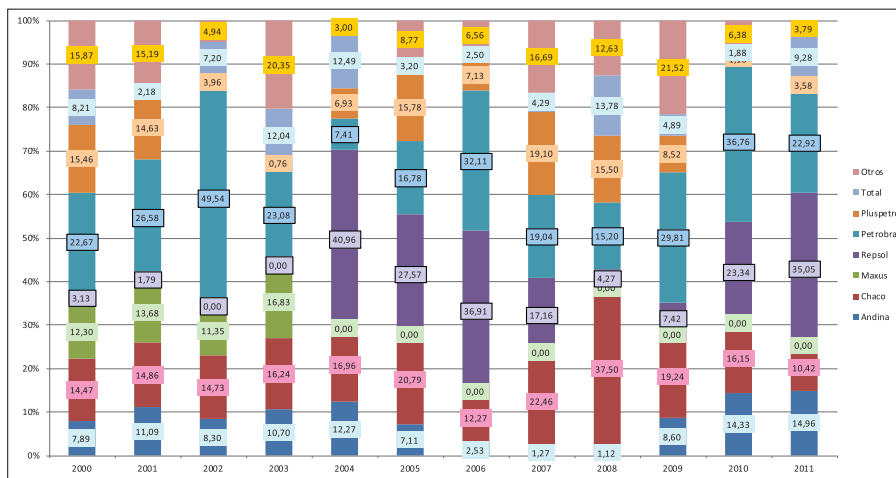
Una comparación de la situación de las inversiones de las empresas estatales petroleras en América Latina, con las inversiones petroleras en Bolivia, permiten dar cuenta que en tanto en México, Brasil y Venezuela, por ejemplo, el ciclo de acumulación en el sector de hidrocarburos está controlado por el Estado; en Bolivia en cambio, este está controlado principalmente por las empresas transnacionales.

Según Campodónico, “los gastos de capital en exploración, desarrollo y producción realizados por las empresas extranjeras durante la segunda mitad de los años 90 en América Latina y el Caribe, ha alcanzado un monto anual promedio de 5.500 millones de dólares, lo que equivale a la tercera parte de la inversión realizada por las empresas petroleras estatales” (Compodónico 2004: 19).

Durante el período 1995-2005, en tanto las empresas PEMEX, PETROBRAS, PDVSA, ECOPETROL, ENAP, PETROECUADOR y PETROPERU invirtieron en su conjunto 167.025 millones de dólares; en los países donde residen estas empresas estatales las transnacionales sólo invirtieron 42.570 millones de dólares (26%)<sup>46</sup>.

El dominio de una empresa estatal sobre una dinámica sectorial de acumulación, implica que esta empresa estatal es la principal inversora, o sea, controla la fase D del ciclo de acumulación; lo que le otorga a su vez, el dominio sobre el proceso inmediato de producción. Por el contrario, como indica la Gráfica IX, las empresas de exploración y explotación Chaco y Andina, controladas por el Estado a partir de 2009, no son principales actores de la inversión entre los años 2009 y 2011.

**GRÁFICA IX: Los Agentes de Acumulación**



**Fuente:** Elaboración propia con base en datos de los informes técnicos de YPFB

**Notas:** El informe técnico de 2003 no presenta datos para Canadian, Pan American, Repsol ni Tecpetrol para el año 2003. Inversiones de Noviembre y Diciembre de 2004 de Maxus corresponden a inversiones del Grupo Repsol YPF E&P Bolivia S.A. Datos de la Gestión 2008 y 2009 es información reportada por el operador, sujeto a revisión de costos.

<sup>46</sup> Calculado en base a datos presentados en la ponencia “La inserción internacional y el desarrollo Minero-energético en América Latina” en el evento “DEMOCRACIA, DESARROLLO Y RECURSOS

En 2009, 2010 y 2011, las inversiones de Chaco y Andina representaron conjuntamente el 27%, el 30% y el 25% respectivamente. La estatización de los activos de BG y de Repsol, en las empresas Chaco y Andina, no implicaron el paso del dominio del proceso de acumulación de “manos” de las transnacionales a “manos” del Estado. De hecho, más del 70% de las inversiones esos tres años eran predominantemente de las transnacionales petroleras; de Petrobras y de Repsol en primera línea, que los años 2010 y 2011 representaron en promedio el 60% de las inversiones.

En el período 2001-2011, Petrobras y Repsol representaron juntas poco más del 50% de las inversiones. La dinámica de la acumulación de capital en Bolivia, durante el período 1998-2011, está básicamente regida por la actividad de esas dos empresas transnacionales; ellas constituyen el eje articulador del régimen sectorial de acumulación del capital transnacional, más allá de las reformas inauguradas por el gobierno del MAS en 2009.

Las estatizaciones promovidas por el gobierno del MAS, supusieron que la dirección de Repsol sobre Andina, y de BG sobre Chaco, pasara a manos de YPFB; pero básicamente el dominio de Petrobras y de Repsol, debido a su tradicional control de los megacampos que producen cerca del 70% de los hidrocarburos, se mantuvo.

El Estado no es el principal agente de la producción, ni de la acumulación. La definición que realiza el presidente de Repsol sobre el rol del Estado, por un lado, y sobre el rol de Repsol, por otro, ilustra a cabalidad, desde su punto de vista, el perfil de la transnacional como agente clave de la acumulación: “Repsol... lo que trae es... una capacidad de inversión, de liquidez... vamos a ponerlo así, un know how, una tecnología para no solamente desarrollar y ejecutar los proyectos, sino para operar las instalaciones [...]”.<sup>47</sup>

En el régimen sectorial de acumulación del capital transnacional, hay un nuevo actor productivo, YPFB, que junto a Total, Pluspetrol, BG, y otras empresas de menor envergadura, son satélites de Repsol y de Petrobras.

### **3.3. La regulación durante el gobierno del MAS**

¿Si el Estado no es el principal agente de la acumulación en el sector de hidrocarburos, entonces cual es su rol principal? Según el presidente de la transnacional Repsol en Bolivia, el rol principal del Estado es de regulador: “El rol del estado hoy por hoy... bueno... es... no es... no es fácil este... hacer un resumen... pero... en lo que a nosotros respecta, el

---

NATURALES” [http://www.cepal.org/dmri/noticias/noticias/7/32097/PARA\\_WEB\\_CEPAL.pdf](http://www.cepal.org/dmri/noticias/noticias/7/32097/PARA_WEB_CEPAL.pdf) y Campodónico (2004).

<sup>47</sup> Jorge Ciacciarelli, Director de REPSOL BOLIVIA S.A. Santa Cruz 2012

estado es el dueño de los hidrocarburos... es el **regulador de toda la actividad... y a su vez en algunas áreas actúa como operador**, explorando, u operando algunos activos”.<sup>48</sup>

YPFB no es principalmente un ente “operativo”, es decir, una empresa cuya primera función sea la extracción del hidrocarburo de las entrañas de la tierra. YPFB es principalmente un ente de fiscalización. En palabras de la máxima autoridad de la Vicepresidencia de Administración de Contratos y Fiscalización, Fernando Salazar: “Ya está tomando mas cuerpo técnicamente YPFB, que no estemos operando no quiere decir que no estemos participando, si estamos participando, pero no operativamente, no operativamente porque no tenemos equipos, pero personal si tenemos, personal tenemos en todas las plantas, en todos los pozos 24 horas al día, lo que hablábamos, de los fiscales “todos los días ha pasado, esto ha pasado”, al igual con la gente que trabaja”.<sup>49</sup> En palabras del Vicepresidente, la participación de YPFB en la extracción de los hidrocarburos, es principalmente mediante la fiscalización.

La entrevista del Vicepresidente confirma la afirmación del Presidente de Repsol, en el sentido de que el principal rol del Estado, hoy es la regulación. De hecho, sostenemos que el papel de regulador será desarrollado, ampliado y fortalecido durante la gestión gubernamental del MAS.

Según palabras del Jefe de la Unidad de Exploración del Ministerio de Hidrocarburos y Energía, si se quiere identificar algún cambio institucional, no es tanto en los ministerios, como en YPFB donde se debe ir a buscar. El rol de los Ministerios siempre fue elaborar leyes y decretos. Es en YPFB, el “brazo operativo” del Ministerio, donde deben investigarse los cambios en la regulación sectorial.

“SG.- Mmmm....el manejo de la institución únicamente siempre es el mismo... nmmm no importa la tendencia la ideología y demás, el tema es el rol que cada gobierno le de a las distintas instituciones, o sea el cambio no se lo nota en el ministerio, el cambio por ejemplo se lo siente o se lo ve en Yacimientos. Antes no participaba constantemente, era verificador, ee de producción y demás ahora sí participa en los contratos, suscripción de contratos esteee mmm, contratos de comercialización, abastecimiento, un cambio radical en el rol del estado, antes eso se lo dejaba a las empresas entonces como Ministerio en ese ámbito nosotros veíamos el tema de la liquidación de regalías que cumplan ciertos, ciertas condiciones, y emmm ciertos formalismos para la presentación de regalías se les pedía que presenten esto, esto y esto y presentaban digamos, en ese

---

<sup>48</sup> Jorge Ciacciarelli, Director de REPSOL BOLIVIA S.A. Santa Cruz 2012, negrillas nuestras.

<sup>49</sup> Fernando Salazar, Vicepresidente de Administración Contratos y Fiscalización YPFB, La Paz 2012

sentido el Ministerio no ha cambiado sino las otras instituciones, el Ministerio siempre fue elaborar decretos, resoluciones, normativas todo eso siempre se ha trabajado en ese sentido”<sup>50</sup>

El cambio básico en YPF, interpretado por el Jefe de la Unidad de Explotación del Ministerio de Hidrocarburos y Energía como un « cambio radical en el rol del Estado », consistió en que YPF paso de ser « verificador de producción », a participar en los contratos de comercialización y de abastecimiento para el mercado interno. Antes, eran las empresas extranjeras las que suscribían los contratos de venta con sus clientes fronterizos, hoy YPF es el único facultado para comercializar los hidrocarburos, tanto en el mercado interior como en el mercado externo.

La definición de los contratos de operación, implica que YPF es el dueño del producto extraído de las entrañas de la tierra. En este sentido, YPF debe retribuir a los empresarios extranjeros por el « servicio » de extraer el hidrocarburo. Ello implica la ampliación de la propia actividad de fiscalización. El Ingeniero Walter Núñez de la Unidad de Seguimiento y Control de UTE's lo pone en términos sencillos :

“En términos sencillos, usted tiene su casa bajo la 1689, usted alquila la casa; el señor que le está arrendando la casa, usted le está empleando el señor. El pone un negocio de salchichas, usted alquila jem, el terreno, y lo que él haga le paga usted su regalía, sus impuestos y el negocio parte de quiebre o producto de negocio, es a cuenta y riesgo de él. Bajo la actual ley, el propietario quién es, el señor que ha arrendado el terreno y a la vez es el dueño del producto que va a sacar; por lo tanto el señor de las salchichas solamente le fabrica las salchichas, usted se encarga de la comercialización del producto; por lo tanto qué tiene que tener. Mayor control, mayor fiscalización. Entonces eso está reflejado justamente en este tipo de contrato. ¿no? Ese sería un reflejo claro, básicamente, en términos ficticios. ¿Qué le quiero decir con esto? Que anteriormente toda la producción hasta el punto de entrega o salido del árbol de producción la operadora se hacía cargo de todo, ella podía entregar donde ella quería su producto, vender a las condiciones que ella veía por conveniente y pues hacía negocios enteros. Pero ahora, bajo este marco del contrato de operación, las reglas son diferentes. El estado produce, eh, perdón, el Estado es el dueño del subsuelo, la empresa le extrae el producto y le entrega en el punto de fiscalización. Usted en ese tramo le dice, cuánto te debo por haber sacado mi producto y tú por haber invertido tus horas de

---

<sup>50</sup> Sergio Antonio Guzmán, Jefe De La Unidad De Explotación, MHE , La Paz 6-8 de Septiembre de 2011

trabajo. Entonces tú le pagas, él, él, o sea Yacimientos le retribuye por ese trabajo y Yacimientos desde el punto de fiscalización hace su negocio ya para adelante, como propietario y para hacer eso que necesita usted más, dar ímpetu a la fiscalización, para que tenga un mejor resultado tanto en generación óptima de volúmenes de producción entonces cambia la óptica de un punto al otro punto.”<sup>51</sup>

Hoy, como durante el periodo de la capitalización, la principal función del Estado es la fiscalización. Lo que diferencia una época de otra, es el alcance de la fiscalización, pues a la tradicional fiscalización de la producción y de la perforación, hoy se añade la fiscalización de los costos recuperables; esto es, del calculo que debe realizarse en función de las inversiones realizadas, lo que implica verificar en detalle y aprobar que erogación de dinero por parte de la empresa debe ser o no considerada como un « costo ». En palabras del Ingeniero Walter Núñez de la Unidad de Seguimiento y Control de UTE’ s:

“el contrato de operación, básicamente lo que hace es retribuir, dar retribuciones, es básicamente un contrato donde usted es el propietario y usted paga por la producción entregada en punto de fiscalización. Entonces lo que se hace es retribuir por las operaciones, lo cual involucra justamente un control del CAPEX y el OPEX básicamente, en función al tipo de operación que va a hacer la empresa, será exploración o básicamente explotación o desarrollo de campo versus el contrato de servicio.”<sup>52</sup>

La tarea de controlar los costos operativos, supuso la ampliación del espectro de la fiscalización, en palabras de Walter Núñez, una « *densificación de los trabajos* ». El número de fiscales se multiplicó hasta llegar a la centena, se crearon nuevas unidades y nuevas actividades.

### **3.4. Descripción del trabajo de fiscalización de los fiscales<sup>53</sup>**

La actividad de fiscalización tiene su soporte en la actividad que realizan diariamente los fiscales de campo. Estos forman parte de YPF B Corporación y llegarían a ser la fuente primaria de información para realizar la actividad de fiscalización y seguimiento al trabajo que realizan las empresas operadoras.

---

<sup>51</sup> Ing. Walter Núñez, Ingeniero de la Unidad de Seguimiento y Control de UTE’s YPF B, 2010

<sup>52</sup> Ing. Walter Núñez, Ingeniero de la Unidad de Seguimiento y Control de UTE’s YPF B, 2010

<sup>53</sup> Redactado por la auxiliar de investigación Daniela Loayza Lara

En base a las entrevistas realizadas a distintos fiscales, se pueden identificar 3 tipos de fiscales: de producción, de costos recuperables que también supervisan el avance de los proyectos, y de Unidades de Trabajo para la Exploración<sup>54</sup>.

La forma de trabajo que ellos tienen es conocida con el nombre de 14/7, que significa que trabajan 14 días en el campo y tienen 7 días de descanso. Así lo describe el fiscal Francisco Adán:

“todos los días íbamos en campo, no tenés feriado, no hay, no tenés sábado domingo, todos los días es lo mismo nomás. O sea vos haces un régimen de trabajo de... 14/7, 14 días de trabajo en el campo, y 1 semana de descanso. Ehh... la actividad pues está basada en... todo es en el control de producción., producción de gas de líquidos, realizar los balances digamos de gas, también de líquidos, haces el control de la cromatografía, control de la calibración de los medidores... ehnn... haces el control de las pruebas de control de producción de pozos, pozo por pozo.

O sea es un sinnúmero de actividades, digamos, que vos realizas, ehnn en campo.”<sup>55</sup>

Para realizar el trabajo de fiscalización, el fiscal cuenta con varios insumos, estos se enlistan según la actividad de fiscalización que ellos realizan, de la siguiente forma:

### **Producción**

- Manual de funciones específico
- Programas de Trabajo (PTP)
- Acuerdos de Entrega
- Nominación diaria
- Cantidad Inicial de la Reserva Estimada del Campo

### **Costos Recuperables**

- Manual de Funciones específico
- Contratos de Operaciones
- Condiciones de contrato:  
Operadora y Empresa de Servicios
- Programa semanal de Actividades de la operadora

---

<sup>54</sup> De los que no se cuenta con información debido a que durante el período en el que se desarrolló la presente investigación, la exploración estaba prácticamente estancada.

<sup>55</sup> Francisco Adán, Fiscal de Producción, Campo Sábalo, YPFB

### 3.4.1. Fiscalización de la Producción

#### ¿Qué fiscalizan?

En lo que concierne a la PRODUCCION de hidrocarburos, el fiscal debe controlar los volúmenes de producción tanto de gas como de hidrocarburos líquidos.

Una jornada laboral de un fiscal de producción comienza a las 5:00 a.m. ya que el parte diario se cierra a las 6:00. ¿Qué es el parte diario? Wilman Yabeta, Fiscal de Producción del Campo San Alberto nos responde: “parte diario es donde se reporta todo lo producido en la planta de gas y de líquidos” del día anterior. Por lo que el fiscal supervisa la medición del volumen producido del día anterior, mediante diversas técnicas según el tipo de hidrocarburos que se trate.

Tratándose del gas, existen medidores **auditables**<sup>56</sup> totalmente automatizados tanto a la entrada, medidores en el interior de la planta, así como en la salida de la planta<sup>57</sup>. Estos miden el gas producido y lo que hacen los fiscales es controlar el volumen de gas producido, verificar que los instrumentos de medición estén funcionando correctamente, así como calibrar los medidores de gas del día anterior. Con esta información, los fiscales obtienen volúmenes de gas producido, volumen de gas consumido, volumen de gas de venta. Estos son, el volumen de gas procesado, con lo cual se realiza el seguimiento de la distribución de los volúmenes de gas.<sup>58</sup>

Así también, existen condiciones de especificación de gas de venta según el contrato que se tienen que cumplir, y el fiscal debe verificar esto. Francisco Adán, Fiscal de Producción del Campo Sábalo menciona que el proceso de tratamiento del gas pasa por dos tipos de plantas, la DIPOINT y la CRIOGÉNICA. Esta última es empleada en caso de que el gas tenga alto contenido de propano. Parte de su función consta en sacar el GLP mediante una serie de procesos, verificando que el contenido de CO2 sea menor al 2%, ya que esta es una condición de especificación de venta establecida en el contrato. Además de lo mencionado, los fiscales cuentan con un programa informático como

---

<sup>56</sup> Según el fiscal Fernando Salinas auditable significa que están fabricados y diseñados de manera que no pueden ser modificados por nadie.

<sup>57</sup> “Ahora con respecto a gas... se hace el balance... el balance de gas... de toda la planta... entonces... el balance nos dice que todo lo que entra tiene que salir, tenemos, medidores a la entrada, medidores internos y medidores a la salida de la planta, el medidor de la salida de la planta es el único **inauditable**. Ese valor... solo lo maneja YPFB Transporte. Ese medidor solo, solo... o sea en la planta lo sacamos para sacar datos nomás.” Wilman Yabeta Viera, Fiscal de Producción Campo San Alberto

<sup>58</sup> Al parecer existe una confusión en los fiscales en cuanto al termino apropiado, Wilman Yabeta utiliza el termino inauditable en cambio Fernando Salinas el termino auditable, sin embargo el significado que ambos le dan es el mismo, que son equipos diseñados de manera que no puedan ser modificados por nadie.

herramienta para realizar todos los cálculos; y realizar las mediciones que en palabras del mencionado fiscal “tienen que estar todo... dentro de los parámetros de... estándares de... calibración”.

En dicho programa, los fiscales hacen correr los datos que la propia operadora les proporciona, y se compara con los valores obtenidos por el propio fiscal; ya que como menciona el entrevistado Adán: “[...] uno no puede estar confiando en lo que le pasa la operadora entonces... Yacimientos, como es una empresa seria, es el que lleva el control y el seguimiento a toda ese aparato de operaciones ¿no? en cuanto a presiones, temperatura, ehh... la, la este... la pureza de las soluciones, las concentraciones, las soluciones. Entonces... es... es... engloba, no solamente controla la producción, sino también el control de todos los parámetros de operación de la planta.”<sup>59</sup>

En cuanto a líquidos, según los fiscales entrevistados, existen varias formas de medición: radares de medición, medidores en línea, medidas en tanque, y otros. Sin embargo, la única medida oficial y aceptada tanto por la operadora como por YPF Co. es el huinchado en tanque, que consiste en introducir una huincha metálica en los tanques de líquidos, junto con unas pomadas que sirven para medir la densidad, el nivel de agua, la temperatura. Este proceso se repite tres veces con fines de tener una medida, lo más precisa posible. Cabe resaltar que estas tres medidas son tomadas por la operadora frente al fiscal de YPF Co.

En este sentido Jaime Amelunge, Fiscal de Producción del Campo Humberto Suarez Roca, lo describe así: “Entonces nuestra presencia es... ver que esa medición sea la lectura correcta. Una buena lectura correcta significa estar mirando... y viendo que ese valor es el correcto esa... es la actividad que se hace en un tanque de líquido”<sup>60</sup>.

O de manera más específica y destacando un aspecto importante Wilman Yabeta menciona lo siguiente: “Entonces... nosotros calculamos nuestros volúmenes, ellos calculan sus volúmenes, y hacemos la comparación, por... ley no tiene que pasar de 2%, haber una diferencia, de más de 2%, eso con respecto a líquidos, la medición”.

#### **3.4.1.1. Información Producida**

De todo este proceso de fiscalización cada fiscal debe producir lo siguiente:

- Reporte Diario
- Informe Semanal

---

<sup>59</sup> Francisco Adán, Fiscal de Producción, Campo Sábalo, YPF Co.

<sup>60</sup> Jaime Amelunge Pinto, Fiscal de Producción Campo Humberto Suarez Roca, YPF Co.

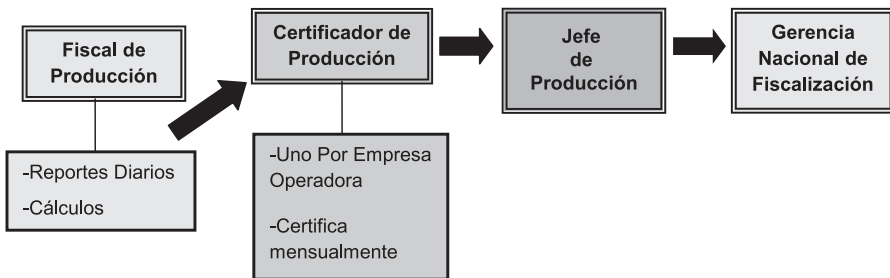
- Informe Mensual
- Informe Anual
- Otros, según requerimiento de la Jefatura

Esta información es entregada al Certificador de Producción, quien se encarga de certificar la producción, información que a su vez sirve para la devolución de las inversiones realizadas por la operadora. Así también, un aspecto interesante es lo que menciona Fernando Salinas Fiscal del campo Margarita, haciendo referencia al informe de producción que ellos preparan. Menciona que este informe, una vez concluido, es entregado por el fiscal al certificador de producción, así también como al resto de fiscales que trabajan en el campo, esto debido a la forma de trabajo, mencionada anteriormente: 14/7.

Para ilustrarlo, supongamos que una semana de trabajo es de lunes a lunes, y un fiscal de campo trabajó hasta el miércoles y le toca descansar a partir del jueves, entonces para dar continuidad al trabajo de fiscalización, el fiscal que está saliendo prepara un informe para el fiscal que está entrando para que éste esté enterado de todo el procedimiento que se siguió, y una vez más, la fiscalización tenga continuidad. Este es un aspecto muy interesante e importante del trabajo de fiscalización, porque denota que esta actividad no solo implica un contacto de YPFB con la operadora, sino involucra mucha organización y compromiso por parte del propio personal de la Estatal.

En conclusión, la información no solamente fluye hacia los niveles más altos de la estructura institucional de YPFB, sino también entre los mismos fiscales con el fin de que el trabajo de fiscalización tenga continuidad y exista un proceso de retroalimentación en cuanto a la información que se genera. El grafico X muestra tanto la jerarquía como el flujo de la información producida:

**GRÁFICA X: Flujo de la Información Producida por los Fiscales respecto de la Producción**



**Fuente:** Elaboración propia en base a entrevistas a fiscales

Sin embargo, la información también fluye desde la operadora. ¿De qué manera? Francisco Adán, Fiscal del Campo Sábalo menciona que el contacto directo en la operadora es con los coordinadores o supervisores de planta. Cualquier información que el fiscal requiera es con ellos de forma directa. La información no es solicitada a un agente de base, como mencionaba el fiscal. Necesariamente tiene que ver con el directo responsable y representante de la operadora en campo. Por lo tanto, la información fluye a través de dos conductos importantes: un representante de la operadora (supervisor del campo) y el fiscal de campo que llega a ser el máximo representante de YPFB en el campo, ya que después del fiscal no existe otro personal subalterno de la estatal.

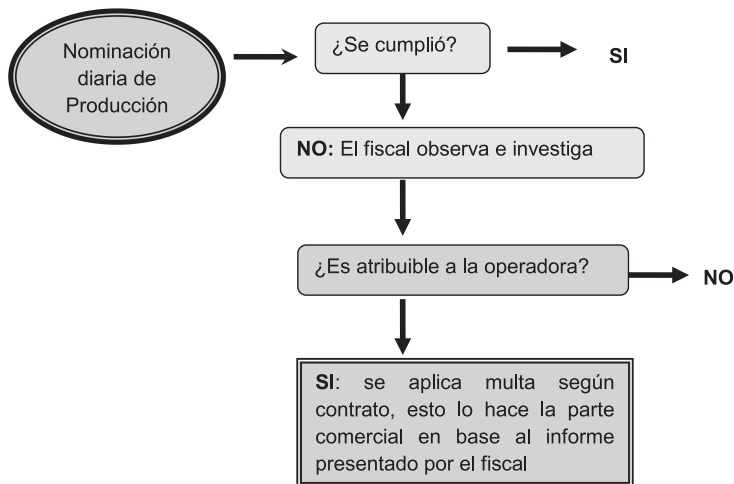
#### **3.4.1.2. Procedimiento cuando las operadoras incumplen la nominación diaria de producción**

Cuando existen diferencias entre la producción programada establecida en los PTPs y la producción realizada por la operadora, el fiscal realiza la observación correspondiente. Sin embargo, hay que aclarar que existen diferentes formas de compromisos en cuanto a la producción. Están los acuerdos de entrega, los PTPs y las nominaciones diarias de producción. Según el Fiscal Fernando Salinas, los acuerdos de entrega son de largo plazo entre 5 a 10 años, mientras que los PTPs son programados año a año.

En lo que respecta a la nominación diaria, esta es emitida por una unidad de la Vicepresidencia Nacional de Operaciones en base al manejo comercial, tanto de los contratos de exportación con Brasil y Argentina como con la demanda del mercado interno, y es en este tipo de compromiso en el que la fiscalización es más estricta en el sentido de que el cumplimiento de la nominación diaria de la producción debe cumplirse si o si.

En el caso de que la nominación diaria de producción no se haya cumplido, la operadora tiene que explicar y demostrar al fiscal la razón por la que no se cumplió con la nominación, entonces por su parte el fiscal va y busca la causa y verifica lo que la operadora dice. Si no es atribuible a la operadora, es decir si fue por alguna falla técnica o algo por el estilo, no sucede nada, pero si el error es atribuible a la operadora, el fiscal realiza la respectiva observación e informa al certificador y se aplica la multa respectiva de acuerdo al contrato. De forma ilustrativa, el procedimiento es el siguiente:

### GRÁFICA XI: Procedimiento de la fiscalización cuando la operadora no cumple la nominación diaria de Producción



Fuente: Elaboración propia en base a las entrevistas a fiscales

#### 3.4.2. Fiscalización de Costos Recuperables

En cuanto a la fiscalización de los COSTOS RECUPERABLES, es una actividad relativamente nueva, que comenzó a partir del año 2008. Se la realiza en base a dos fuentes: el Decreto Supremo 29504 que contiene los aspectos contables sobre inversiones y gastos operativos referidos a la mejora de la producción, y en segundo lugar en base al Programa de Actividades Semanal que la operadora entrega al fiscal. El fiscal debe certificar si se realizaron o no las actividades programadas, y si se realizaron o no ciertos costos. Veamos lo que dice un fiscal acerca de esto:

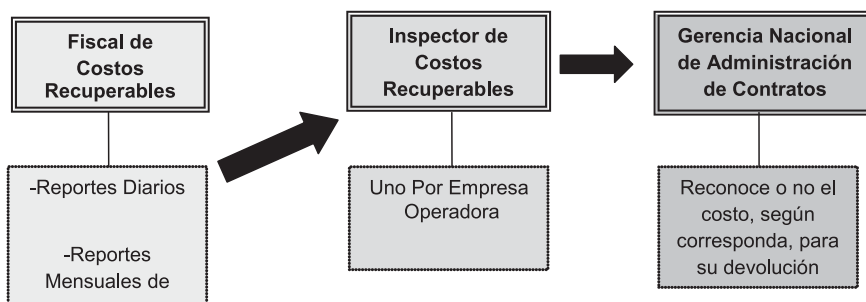
“[...] tenemos que... fiscalizar que todo lo que... dicen que gastaron, en verdad se lo gastaron, para que Yacimientos le devuelva. ¿no? Porque Yacimientos es el, es el jefe por decirle ahorita, entonces... ¿que digo?, si me dicen “se ocupó tanto de aceite para cambiar a tal compresor” tienen que avisarme que se va cambiar, y yo tengo que estar mirando si pusieron efectivamente ese aceite, o si no, [...]”<sup>61</sup>

<sup>61</sup> Wilman Yabeta Viera, Fiscal de Producción Campo San Alberto

Por lo que la operadora debe justificar los costos realizados según la ejecución de actividades programadas que tenga, para que el fiscal de su visto bueno y pase a la siguiente fase, de reconocimiento del costo. Así mencionaba Francisco Adán, fiscal del Campo Sábalo un punto importante. Según su apreciación, un fiscal tiene el mismo nivel jerárquico que un gerente de producción de la operadora. Esto significa que ninguna actividad se realiza sin el conocimiento del fiscal de producción. La actividad se realizará en tanto el fiscal de producción este informado de ello. Esto debido a que se deben justificar los trabajos realizados para el reconocimiento de los costos incurridos por la operadora. Este es un proceso que se lleva a cabo todos los días y comienza con una reunión a las 7 de la mañana, entre el coordinador de la operadora y el fiscal, con el propósito de informar la actividad que se realizará en el día o en la semana siguiente.

Al igual que en la producción, la información producida por el fiscal de costos recuperables tales como reportes diarios, reportes mensuales de seguimiento entre otros, es proporcionada al Inspector de Costos Recuperables, quién de forma paralela al Certificador de Producción, certifica el costo y le pasa la información a la Gerencia Nacional de Administración de Contratos de YPF quien procede al reconocimiento o no, según amerite el caso, del costo para su posterior devolución.<sup>62</sup> El gráfico siguiente (Grafica XII) ilustra el flujo de la información respecto a los costos:

**GRÁFICA XII: Flujo de la Información Producida por los Fiscales respecto a los Costos Recuperables**



**Fuente:** Elaboración propia en base a entrevistas a fiscales

<sup>62</sup> “Ahora en lo que decía del proyecto... también hacemos el seguimiento, tenemos que hacer nuestro cierre mensual igual... donde tenemos nuestro Inspector de Costos Recuperables. Eso es paralelo al Certificador. Están los Inspectores de Costos Recuperables igual por empresa. Entonces pasamos... nuestros reportes mensuales... del seguimiento que se hizo... con las cantidades de % de avance del

Sin embargo, las actividades programadas por la operadora no siempre son cumplidas por varias causas que no siempre tienen que ver con la mala organización de la operadora, en esos casos el fiscal también juega un papel importante. Wilman Yabeta lo describe así:

“[...] a veces hay alguna contrariedad en la planta, tal vez hubo un paro... o se paró algún equipo entonces tenemos que hacer nuestro informe técnico ver... causas... este... que procedimientos se siguieron para solucionar los problemas. Y... un reporte en general, un detalle de lo que pasó... todas las soluciones. Y... si se justificaba o no se justificaba. Porque ahí está el reconocer o no reconocer, las Fuerzas Mayores que también es parte del Contrato, entonces... ya haciendo el análisis haciendo el Informe Técnico, se reconoce no se reconoce Fuerzas Mayores porque por ahí hay una falla repetitiva que nos hace... 3 veces, 4 veces al mes, lo mismo. Entonces eso ya no es... reconocido ¿no? No solo de eso ¿no?”<sup>63</sup>

Otro aspecto a fiscalizar son las actividades que realizan subcontratistas para la operadora dentro del campo. De esta forma lo menciona una fiscal: “También vemos la parte de costos recuperables, ¿no? actividades que hacen en campo, por decir una subcontratista que viene a realizar un trabajo específico, o... el mismo tema de hoy que es de mantenimiento, eh todo el tiempo vemos el trabajo que están haciendo, de mantenimiento de operaciones”<sup>64</sup>

La actividad de fiscalización de costos recuperables está también relacionada con la actividad de fiscalización de los PROYECTOS ya que el fiscal debe realizar el seguimiento al avance de actividades según el cronograma establecido. En base a este trabajo el fiscal prepara reportes mensuales, e informes técnicos por proyecto, respecto al desarrollo de las actividades de la operadora, validando su trabajo en caso de que efectivamente se hizo este trabajo durante el mes.<sup>65</sup>

---

proyecto. Los gastos, y ellos ya lo reportan... (interrupción) y ellos lo reportan a La Paz, a la Gerencia Nacional de Seguimiento y Control... de Contratos. ¿GNAC se llama? No me acuerdo bien que significa.” Wilman Yabeta Viera, Fiscal de Producción Campo San Alberto.

<sup>63</sup> Wilman Yabeta Viera, Fiscal de Producción Campo San Alberto

<sup>64</sup> María Isabel Villca, Fiscal de Producción Campo La Vertiente. YPFB

<sup>65</sup> “[...] como le digo proyecto... hablamos de proyectos grandes... este... en San Alberto... se está haciendo una Planta de Agua, de Tratamiento de Agua, ese es... un proceso aparte y... va avanzando ¿no? Entonces... tenemos que ir viendo, supervisando ese proyecto, ver que se vaya haciendo que se cumplan los cronogramas, y... nos llegan los reportes mensuales, donde está el cobro de... la empresa que está haciendo, y tenemos que poner nuestra firma para decir “efectivamente sí, se hizo este trabajo, durante este mes”, para que después se haga la devolución del... de los gastos ¿no?” Wilman Yabeta Viera, Fiscal de Producción Campo San Alberto

### 3.5. Los cambios en el “marco institucional” de YPFB

No obstante, la nueva YPFB no tiene como funciones exclusivas las de fiscalización. Un análisis de la estructura organizacional de la institución nos permite identificar dos grandes Vicepresidencias: la Vice-presidencia Nacional de Operaciones y la Vicepresidencia de Administración de Contratos y Fiscalización. La segunda, con un denominativo distinto, ya existía durante el período de la capitalización. Lo nuevo, es que YPFB vuelve a realizar actividades operativas, es decir ligadas directamente al proceso inmediato de producción y de circulación: ello se expresa en la creación de las dos gerencias de exploración, explotación y comercialización; además de la de redes y gases y la de separación de líquidos.

El análisis de los cambios en el organigrama entre los años 2008 y 2012 (Ver anexo 2), así como las entrevistas, nos permiten evidenciar un proceso de “institucionalización”, más que la existencia de una morfología institucional definida. Se trata de un período de transición, verificable a partir de la identificación de los siguientes cambios:

- 1) El 2008 se identifica una Unidad de Transparencia Institucional dentro del área de Asesoría de la empresa, sin embargo esta unidad no se observa en el organigrama del 2009
- 2) El año 2008 se puede observar dentro de la Vicepresidencia Nacional de Operaciones 4 Gerencias. Sin embargo, este mismo año existe una Gerencia denominada Gerencia Nacional de Plantas de Separación de Líquidos, lo cual aparece el 2009 como Gerencia Nacional de Proyectos de Industrialización con dos Direcciones dependientes, la Dirección Nacional de Proyectos de Industrialización y la Dirección Nacional de Tecnología.
- 3) El año 2011 se crea la Gerencia Nacional de Planificación, Inversiones y Estudios que reemplaza a la Gerencia Nacional de Planificación, Inversiones y Servicios y que además suprime la Dirección de Servicios existente el 2009 por la Dirección Nacional de Estadísticas y Análisis el 2012.
- 4) Asimismo el año 2011, se crea la Gerencia Nacional de Administración de Contratos que reemplaza a la Gerencia Nacional de Programas de Trabajo dependiente de la Presidencia Ejecutiva, pasa a ser dependiente de la Vicepresidencia de Administración de Contratos y Fiscalización. Esta nueva Gerencia actualmente cuenta con 3 nuevas direcciones.
- 5) Según la Agencia de Noticias de YPFB la Gerencia de Evaluación de Recursos Hidrocarburiíferos se transfirió el 2011 de la Vicepresidencia Nacional de

Operaciones a la Vicepresidencia de Administración de Contratos y Fiscalización con dos direcciones dependientes.

- 6) Según esta misma agencia, en 2011 se implementa la Gerencia Nacional de Seguridad, Salud, Ambiente y Social con tres direcciones dependientes. Esta Gerencia es dependiente de Presidencia Ejecutiva.
- 7) En resumen, durante el periodo 2008-2010, la Presidencia Ejecutiva contaba solo con 3 Gerencias dependientes, el 2012 se crean dos Gerencias nuevas: la Gerencia Nacional de Empresas Subsidiarias con dos direcciones dependientes y la mencionada Gerencia Nacional de Seguridad, Salud, Ambiente y Social con tres direcciones dependientes. En total resultan ser 4 Gerencias dependientes de Presidencia debido a lo mencionado en el punto 4.
- 8) El año 2012 dentro de la Gerencia Nacional de Comercialización se añaden tres nuevas direcciones que no existían en los años 2008 y 2009: La Dirección Nacional de Estaciones de Servicio, la Dirección Nacional de Abastecimiento y Exportación y la Dirección Nacional de Distritos Comerciales. Asimismo se observa la desaparición de una dirección existente en 2008 y 2009, la Dirección Nacional de Hidrocarburos Líquidos.
- 9) El 2012 nuevamente reaparece la Gerencia Nacional de Plantas de Separación de Líquidos con seis nuevas direcciones: Dirección Proyecto Gran Chaco, Dirección Proyecto Río Grande, Dirección de Proyecto Etileno Polietileno, Dirección de Proyecto GNL, Dirección de Proyecto Urea Amoníaco y Dirección Planificación Seguimiento y Control.
- 10) Otro aspecto que se observa es que la Unidad de Transparencia Institucional desaparecida el 2009, reaparece el 2012.

YPFB se halla por tanto en un proceso de “estructuración”, no sólo en lo que respecta al intento de crear una nueva empresa, operativa, que participa en Upstream como en Downstream; si no también en lo que se refiere a la regulación sectorial. Ello puede visibilizarse con claridad, a partir del análisis del devenir de la Gerencia Nacional de Programas de Trabajo, descrita por su Gerente:

“el 2008 se crearon nuevas direcciones, o sea un poco se estaba armando ya la gerencia, y hacer de alguna manera el seguimiento a los contratos a raíz de que la VPACF en ese entonces sufrió una hecatombe por acatamiento de la ley 3058 de hidrocarburos, tenía que irse todo su personal a Villamontes, eso fue lapidario porque mucha gente se desbandó mucha gente renunció, y lo

que estaba antes formado, terminó esparciéndose en otras unidades, entonces ahí quedo la GNPT que se formó y quedó un equipo técnico y financiero, con bastantes limitaciones en cuanto a presupuesto y todo aquello, estar aquí no había infraestructura”.<sup>66</sup>

La GNPT, bajo la dirección de la Presidencia de YPFB, asumió ciertas tareas de la Vicepresidencia de Administración de Contratos y Fiscalización, la cual había sido desestructurada, como efecto de los cambios promovidos en la ley de hidrocarburos el año 2005; estos, resultado también de la exacerbación del conflicto de clases desde inicios del nuevo milenio. “Solo era la VPACF como una gerencia de fiscalización sin ninguna coerción sin ninguna musculatura, fuerza, que pueda hacer frente a la administración de contratos” dice el Gerente de Programas de Trabajo.

“yo me acuerdo q habían varias opciones Gerencia de Contratos de Operación, no, no puede haber Contratos, Gerencia de Administración de Operación, Gerencia de Costos Recuperables, y alguien dijo q funciones mas tiene q cumplir esto? Se necesita ver los famosos Programas de Trabajo y Presupuestos, entonces ahí nació la Gerencia Nacional de Programas de Trabajo, q sus funciones eran simple y llanamente coadyuvar al día a día de los contratos petroleros, contratos de operación pero obviamente se sentía un tanto limitada en su accionar por q su función era urgencia, de urgencia, de q se pueda llevar y hacer seguimiento y cumplir las condiciones q dice el contrato de operación, las obligaciones de YPFB y el control de las obligaciones q tiene cada titular, a raíz de ello se crea la Gerencia, pero la Gerencia dependía de Presidencia Ejecutiva”.<sup>67</sup>

Es precisamente esta transición la que explica que durante los primeros años de la nueva administración de YPFB, las autoridades hayan validado los informes enviados por las petroleras, como se hacía durante el período de la capitalización, sin verificar los valores declarados por las empresas. De hecho, las autoridades de YPFB aprobaron los programas de trabajo enviados por las operadoras con niveles muy bajos de inversión, no sólo en exploración, sino también en explotación.

El Jefe de la Unidad de Seguimiento de UTE's, reconoce que la falta de personal entre los años 2007-2009, dificultó la fiscalización en los campos. Lo que se hacía, era revisar

---

<sup>66</sup> Edwin Álvarez Pantigoso, Gerente Nacional de Programas de Trabajo, Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos, La Paz 6-8 de Septiembre de 2011.

<sup>67</sup> Edwin Álvarez Pantigoso, Gerente Nacional de Programas de Trabajo, Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos, La Paz 6-8 de Septiembre de 2011.

los informes escritos de las empresas. En palabras del Jefe de UTE.s, la fiscalización se hacía “básicamente a través de papeleo”. En palabras de Director de la Unidad de Costos Recuperables:

“Aquí hay un periodo de transición ¿no? Desde lo que se han, han, aquí el contrato de operación es el 2007. El 2007 estaba en un periodo de transición, no había GNPT. Esos programas de trabajo de la gestión 2007 han sido aprobados por gerente administrativo, nadie los ha revisado. Yo, yo, no estamos mucho tiempo, no estamos mucho tiempo...

Finales del 2007. Entonces ahí también ha habido un poco la parte política, digamos, ¿no? La transición que ha tenido YPFB en el sector, ahora se está tratando un poco, bajo la dirección de Villegas, un poco tratar de arreglar todas esas falencias. Pero una referencia en sí es que por ejemplo el año 2007 es como te digo el PTP ha sido aprobado por gerente administrativo, o sea nadie ha...

OM. Gerente administrativo. O sea nadie lo ha revisado.”<sup>68</sup>

Todavía el año 2009, el Ingeniero Mario Daza reconoce que había ciertos campos que prácticamente por problemas de personal, no se podían atender; es decir, faltaba personal.

No obstante, los cambios en la Gerencia Nacional de Programas de Trabajo, muestran una perspectiva estratégica, no solo enmarcados en las nuevas leyes vigentes, si no también condicionadas por la dinámica de la acumulación. Dichos cambios, como veremos a continuación, indican un proceso de especialización y de progresiva división del trabajo, particularmente en la contabilización de los costos recuperables, en base a la cual se retribuye a las empresas extranjeras. Se trata de la contabilización de la reposición del capital invertido, y de la distribución del excedente, variables claves del proceso de acumulación.

Citamos, a continuación, en extenso la entrevista del Director de la Unidad de Costos Recuperables, dentro de la Gerencia Nacional de Programas de Trabajo, otrora dependiente de la Dirección Ejecutiva; que el año 2012 fue sustituida por la Gerencia Nacional de Administración de Contratos, bajo la dependencia de la Vicepresidencia de la Administración de Contratos y de Fiscalización:

“se firman los contratos y dan una plazo para que se inicie, para que se inicie ¿ya? operativamente ese contrato, y es el 2 de mayo del 2007 entonces a partir de esa fecha este..., hacen convocatorias ahí, en

---

<sup>68</sup> Entrevista con Jobar Fernandez Director Nacional de Costos Recuperables, YPFB y Oscar Mercado Presidente de la Unidad de Retribuciones y Participaciones de YPFB, 2010

Yacimientos, y es que, en junio nosotros, este..., yo entré en junio más o menos el veintitantos de junio, 20 de junio del 2007, justamente se creó ésta parte para, dos unidades por así decirlo, una que era, una era la revisión de costos en si, y la otra era el cálculo de retribuciones ¿no?, bueno el cálculo de retribuciones era el pago que se les debía dar a las empresas ¿no?, dentro del pago uno de los ítem que se los paga es el costo recuperable, que tiene que, que... revisarse y Yacimientos tiene que decir esta bien, está razonablemente puesto, y obviamente se revisa bajo la metodología de una, de un control de auditoría no, hay que revisar esos costos, si este..., decir si está bien está razonablemente, este... cumplen con los requisitos que están estipulados en el contrato, y otras normas.

Entonces (ajam) de esas dos unidades, ¿ya? este... (ajam), a medida que van avanzando las actividades, este..., se van ampliando nuevas unidades ¿no?, este..., ya se crea una dirección, después este se crea una segunda unidad dentro la dirección, que es el, el... la revisión de los presupuestos, este... dentro de la unidad de revisión de costos, se crea dos subunidades por así decirlo, una que es la revisión de costos y otra es el control de inversiones, cuando hablamos de costos, este... estamos hablando de costos operativos no que hacen el sueldo, salario, transporte y el otro son, y el segundo componente las inversiones ¿no?, donde están los proyectos, los pozos, las plantas.

Hoy por hoy ya este..., se encuentra como una gerencia, esto, este, donde hay... dos, tres direcciones.

O sea están dos unidades componen la gerencia, o...

Estas dos unidades la de costos y revisión, haber (ajam) este... la gerencia actualmente, y hay tres direcciones, una de esa dirección es la de Gestión Económica de Contratos.

Dentro de la Dirección de Gestión Económica de Contratos está el cálculo de retribuciones, y regalías, esta el, lo que es la unidad de costos recuperables, ahí dentro de esa unidad de costos recuperables hay dos, este..., componentes, una es... la que ve los costos operativos y otro es los costos de inversión, el seguimiento a los costos operativos y seguimiento a los costos de inversión.

Hay una segunda unidad este..., porque, están el cálculo de retribuciones, costos y hay otro de análisis, análisis de costos.

Dependiente también de la unidad de costos no. Dependiente de la Dirección de Gestión Económica. Que actualmente está este..., eh..... fortaleciendo no porque es de reciente creación.

Este, en esa dirección es que nosotros nos manejamos acá, ¿no? ... estamos dentro de la Dirección de Gestión Económica, dentro de lo que es este..., la Unidad de Costos Recuperables.<sup>69</sup>

Las reformas en la Unidad de Costos, ciertamente se desarrollan en base a los criterios contractuales y legales establecidos durante el gobierno del MAS, donde la fiscalización adquiere mayor relevancia a partir de la introducción de la fiscalización de los Costos Recuperables. Sin embargo, dichas reformas se rigen también en base a los criterios de la contabilidad de costos y de inversiones en base a los cuales actúan las empresas extranjeras.

En este sentido, es interesante observar que la creación de nuevas unidades y direcciones dentro de YPFB, como las unidades de costos operativos y de costos de inversión, se hicieron de acuerdo a los criterios empresariales de la contabilidad. Con esto, lo que queremos remarcar es que, para dilucidar la regulación, es insuficiente permanecer dentro del marco de la ley; debe avanzarse hacia el análisis de la dialéctica existente entre la regulación y la dinámica de acumulación, es decir, su mutua dependencia.

### **3.6. Los efectos de la regulación sobre la acumulación durante el gobierno del MAS**

Según el Presidente de Repsol, a partir de la firma de la adenda con el gobierno de la Argentina, la producción tendrá un nuevo dinamismo.

“me animo a decir que... la firma del acuerdo entre... por parte de... REPSOL, PAE (Panamerican Energy) y BG y luego... el lanzamiento del proyecto Margarita...marcan... un punto de inflexión... o sea todos esos años... negociaciones... un poco de incertidumbre... las empresas sin... una decisión firme de... de invertir... se firma el acuerdo de entrega... se aprueba... el plan de desarrollo del Bloque Caipipendi y ya REPSOL y sus socios anuncian 1500 millones de dólares... de inversión, en el proyecto Margarita.

Y creo que... otras empresas... que estaban expectantes ¿no? Al ver qué pasaba... cuando vieron... este... las decisiones tomadas por REPSOL, PAE y BG, creo que fue como una especie de punto de inflexión para sus propias decisiones.<sup>70</sup>

---

<sup>69</sup> Jobar Fernandez Director Nacional de Costos Recuperables, YPFB 2010

<sup>70</sup> Jorge Ciacciarelli, Director de REPSOL BOLIVIA S.A. Santa Cruz 2012

El rezago de la inversión extranjera en Bolivia, respecto de la dinámica regional de la acumulación, es de orden institucional. Esto debemos verificar cuantitativamente. Para medir el impacto de “la firma del acuerdo de entrega” sobre la acumulación, es necesario analizar el impacto de los Pronósticos de Producción elaborados por las empresas extranjeras, sobre la producción efectiva. Dichos pronósticos fueron originalmente enviados por las operadoras a YPFB, a través de los llamados Programas de Trabajo de Producción.

Estos Programas de Trabajo son inicialmente analizados por el personal de YPFB. Entre otras cosas, los técnicos de YPFB analizan presupuestos, perforación, reservorios, ven exploración, ven plantas, para tener una visión integral de lo que está en el programa de trabajo. Por su parte, la Gerencia de Fiscalización obtiene información a través de los fiscales. Cuando se revisa el PTP, se junta todo un equipo multidisciplinario. Por ejemplo, si se quiere analizar la perforación en los PTP, entonces, se llama al fiscal de perforación, se empieza a ver las características de esa área de perforación. Si hay exploración, entonces se manda un reservorista para que diga qué tipo de actividades de sísmica se está realizando. Si corresponde el análisis de presupuesto, por ejemplo si las UTEs corresponden con el valor de las inversiones programas.

La revisión del PTP se trabaja con todas las unidades. Por ejemplo, se analiza las previsiones para medioambiente, qué áreas están dentro de un parque ¿La empresa tiene permisos?, ¿existen riesgos potenciales para el medio ambiente?

En los PTP, se analiza la parte legal. Hay algunas empresas que presentan por ejemplo, patentes, como costos, pero no están reconocidos como costos según el contrato, entonces hay aspectos legales que involucran dicha diferencia.

Se analizan los costos, involucrados en el PTP. Los técnicos de YPFB revisan los costos (costos de perforación, costos de planta, costos de personal, etc.) Los fiscales analizan si corresponde el monto al costo que la empresa está proyectando.<sup>71</sup>

Después del análisis y estudio de los programas de trabajo de producción por parte de los técnicos de YPFB, dichos programas, incluidos los pronósticos de producción, son aprobados por YPFB. En este sentido, medir el efecto de la regulación sobre la acumulación, esto es, de los acuerdos institucionales sobre la reproducción ampliada de capital, implica en este caso medir los efectos de la Producción Programada de las operadoras, existente en

---

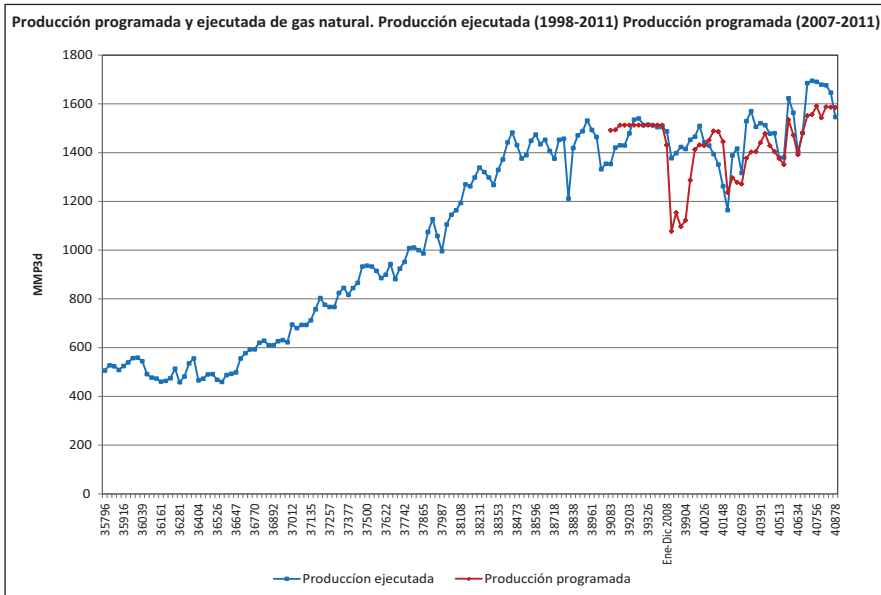
<sup>71</sup> Una vez aprobados dichos costos proyectados, luego se envía el PTP a la Dirección Nacional de Costos y en base a dicho documento, se empieza a hacer la revisión o el recojo de información mes a mes para que los fiscales verifiquen los costos de operación. Entrevista a Oscar Mercado Presidente de la Unidad de Retribuciones y Participaciones de YPFB

los programas de trabajo (sujeta a análisis y aprobación de YPFB), sobre la producción ejecutada, certificada por YPFB. En palabras del Ingeniero Walter Nuñez:

“[H]ay acuerdos de entrega que están en función a lo que, o sea a los volúmenes que hay en los acuerdos de entrega que tienen que obligatoriamente entregar. No están definidas así por así, sino están en función al análisis técnico que ha permitido ver la capacidad que tiene un operador de poder entregar. Cuántos pozos tiene, cuántos pozos tiene, cuánta capacidad de transporte tiene, y justamente para cubrir los mercados de GSA y de Argentina o del mercado interno. Entonces en función a eso, ellos no dicen, no les voy a dar, sino que van a, ellos están regidos por los acuerdos del que forman parte los contratos de operación.”<sup>72</sup>

Los datos indican la existencia de una relación de causalidad, en el que la producción programada ayuda a predecir el comportamiento de la producción ejecutada.

### GRÁFICA XIII: Instituciones y Acumulación de Capital durante el Gobierno del MAS



Los acuerdos institucionales entre el Estado y las empresas transnacionales, expresados en los pronósticos de producción de los programas de trabajo, efectivamente impulsan una dinámica expansiva de la acumulación, particularmente desde el año 2009. Un modelo de regresión lineal simple, muestra que dicha relación de causalidad es bastante significativa:

$$prodeje = f(prodprog)$$

**CUADRO V: Estimaciones Econométricas del Modelo de Regresión Simple**

| Dependent Variable: DPRODEJE                |             |                       |             |        |
|---|-------------|-----------------------|-------------|--------|
| Method: Least Squares                       |             |                       |             |        |
| Date: 09/17/12 Time: 15:19                  |             |                       |             |        |
| Sample (adjusted): 2007M02 2010M12          |             |                       |             |        |
| Included observations: 47 after adjustments |             |                       |             |        |
|   |             |                       |             |        |
| Variable                                    | Coefficient | Std. Error            | t-Statistic | Prob.  |
|   |             |                       |             |        |
| DPRODPROG                                   | 0.688530    | 0.118539              | 5.808490    | 0.0000 |
| C   | 0.156915    | 0.275914              | 0.568710    | 0.5724 |
|   |             |                       |             |        |
| R-squared                                   | 0.428488    | Mean dependent var    | 0.196455    |        |
| Adjusted R-squared                          | 0.415788    | S.D. dependent var    | 2.474033    |        |
| S.E. of regression                          | 1.890997    | Akaike info criterion | 4.153706    |        |
| Sum squared resid                           | 160.9141    | Schwarz criterion     | 4.232436    |        |
| Log likelihood                              | -95.61210   | F-statistic           | 33.73855    |        |
| Durbin-Watson stat                          | 1.824765    | Prob(F-statistic)     | 0.000001    |        |
|   |             |                       |             |        |
|   |             |                       |             |        |

**Fuente:** Elaboración propia con datos de Producción Programada y Ejecutada proporcionados por YPFB

$$\begin{aligned}
 dprodeje &= 0.1569 + 0.6885 dprodprog \\
 t &= (0.5687) (5.80849) \\
 ee &= (0.2759) (0.1185) \\
 d &= 1.8
 \end{aligned}$$

Los resultados estimados para la producción de gas natural nos indican: Primero, es estadísticamente significativo tanto a nivel individual (t) y global (F). Por otro lado, ante un incremento de 1 unidad en la producción programada la ejecuta incrementa en 0.68 unidades, la cual plantea la existencia de una relación positiva. Así mismo, esto nos sugiere que los acuerdos institucionales entre YPFB y las empresas en términos de producción de gas natural tiene un efecto positivo. Entretanto, la producción ejecutada es explicada en un 42 % por la producción programada. Adicionalmente, se realizó las pruebas de Autocorrelación, Heterocedasticidad y Normalidad y no se encontró ninguno de los problemas econométricos. Desde la perspectiva del análisis de los hechos objetivos, entonces las instituciones sí tuvieron un impacto sobre la dinámica de la acumulación durante el gobierno del MAS.

Ahora bien, dialécticamente la dinámica expansiva de la acumulación, a su vez jaloneará la regulación. Luego de la firma de la adenda, los mecanismos de la regulación, esto es la fiscalización, deben de ajustarse a la dinámica de la acumulación. En palabras del Ingeniero Nuñez: “cuando usted hace un desarrollo de campo, qué es lo que requiere, más perforación de pozos, implementación de más plantas, módulos de planta, por lo tanto va a tener que tener más fiscales de perforación, fiscales de producción, fiscales de obras civiles”<sup>73</sup>. La regulación, es resultado y a la vez condición del proceso de acumulación. La reinversión del excedente en la esfera de la producción, impulsará dialécticamente la propia regulación. En palabras del Ingeniero Walter Núñez de la Unidad de Seguimiento de UTE’s:

“Actualmente, le digo, se está, eh, densificando la cantidad de, de fiscales. ¿Por qué? Porque los campos que fueron descubiertos en la fase de la 1689, ahora van a entrar a desarrollo, o están en desarrollo. Y cuando usted hace un desarrollo de campo, qué es lo que requiere más, perforación de más pozos, perforación o implementación de más plantas, o módulos perdón de planta, por lo tanto va a tener que tener más fiscales de perforación, fiscales de producción, fiscales de obras civiles. Entonces también su cantidad de personal también incrementa radicalmente o ampliamente perdón. Entonces eso hay que considerar. Y el proceso de fiscalización, actualmente tiene más herramientas técnicas también, como usted ve Scada es un apoyo más a la fiscalización, que quizá antes no lo teníamos dado”<sup>74</sup>.

---

<sup>73</sup> Ing. Walter Nuñez, Ingeniero de la Unidad de Seguimiento y Control de UTE’s YPFB, 2010

<sup>74</sup> Ing. Walter Nuñez, Ingeniero de la Unidad de Seguimiento y Control de UTE’s YPFB, 2010

El incremento de las expectativas de venta de gas a la Argentina, creadas a partir de las gestiones del gobierno del MAS, motivará el aumento de las inversiones y el desarrollo de los megacampos; lo cual, a su vez, otorgará un mayor dinamismo a la actividad de la fiscalización. En palabras de Walter Nuñez: “¿por qué ahora se está viendo la densificación de fiscales de perforación? Porque se van a incrementar pozos, van a haber mayores pozos de perforación. Le pongo un ejemplo, llegó a tal punto el año pasado, eh, el tema de, de fiscales, de pozos a perforarse, este año perdón, a mediados de año, que ya no había fiscales de perforación a lo que el ingeniero Daza y mi persona tuvimos que ir a apoyar a campo, a perforación.”<sup>75</sup> La dinámica expansiva, inicialmente activada por los acuerdos institucionales, afectará a su vez la actividad de la regulación sectorial.

El proceso en el cual regulación y acumulación se complementan mutuamente, tiene un momento sobredeterminante, que son los acuerdos institucionales entre los gobiernos de Bolivia y de la Argentina, que van a traducirse en un aumento de las inversiones y de los pronósticos de producción.

**CUADRO VI: Resultados econométricos sobre causalidad  
Producción mensual Programada y Producción mensual Ejecutada  
(2007-2010)**

| Pairwise Granger Causality Tests          |     |             |                |
|---|-----|-------------|----------------|
| Date: 07/16/12 Time: 19:07                |     |             |                |
| Sample: 2007M02 2010M01                   |     |             |                |
| Lags: 4                                   |     |             |                |
|   |     |             |                |
|   |     |             |                |
| Null Hypothesis:                          | Obs | F-Statistic | Probability    |
|   |     |             |                |
|   |     |             |                |
| DPRODEJE does not Granger Cause DPRODPROG | 32  | 0.30090     | <b>0.87431</b> |
| DPRODEJE does not Granger Cause DPRODPEJE |     | 3.22169     | <b>0.03078</b> |
|   |     |             |                |
|   |     |             |                |

Las estimaciones econométricas de la prueba de Granger para la producción de gas natural nos indica que existe causalidad unidireccional de DPRODPROG (producción programada) hacia DPRODEJE (producción ejecutada), pero no así de DPRODEJE hacia DPRODPEJE. Por lo tanto, aceptamos la hipótesis alterativa que sostiene que DPRODPROG causa a DPRODEJE

**Fuente:** Elaboración Propia

<sup>75</sup> Ídem.

Aquí, la política tiene efectos, en tanto esta se inscribe dentro del ciclo de reproducción del capital; en este caso, la realización de la mercancía. Los empresarios realizan mayores inversiones en la medida en que sus expectativas de venta también se ven incrementadas. Esta es la percepción del Presidente de Repsol, y de los propios funcionarios de YPFB.

Cuando consultamos al Ingeniero Walter Nuñez del porqué de la aprobación de pronósticos de producción tan bajos en el año 2008, nos contesta: “[Antes] no nos urgía producir tanto, producir más si tenemos buenas reservas, buena capacidad de producción, cumplíamos con los mercados hoy en día eso ha cambiado ehh tenemos mayor demanda del mercado...”.<sup>76</sup> Y el Ingeniero Leoncio Ruiz lo expresa en los siguientes términos:

“[S]i usted con la demanda que tenía esos años, con la producción que tenía, cubría ¿para qué va a invertir?!

¿Y qué ha hecho el gobierno ahora? ha generado más compromiso, al generar más compromiso, ha generado, más demanda.

Entonces, al tener más demanda ¿qué ha dicho? “quiero su plan de desarrollo Andina, quiero su plan de desarrollo Chaco, quiero su plan de desarrollo Petrobras, quiero más producción, no me alcanza con la producción que usted tiene.”<sup>77</sup>

Los “compromisos” generan “demanda”, y esta, según Ruiz, promueve la “producción”. De las palabras de Ruiz, podemos interpretar que el efecto de la regulación sobre la dinámica de la acumulación, fue a través de “compromisos” de compra-venta entre los gobiernos de Bolivia y de la Argentina. Dichos “compromisos”, que el Presidente de Repsol ve simbólicamente representados por la firma de la adenda, tuvieron efectos en la dinámica expansiva de las inversiones que se inicia el año 2009.

El acto ritual de la firma de la adenda, en este sentido, es significativo. A diferencia de los acuerdos de intenciones anteriores entre los gobiernos de Bolivia y de la Argentina, que no tuvieron repercusiones importantes en las inversiones y la producción, la firma de la adenda involucraba el compromiso de las mismas empresas transnacionales de suministrar el producto, dentro de los marcos convenidos por un contrato. En palabras del Presidente de Repsol:

---

<sup>76</sup> Ing. Walter Nuñez, Ingeniero de la Unidad de Seguimiento y Control de UTE's YPFB, 2010

<sup>77</sup> Ing. Leoncio Ruiz, Jefe de la Unidad de Control de Producción, YPFB, Santa Cruz, 2011

Entonces, ehh... cuando se firman acuerdos país a país, generalmente son acuerdos genéricos, ehh... son, son este... acuerdos de intención se les llama. Este era un contrato..., una adenda a un contrato. Entonces... era importante que no solo REPSOL como operador del bloque... sino sus socios PAE y BG participaran de ese acto, firmando a su vez, los acuerdos de entrega, con eso... ehh... Bolivia como que ofrecía un compromiso muy serio... por parte del país, y... por parte de las empresas que estaban trabajando dentro de Bolivia en este caso, las que estábamos trabajando en el bloque Caipipendi, ...fue ... una, una ceremonia que fue mucho más este... positiva que suele suceder cuando hay acuerdos que ... de intención ...entonces ese acto... con la firma de tres... suben al estrado... los representantes legales de las 3 empresas, y a continuación de la firma de la adenda entre Cristina Kischner y... y Evo, firman las 3 empresas entonces... ehh... y creo que a partir de ese momento, no solo las empresas cumplieron con sus inversiones, sino que Bolivia cumplió con las inversiones que había comprometido para construir del gasoducto Juana Azurduy (y ENARSA también se activó) ENARSA se activó... y se construyó se terminó en tiempo y en forma el gasoducto Juana Azurduy y hoy podemos .. decir que es una realidad que el gas está fluyendo desde Bolivia a, a Argentina... <sup>78</sup>

El efecto práctico de un acuerdo de intenciones, no es el mismo que el de un contrato de compra-venta, básicamente debido al tipo de sanciones que el incumplimiento de este último conlleva. Pero lo más relevante, desde el punto de vista del análisis de la regulación, es que los efectos de los acuerdos comerciales entre los gobiernos, tienen menor fuerza que cuando estos se hallan respaldados por el compromiso de las empresas que finalmente serán las proveedoras de las mercancías en cuestión.

Nuevamente aquí, lo relevante desde el punto de vista del análisis de la regulación, no es la identificación de una unilateral relación causal desde las instituciones hacia la acumulación, o desde la estructura económica hacia la superestructura jurídica. Lo importante está en analizar esta interacción y mutua dependencia entre instituciones y acumulación de capital, que configuran la dinámica del proceso.

---

<sup>78</sup> Jorge Ciacciarelli, Director de REPSOL BOLIVIA S.A. Santa Cruz 2012

## **CONCLUSIONES: Un régimen sectorial de acumulación del capital transnacional**

La investigación otorga datos cualitativos convincentes, en el sentido de que el principal rol del Estado en el sector boliviano de hidrocarburos durante el período 1998-2011, ha sido la regulación sectorial; específicamente el rol de fiscalización del cumplimiento de, los contratos de riesgo compartido durante los gobiernos de Gonzalo Sánchez de Losada y de Hugo Banzer Suarez, y de operación durante el gobierno de Evo Morales. Hasta el cierre de la actual investigación, en la industria extractiva de gas (la principal mercancía del sector hidrocarburífero), YPFB no es una empresa de operación, si no principalmente de fiscalización.

Asimismo, la investigación otorga datos cuantitativos suficientes que demuestran que durante el período 1998-2011, Petrobras y Repsol han sido los principales agentes de la acumulación. BG, Total, Pluspetrol, y YPFB desde 2009, constituyen los satélites de dicho sistema.

La presente investigación ha logrado demostrar por la vía del análisis econométrico, que la dinámica de la acumulación de capital en el sector boliviano de hidrocarburos, está en gran medida determinada por la dinámica de la acumulación de capital en la región (Sur América) y por las políticas de regulación sectorial, aplicadas durante las gestiones de Gonzalo Sánchez de Losada y Hugo Banzer a fines de la década de los 90, y de Evo Morales durante la primera década del nuevo milenio; esto es, por la dialéctica entre regulación y acumulación del capital transnacional.

El test de causalidad de granger muestra que a fines de los 90, las UTE's programadas – elaboradas en base a los contratos de riesgo compartido entre el gobierno de Gonzalo Sánchez de Losada y la transnacionales- determinaron las UTE's ejecutadas, en un sentido progresivo; esto es, determinaron la generación y el uso productivo del excedente (la acumulación).

A si mismo, el test de causalidad de Granger y una regresión lineal simple muestran que la producción programada – elaborada en base a los programas de trabajo de las operadoras y la aprobación de YPFB – determinaron el uso productivo del excedente (las inversiones) durante el gobierno de Evo Morales.

Si a fines de los 90 fueron los bajos impuestos definidos por la ley de hidrocarburos, que motivaron a los inversores; a fines de la primera década del nuevo milenio, fueron nuevos mercados, particularmente la ampliación del mercado argentino para el gas boliviano, los que motivaron a los empresarios extranjeros a invertir en la producción.

En la medida que el rol principal de YPFB durante el periodo 1998-2011 ha sido la fiscalización, y que las empresas Petrobrás y Repsol constituyen los principales agentes de la acumulación del sector de hidrocarburos, la regulación de la acumulación del capital de aquellas dos empresas, ha sido la función principal de YPFB.

Durante el gobierno de Evo Morales, el espectro de la fiscalización se ha ampliado: la tradicional fiscalización de la producción por la vía de la verificación de los valores declarados por las empresas, ha sido complementada por la fiscalización de los costos recuperables – la principal diferencia entre los contratos de riesgo compartido y los contratos de operación.

Ello ha supuesto la aparición de nuevas unidades y gerencias dependientes de la Vicepresidencia de la Administración de Contratos y Fiscalización, un considerable aumento de fiscales, la sofisticación y ampliación de la actividad de fiscalización. No obstante, en sus fundamentos, la función principal de YPFB es la fiscalización de los contratos con las operadoras – antes y después del gobierno de Evo Morales.

Son estas evidencias y estos razonamientos los que nos permiten confirmar la hipótesis de que durante el periodo 1998-2011, se ha constituido un régimen de acumulación del capital transnacional, caracterizado por el dominio de Petrobrás y Repsol en la esfera de la acumulación, y porque la fiscalización es la principal forma de regulación estatal.

No son los contratos distintos, ni las leyes, ni los gobiernos diferentes lo que definen la diferencia de un régimen de acumulación con relación a otro, si no principalmente las orientaciones básicas de las políticas del Estado y la preeminencia de un conjunto de agencias empresariales (transnacionales).

En palabras de Giovanni Arrighi, un régimen de acumulación es el conjunto de estrategias y estructuras mediante las que un conjunto de agencias gubernamentales y empresariales particulares, promueven, organizan y regulan la expansión o la reestructuración de la economía-mundo capitalista (Arrighi 1999: 23).

La limitación del concepto de Arrighi, es que para él la acumulación no es necesariamente reproducción ampliada de capital. Arrighi analiza el ciclo D-M-D', independientemente del uso productivo o improductivo del dinero. Este enfoque no puede dar cuenta de la acumulación en el sector de hidrocarburos (Orellana 2010), donde el dinero se invierte en la producción de gas.

A sí mismo, durante la etapa de decadencia del “Régimen norteamericano de acumulación”, analizado por Arrighi, hemos presenciado igualmente dinámicas expansivas, con la particularidad de que estas se han desarrollado de modo sectorial.

Desde nuestra perspectiva, es más promisorio utilizar el concepto de régimen de acumulación, para el análisis de dinámicas sectoriales. Así, durante el periodo 1998-2011, ha sido la interacción entre una agencia estatal (YPFB), las empresas transnacionales, dentro de determinadas condiciones favorables de la acumulación de capital en Sud América, lo que permite explicar una dinámica expansiva, impulsada por las instituciones del Estado; esto es, un régimen sectorial de acumulación del capital transnacional.



## ANEXOS

### **ANEXO 1: CAMBIOS INSTITUCIONALES SEGÚN NORMAS, DECRETOS Y RESOLUCIONES 2005-2010**

**2005:**

**17 de Mayo de 2005: Promulgación de la Ley N° 3058**

#### **“EJECUCION Y CUMPLIMIENTO DEL REFERENDUM**

ARTICULO 2° (Objeto). Este capítulo tiene por objeto la ejecución y cumplimiento de los resultados del Referéndum del 18 de julio de 2004, que expresan la decisión del pueblo de Bolivia.

ARTICULO 3° (Abrogación). Se abroga la Ley de Hidrocarburos N° 1689, de 30 de abril de 1996.

ARTICULO 4° (Gas Natural como Recurso Estratégico). Se reconoce el valor del Gas Natural y demás hidrocarburos como recursos estratégicos, que coadyuven a los objetivos de desarrollo económico y social del país y a la política exterior del Estado Boliviano, incluyendo el logro de una salida útil y soberana al Océano Pacífico.

ARTICULO 5° (Propiedad de los Hidrocarburos). Por mandato soberano del pueblo boliviano, expresado en la respuesta a la pregunta número 2 del Referéndum Vinculante de 18 de julio de 2004, y en aplicación del Artículo 139° de la Constitución Política del Estado, se recupera la propiedad de todos los hidrocarburos en Boca de Pozo para el Estado Boliviano. El Estado ejercerá, a través de Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos (YPFB), su derecho propietario sobre la totalidad de los hidrocarburos.

Los Titulares que hubieran suscrito Contratos de Riesgo Compartido para ejecutar las actividades de Exploración, Explotación y Comercialización, y hubieran obtenido licencias y concesiones al amparo de la Ley de Hidrocarburos, N° 1689, de 30 de abril de 1996, deberán convertirse obligatoriamente a las modalidades de contratos establecidas en la presente Ley, y adecuarse a sus disposiciones en el plazo de ciento ochenta (180) días calendario computables a partir de su vigencia.

ARTICULO 6° (Refundación de Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos - YPFB). Se refunda Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos (YPFB), recuperando la propiedad estatal de las acciones de los bolivianos en las empresas petroleras capitalizadas, de manera que esta Empresa Estatal pueda participar en toda la cadena

productiva de los hidrocarburos, reestructurando los Fondos de Capitalización Colectiva y garantizando el financiamiento del BONOSOL.

ARTICULO 7° (Exportación e Industrialización del Gas). El Poder Ejecutivo, dentro del Régimen Económico establecido en la Constitución Política del Estado, será responsable de:

- a. Establecer la política para el desarrollo y apertura de mercados para la Exportación del gas.
- b. Promover el consumo masivo del gas en todo el territorio nacional para mejorar la calidad de vida de los bolivianos, dinamizar la base productiva y elevar la competitividad de la economía nacional.
- c. Desarrollar la política y los incentivos para la Industrialización del Gas en el territorio nacional.
- d. Fomentar la participación del sector privado en la Exportación del Gas y su Industrialización.

El Poder Ejecutivo destinará los ingresos nacionales provenientes de la exportación e industrialización del gas, principalmente, a la atención de la educación, salud, caminos y empleos.

ARTICULO 8° (Régimen Económico). Se dispone que el Estado retendrá el cincuenta por ciento (50%) del valor de la producción de gas y del petróleo, conforme al mandato contenido en la respuesta de la pregunta número 5 de la Ley del Referéndum Nacional de 18 de julio de 2004.” (FUENTE: *Ley 3058, 17 de Mayo de 2005, Gaceta Oficial de Bolivia*)

Creación de la Unidad de Seguimiento y Control (USC):

“ARTICULO 80° (Unidad de Seguimiento y Control). La ejecución de todas las operaciones será supervisada por la Unidad de Seguimiento y Control integrada por representantes de Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos (YPFB) y del Titular, misma que comenzará a funcionar tan pronto se suscriba el contrato. Sus atribuciones y forma de representación serán establecidas en un Reglamento aprobado por el Ministerio de Hidrocarburos.” (Fuente: *Ley 3058, 17 de Mayo de 2005, Gaceta Oficial de Bolivia*)

### **Promulgación del DS 28224 del 27 de junio de 2005: Crea CNIH**

“ARTICULO 1.- (OBJETO). El presente Decreto Supremo tiene por objeto, en el marco de lo dispuesto en la Ley N° 3058 de 17 de mayo de 2005 y en ejercicio del derecho propietario del Estado boliviano sobre todos los hidrocarburos, asignar responsabilidades específicas a las instituciones del Estado, en el proceso de fiscalización de la producción,

transporte, refinación y comercialización de los hidrocarburos. También para garantizar la adecuada recaudación por regalías, participaciones y pago de tributos y precautelar la seguridad y conservación de los yacimientos de hidrocarburos e instalaciones y bienes requeridos para la continuidad de sus operaciones.

**ARTICULO 4.- (CENTRO NACIONAL DE MEDICION Y CONTROL DE PRODUCCION Y TRANSPORTE).**

I. Se crea el Centro Nacional de Medición y Control de Producción y Transporte, con la finalidad de fiscalizar la producción, adecuación, transporte y comercialización de hidrocarburos, dependiente de Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos conforme a lo dispuesto en el Artículo 18 de la Ley N° 3058.

II. Se instruye al Ministerio de Hacienda asignar a Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos, los recursos financieros necesarios para la instalación y funcionamiento del Centro Nacional de Medición y Control de Producción y Transporte.”

**Promulgación del DS 28467 del 24/11/05: Reserva 11 nuevas áreas de exploración para YPFB**

**ARTICULO UNICO.-**

I. En aplicación de los Artículos 34 y 35 de la Ley de Hidrocarburos, se reservan a favor de YPFB las siguientes áreas de interés hidrocarburíferos, tanto en la Zona Tradicional como en la Zona No Tradicional, definidas por sus vértices en coordenadas de la Proyección Universal y Transversa de Mercator (UTM, PSAD-56), detalladas en el Anexo al presente Decreto Supremo:

| N° | NOMBRE DEL BLOQUE | DEPARTAMENTO            | ZONA HIDROCARBURIFERA | EXTENSION (Hectáreas) |
|----|-------------------|-------------------------|-----------------------|-----------------------|
| 1  | MADRE DE DIOS     | PANDO                   | NO TRADICIONAL        | 500.000,00            |
| 2  | MADIDI            | LA PAZ                  | NO TRADICIONAL        | 242.500,00            |
| 3  | SECURE            | BENI - COCHABAMBA       | NO TRADICIONAL        | 723.495,38            |
| 4  | CEDRO             | SANTA CRUZ              | TRADICIONAL           | 124.275,00            |
| 5  | CAROHUAICHO       | SANTA CRUZ              | TRADICIONAL           | 408.000,00            |
| 6  | IÑAU              | CHUQUISACA – SANTA CRUZ | TRADICIONAL           | 100.000,00            |
| 7  | AGUARAGUE         | TARIJA - CHUQUISACA     | TRADICIONAL           | 114.375,00            |

|    |              |                     |                |            |
|----|--------------|---------------------|----------------|------------|
| 8  | TIACIA       | TARIJA - CHUQUISACA | TRADICIONAL    | 91.225,00  |
| 9  | IÑIGUAZU     | TARIJA              | TRADICIONAL    | 64.375,00  |
| 10 | COIPASA      | ORURO               | NO TRADICIONAL | 515.000,00 |
| 11 | CORREGIDORES | POTOSI              | NO TRADICIONAL | 655.000,00 |

Fuente: Decreto Supremo n° 28467, Gaceta Oficial de Bolivia

## 2006

### **DS N° 28701 “Héroes del Chaco” 1 de mayo de 2006: Nacionaliza los recursos hidrocarburíferos.**

“ARTICULO 1.- En ejercicio de la soberanía nacional, obedeciendo el mandato del pueblo boliviano expresado en el Referéndum vinculante del 18 de julio del 2004 y en aplicación estricta de los preceptos constitucionales, se nacionalizan los recursos naturales hidrocarburíferos del país.

El Estado recupera la propiedad, la posesión y el control total y absoluto de estos recursos.”

## 2007

### **DS 29130 del 13/5/07: YPFB se adjudica 21 nuevas áreas**

“ARTÍCULO 2. (RESERVA Y ADJUDICACIÓN DE ÁREAS DE INTERÉS

HIDROCARBURÍFERO). De conformidad a lo establecido en el Artículo 34 de la Ley N° 3058 de 17 de mayo de 2005, de Hidrocarburos, se reservan veintiuna (21) áreas de interés hidrocarburífero a favor de YPFB (Áreas Reservadas), que se encuentran en Zonas Tradicionales y No Tradicionales y están definidas por sus vértices en coordenadas de la Proyección Universal y Transversa de Mercator (UTM, PSAD-56), detalladas en el ANEXO del presente Decreto Supremo.

Las Áreas Reservadas a favor de YPFB, se otorgan, conceden y adjudican a la indicada empresa estatal a objeto de su exploración y explotación, por sí o en asociación.

### **DS 29226 del 9/08/07: YPFB se adjudica nuevas áreas en total 33.**

ARTÍCULO 2.(INCORPORACIÓN DE NUEVAS ÁREAS RESERVADAS).

Modifíquese el Artículo 2 del Decreto Supremo N° 29130 de 13 de mayo de 2007, de la siguiente forma:

## ARTÍCULO 2. (RESERVA Y ADJUDICACIÓN DE ÁREAS DE INTERÉS

HIDROCARBURÍFERAS A FAVOR DE YPFB). De conformidad a lo establecido en los Artículos 34 y 35 de la Ley N° 3058 de 17 de mayo de 2005, de Hidrocarburos, se reservan treinta y tres (33) áreas de interés hidrocarburífero a favor de Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos – YPFB, en calidad de áreas reservadas, que se encuentran en Zonas Tradicionales y Zonas No Tradicionales, y están definidas por sus vértices en coordenadas de la Proyección Universal y Transversal de Mercator (UTM, PSAD56), detalladas en el Anexo del presente Decreto Supremo.

Las áreas reservadas a favor de YPFB, se otorgan, conceden y adjudican a la indicada empresa estatal a objeto de su exploración y explotación, por sí o en asociación.”

**2008:**

### **DS. 29509 Creación de la Gerencia Nacional de Planificación Inversiones y Servicios (GNPIS) y la Gerencia Nacional de Programas de Trabajo (GNPT)**

“ARTICULO 1.- (OBJETO). El presente Decreto Supremo tiene por objeto autorizar al Presidente Ejecutivo de Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos (YPFB) la creación de la Gerencia Nacional de Planificación, Inversiones y Servicios y la Gerencia Nacional de Programas de Trabajo, dependientes de la Presidencia Ejecutiva, dentro de la Estructura de YPFB, determinándose asimismo la reestructuración y reorganización de la estatal petrolera.

ARTÍCULO 2.- (FUNCIONES DE LA GERENCIA NACIONAL DE PLANIFICACIÓN, INVERSIONES Y SERVICIOS). La Gerencia Nacional de Planificación, Inversiones y Servicios tiene como principales funciones:

- a. Identificar y actualizar la misión, visión y objetivos de YPFB en el corto, mediano y largo plazo.
- b. Delinear la Estrategia de la Empresa a corto, mediano y largo plazo.
- c. Diseñar e implementar procesos, procedimientos, normas y reglamentos.
- d. Apoyar al diseño de la política de planificación estratégica y de programación de operaciones de la Institución.
- e. Identificar, sugerir y emitir criterio económico – financiero sobre negocios, proyectos y fuentes de financiamiento relativos a proyectos de YPFB.
- f. Validar y evaluar proyectos y negocios planteados por otras instancias de la Empresa, para la consideración en las instancias superiores.

- g. Plantear proyectos de inversión a instancias superiores, así como a entidades externas, para su consideración.
- h. Identificar y plantear fuentes de financiamiento tanto internas como externas para los diferentes proyectos validados.
- i. Gestionar ante las instancias pertinentes el acceso al financiamiento requerido, así como la negociación de las características del mismo, de acuerdo con la normativa legal vigente en el país, pudiendo aplicar al mercado de futuros y otros según análisis.
- j. Realizar el seguimiento, control y evaluación de los proyectos y negocios emprendidos por YPFB.
- k. Remitir a consideración de Presidencia Ejecutiva de la Empresa, estrategias económica – financieras para maximizar los recursos económicos de YPFB a corto, mediano y largo plazo.
- l. Ejecutar los proyectos, servicios y negocios, una vez aprobados por las instancias competentes.
- m. Contratar los Bienes y Servicios necesarios, tanto de fuentes internas como externas, para la ejecución de los proyectos, negocios y servicios aprobados.
- n. Coordinar y dar apoyo a otras áreas de la Empresa para la correcta implementación de los proyectos y servicios, así como la transición de los mismos a la etapa operativa.
- o. Proponer y desarrollar planes a corto, mediano y largo plazo de la Empresa, a partir del Plan Estratégico Institucional, Plan Sectorial y Plan Nacional de Desarrollo considerando los lineamientos en el ámbito corporativo y regional.
- p. Efectuar el monitoreo y evaluación de la ejecución de los Programas y los Proyectos en el marco del Programa Operativo Anual.
- q. Establecer vínculos nacionales e internacionales con el propósito de generar posibilidades de apoyo técnico, financiero y provisión de bienes y servicios para la Empresa.
- r. Planificar, coordinar, implementar y operar las actividades relacionadas con los servicios de engarrafado, estaciones de servicio y recalificación de garrafas.
- s. Otras que serán determinadas por el Directorio y el Presidente Ejecutivo de Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos.

ARTÍCULO 3- (FUNCIONES DE LA GERENCIA NACIONAL DE PROGRAMAS DE TRABAJO) La Gerencia Nacional de Programas de Trabajo tiene como principales funciones:

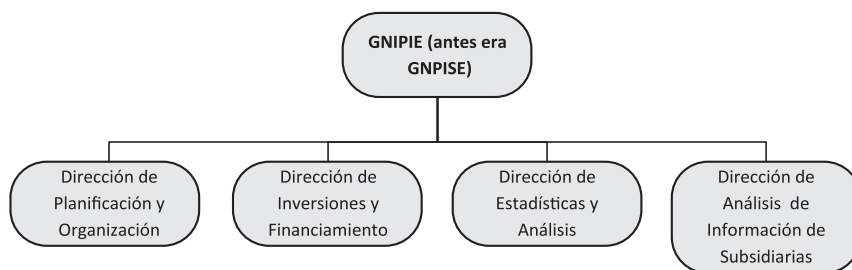
- a. Elaborar los reglamentos, manuales, formularios, procesos y procedimiento así como toda documentación necesaria a efectos de realizar un control efectivo de los contratos de operación

- b. Administrar y realizar las gestiones relativas a los contratos de operación en cuanto al análisis, evaluación y aprobación de los Planes de Desarrollo.
- c. Administrar y realizar las gestiones relativas a los contratos de operación en cuanto al análisis, evaluación y aprobación de los Programas de Trabajo
- d. Administrar y realizar las gestiones relativas a los contratos de operación en cuanto al análisis, evaluación y aprobación de los Presupuestos presentados anualmente por los Titulares.
- e. Realizar seguimiento a los Planes de Desarrollo, a los Presupuestos y Programas de Trabajo presentados por las empresas operadoras.
- f. Revisar, calcular y conciliar la Retribución del Titular establecidas en los Contratos de Operación.
- g. Efectuar periódicamente la revisión de los Costos Recuperables reportados por los Titulares.
- h. Generar la información a la Presidencia Ejecutiva y al Directorio sobre el estado de los Contratos de Operación.
- i. Cumplir con los trámites administrativos emergentes de los Contratos de Administración en coordinación con las Gerencias e instancias correspondientes de YPFB.
- j. Otras que serán determinadas por el Directorio y el Presidente Ejecutivo de YPFB.”

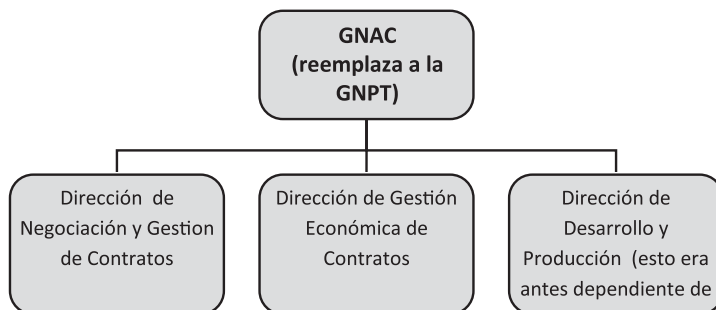
(FUENTE: Decreto Supremo N° 29509 del 9/04/2008, Gaceta Oficial de Bolivia, <http://www.gacetaoficialdebolivia.gob.bo/normas/buscar/29509>)

**2011: Fuente: Agencia de Noticias YPFB ..\ORGANIZACION DE LA INFORMACION 2012\1. Cambios Institucionales\YPFB incorpora en su estructura la Dirección Nacional de Estaciones de Servicio.doc**

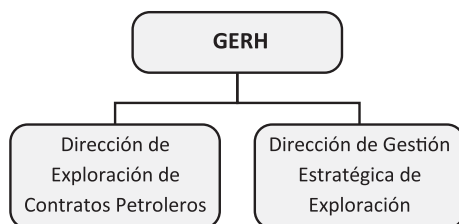
RD. N° 054/2011 creación de la GNIPIE (Gerencia Nacional de Planificación, Inversiones y Estudios) que reemplaza la GNPISE (Gerencia Nacional de Planificación Inversiones y Servicios).



RD. N° 055/2011 Rediseño organizacional de la VPACF. Se crea la GNAC (Gerencia Nacional de Administración de Contratos) en reemplazo de la GNPT.



Se transfirió la Gerencia de Evaluación de Recursos Hidrocarburíferos de la VPNO a la VACF,



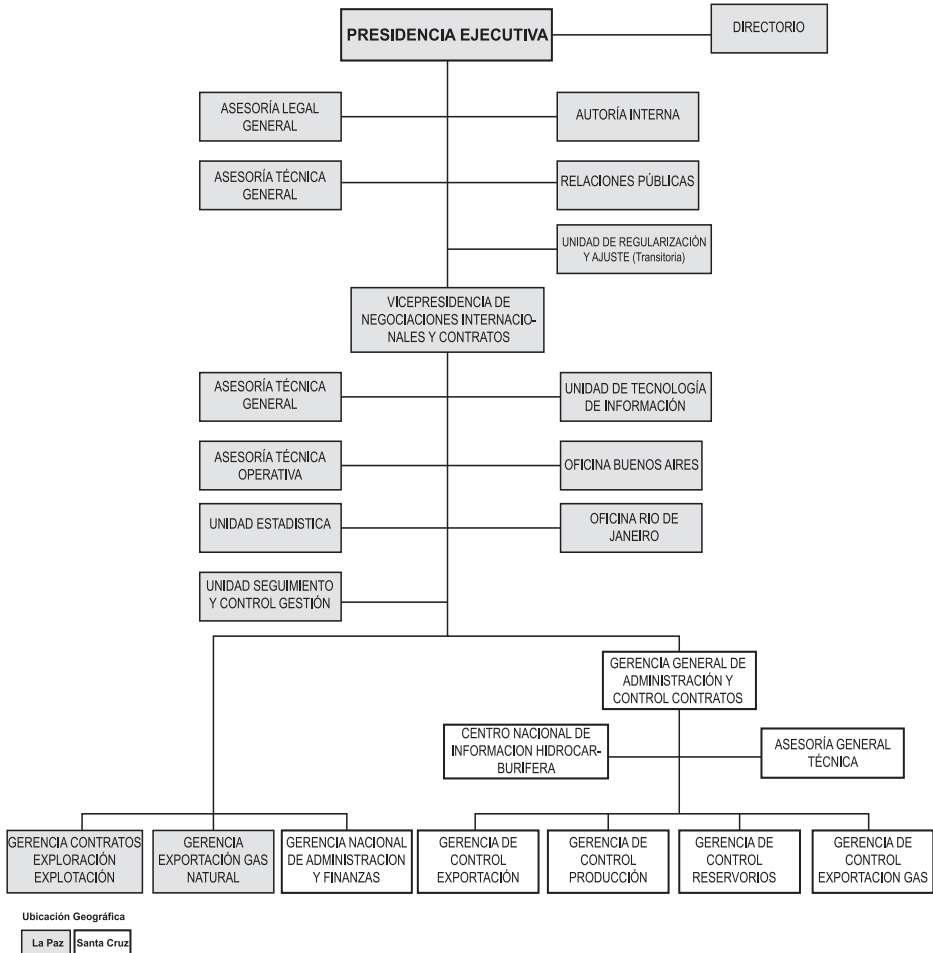
Se rediseñó la Gerencia Nacional de Fiscalización, con las Direcciones de Reservorio y Producción y la de Geología y Perforación.

Ambas resoluciones aprobadas este 14 de julio de 2011, modifican la Resolución de Directorio N° 15/2008 del 1 de abril de ese año y encomiendan al presidente ejecutivo de la empresa, Carlos Villegas a su ejecución y cumplimiento en el marco de la normativa vigente.

YPFB implementa Unidad de Seguridad Industrial y Salud Ocupacional, “El trabajo de la nueva autoridad se desarrollará en función a los objetivos del Plan Estratégico Corporativo (PEC) 2011-2015 que tiene que ver con la calidad, salud, seguridad, medio ambiente y responsabilidad social.”

## ANEXO 2: ORGANIGRAMAS YPFB 1999-2012

### Organigrama Funcional





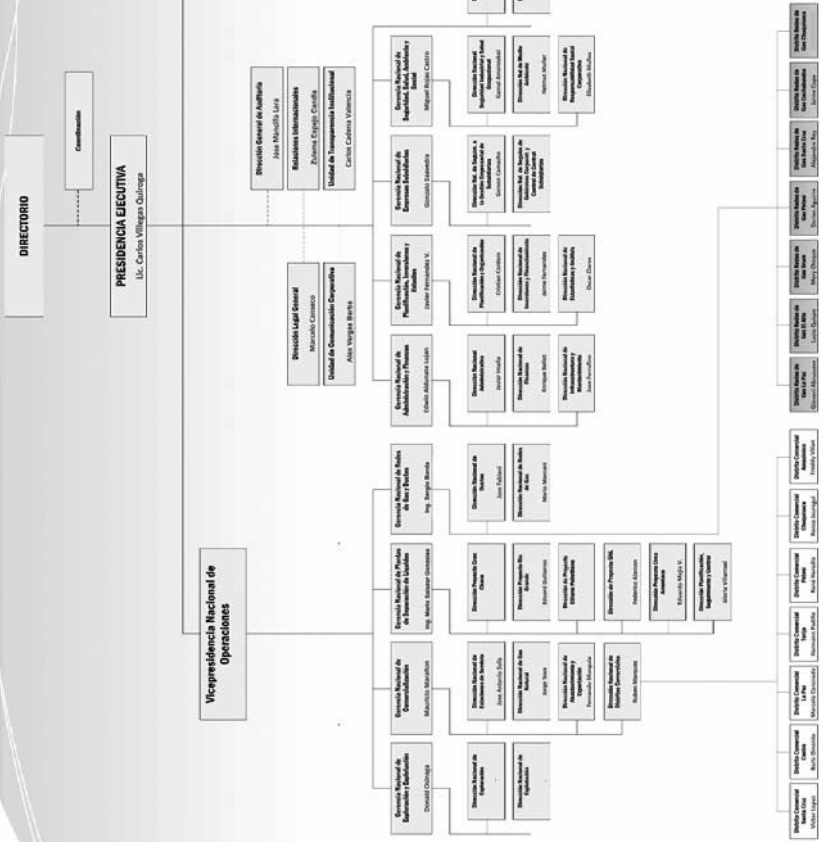




# ORGANIGRAMA Y.P.F.B 2009



**PERSONIGRAMA**  
**YPFB CORPORACIÓN**  
ABRIL/2012 LA PAZ DNHRH





## REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

**Antelo Callisperis, Eduardo; Martínez, José Abel** (1996) *Políticas de precio en el sector hidrocarburífero*. pp. 78-106. - UNIDAD DE ANALISIS DE POLITICAS ECONOMICAS (UDAPE). Análisis Económico. La Paz. : STAMPA.

**Aglietta, Michel** (1997), *Régulation et crises du capitalisme*, Paris: Jacob, 1997.

**Arrighi, Giovanni** (1999), *El largo siglo XX*. Madrid: Ediciones Akal.

**Campodónico, Humberto** (2004), “Reformas e inversión en la industria de hidrocarburos de América Latina”, serie *Recursos naturales e infraestructura*, N° 78. Santiago de Chile: Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL), octubre.

**Cardoso, Fernando Henrique & Faletto, Enzo** (1977), *Dependencia y Desarrollo en America Latina*, Siglo XXI editores S.A. Buenos Aires.

**Centro de Documentacion e Informacion Bolivia** (1996), *Nueva Ley de Hidrocarburos: ¿Golpe mortal a YPF? Cochabamba*. , 22 marzo (Mimeo).

**Cueva, Agustín** (1974), “Problemas y perspectivas de la Teoría de la Dependencia”. En publicación: *Entre la ira y la esperanza y otros ensayos de critica latinoamericana. Fundamentos conceptuales*, Bogotá: Siglo del Hombre – CLACSO.

**Delgadillo Cervantes, Miguel** (2002), *Descapitalización de YPF: Corrupción e impunidad*. La Paz.: s.e.

**Fraser Institute** (2009), *Global Petroleum Survey*, June.

**Fundación Milenio** (2006), *La nacionalización bajo la lupa*. Fundación Milenio. Análisis de coyuntura, No. 4, Agosto.

**Gonzalez Pelaez, Roberto** (2001), Evaluación del Sector Hidrocarburos en Bolivia: Estructura antes de la capitalización, privatización de Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos. // en *Informe Económico*. - n. 3. Santa Cruz.: s.e.

**Granado Hugo del; MokranI Chavez Leila, Medinacelli Monroy Mauricio** (2011). *Generación, distribución, excedente y uso del excedente de Hidrocarburos en Bolivia*. Serie de investigación N° 34 La Paz, Fundación PIEB

**Heinrich Balcázar, Freddy; Eguívar, Mario Ricardo** (2004), *Los Hidrocarburos en la Legislación Boliviana 1931 - 2004*. La Paz. : LIDEMA.

**Kotz, David, M. (2003)**, “Neoliberalism and the Social Structure of Accumulation Theory of long run capital accumulation” en *Review of Radical Political Economics*, Vol. 35, Nº 3, Summer, Union for Radical Political Economics, 263-270.

**Laserna, Roberto y Villarroel, Miguel (2008)**, Enero de 1970 – Enero de 2008, *38 años de conflictos sociales en Bolivia, Descripción general y por periodos gubernamentales*. Cochabamba: CERES.

**Cedla (2005)**, *Ley de Hidrocarburos 3058: ¿Recuperación real de los hidrocarburos?*, La Paz: Cedla.

**López, Carlos Alberto (2008)**, “Hidrocarburos: ¿hasta aquí llegamos?”, en *Boletín económico*. Análisis de Coyuntura Nº 8, Octubre, La Paz : FUNDACION MILENIO.

**Maguillansky, Graciela; Bielschowsky, Ricardo**, *Inversión y reformas económicas en América Latina*. CEPAL Santiago de Chile.

**McGuigan, Claire (2007)**, *Los beneficios de la inversión extranjera: ¿Cuáles fueron sus resultados en el sector de petróleo y gas en Bolivia?* La Paz: CEDLA.

**McCaughan, Edgard (1993)**, “Mexico’s Long Crisis: Toward New Regimes of Accumulation and Domination”, en *Latin American Perspectives*, Vol. 20, Nº3. México: Political Economy, Social Movements, and Migration. Summer. 6 – 31.

**Mandel, Ernest (1995)**, *Long Waves of Capitalist Development*. Verso, London. Revisited Edition.

**Marx, Karl (1859)**, *Prólogo a la Contribución a la Crítica de la Economía Política*, Marxists Internet Archive, marzo de 2001.

\_\_\_\_\_ (1985a), *El Capital*, Tomo I, Vol. 1. México: Siglo Veintiuno. 18 Edición.

\_\_\_\_\_ (1985b), *El Capital*, Libro I, Capítulo VI (Inédito). México: Siglo XXI Editores. 12 Edición.

\_\_\_\_\_ (1986), *El Capital*, Tomo I, Vol. 3. México: Siglo Veintiuno. 14 Edición.

**Ministerio de Hidrocarburos y Energía (2008)**, *Estrategia Boliviana de Hidrocarburos*. Septiembre. La Paz – Bolivia (S.E.)

**Miranda, Carlos**, Cincuenta años de legislación petrolera en Bolivia.- pp. 9-29, en: *Tinkazos* Nº 18, Año 8. La Paz: EDOBOL,

**MÜLLER & ASOCIADOS (2004)**, *Evaluación Económica 2003: De Goni a Carlos D. Mesa*. La Paz. : Müller Asociados.

**North, Douglas** (1984), *Estructura y cambio en la historia económica*, Madrid, Alianza Universidad.

**O'connor D'arlanck M., Jorge** (1994), *Nación, independencia y enajenación de la economía*. n. 415. La Paz : Los Amigos del Libro.

**Salinas Gamarra, Luis Fernando; Lema Pabón, Xavier Fernando; Espinoza Vásquez, Lourdes Marcela** (2002), *La capitalización cinco años después: Realidades y desafíos: Bolivia Una alianza hacia las metas del milenio*. La Paz : Fundación Milenio.

**Valenzuela, José** (1990), *¿Qué es un patrón de acumulación?* México D.F.: Universidad Nacional Autónoma de México.

**Villegas Quiroga, Carlos** (2004), *Privatización de la industria petrolera en Bolivia: Trayectoria y efectos tributarios*. La Paz. : CIDES-UMSA - CEDLA - FOBOMADE - DIAKONIA.

**Vargas Salgueiro Augusto** (1996), *YPFB entre nacionalistas y liberales: ¿Capitalización?* Editorial Amigos del Libro. La Paz-Cochabamba-Bolivia.

**Wolfson, Martin H.** (2003), "Neoliberalism and the Social Structure of Accumulation" en *Review of Radical Political Economics*, Volume 35, N° 3, Summer, pp. 255-262

**Yacimientos Petroleros Fiscales Bolivianos (YPFB)** (1998), Informe Mensual Mayo. (S.E.)

(1998), Informe Mensual Junio. (S.E.)

(1998), Informe Mensual Julio. (S.E.)

(1998), Informe Mensual Agosto. (S.E.)

(1998), Informe Mensual Septiembre. (S.E.)

(1998), Informe Mensual Octubre. (S.E.)

(1998), Informe Mensual Noviembre. (S.E.)

(1998), Informe Mensual Diciembre. (S.E.)

(1999), Informe Mensual Enero. (S.E.)

(1999), Informe Mensual Febrero. (S.E.)

(1999), Informe Mensual Marzo. (S.E.)

(1999), Informe Mensual Abril. (S.E.)

(1999), Informe Mensual Mayo. (S.E.)

(1999), Informe Mensual Junio. (S.E.)

(1999), Informe Mensual Julio. (S.E.)

(1999), Informe Mensual Agosto. (S.E.)

(1999), Informe Mensual Septiembre. (S.E.)

(1999), Informe Mensual Octubre. (S.E.)

(1999), Informe Mensual Noviembre. (S.E.)

(1999), Informe Mensual Diciembre. (S.E.)  
(2000), Informe Mensual Enero. (S.E.)  
(2000), Informe Mensual Febrero. (S.E.)  
(2000), Informe Mensual Marzo – Abril – Mayo. (S.E.)  
(2000), Informe Mensual Junio. (S.E.)  
(2000), Informe Mensual Julio. (S.E.)  
(2000), Informe Mensual Agosto. (S.E.)  
(2000), Informe Mensual Septiembre – Octubre. (S.E.)  
(2000), Informe Mensual Noviembre - Diciembre. (S.E.)  
(2001), Informe Mensual Enero - Febrero. (S.E.)  
(2001), Informe Mensual Marzo. (S.E.)  
(2001), Informe Mensual Abril. (S.E.)  
(2001), Informe Mensual Mayo. (S.E.)  
(2001), Informe Mensual Junio. (S.E.)  
(2001), Informe Mensual Julio. (S.E.)  
(2001), Informe Mensual Agosto. (S.E.)  
(2001), Informe Mensual Septiembre. (S.E.)  
(2001), Informe Mensual Octubre – Noviembre. (S.E.)  
(2001), Informe Mensual Diciembre. (S.E.)  
(2002), Informe Mensual Enero – Febrero - Marzo. (S.E.)  
(2002), Informe Mensual Abril. (S.E.)  
(2002), Informe Mensual Mayo. (S.E.)  
(2002), Informe Mensual Junio. (S.E.)  
(2002), Informe Mensual Julio. (S.E.)  
(2002), Informe Mensual Agosto. (S.E.)  
(2002), Informe Mensual Septiembre. (S.E.)  
(2002), Informe Mensual Octubre. (S.E.)  
(2002), Informe Mensual Noviembre. (S.E.)  
(2002), Informe Mensual Diciembre. (S.E.)  
(2003), Informe Técnico Enero - Febrero. (S.E.)  
(2003), Informe Técnico Marzo - Abril. (S.E.)  
(2003), Informe Técnico Mayo - Junio. (S.E.)  
(2003), Informe Técnico Julio - Agosto. (S.E.)  
(2003), Informe Técnico Septiembre - Octubre. (S.E.)  
(2003), Informe Técnico Noviembre – Diciembre. (S.E.)  
(2004), Informe Técnico Enero - Febrero. (S.E.)  
(2004), Informe Técnico Marzo - Abril. (S.E.)  
(2004), Informe Técnico Mayo - Junio. (S.E.)  
(2004), Informe Técnico Julio - Agosto. (S.E.)

- (2004), Informe Técnico Septiembre - Octubre. (S.E.)  
 (2004), Informe Técnico Noviembre – Diciembre. (S.E.)  
 (2005), Informe Técnico Enero - Febrero. (S.E.)  
 (2005), Informe Técnico Marzo - Abril. (S.E.)  
 (2005), Informe Técnico Mayo - Junio. (S.E.)  
 (2005), Informe Técnico Julio - Agosto. (S.E.)  
 (2005), Informe Técnico Septiembre - Octubre. (S.E.)  
 (2005), Informe Técnico Noviembre – Diciembre. (S.E.)  
 (2006), Informe Técnico Enero - Febrero. (S.E.)  
 (2006), Informe Técnico Marzo - Abril. (S.E.)  
 (2006), Informe Técnico Mayo - Octubre. (S.E.)  
 (2006), Informe Técnico Noviembre – Diciembre. (S.E.)  
 (2007), Informe Técnico Enero – Abril. (S.E.)  
 (2007), Informe Técnico Mayo – Diciembre. (S.E.)  
 (2008), Informe Técnico Enero – Diciembre. (S.E.)  
 (2009), Informe Técnico Enero – Diciembre. (S.E.)  
 \_\_\_\_\_ (2010) Informe Técnico Enero – Diciembre  
 \_\_\_\_\_ (2011) Informe Técnico Enero – Junio  
 \_\_\_\_\_ (2011) Informe Técnico Julio - Diciembre

**Zegada Claire, Oscar** (2009), *La Teoría de la Estructura Social de Acumulación*, Cochabamba, PROMEC, Serie: Documentos de Reflexión Académica, Facultad de Ciencias Económicas, UMSS

### **Diarios y Revistas**

#### Petropress

- \_\_\_\_\_ Enero, Marzo, Septiembre - Diciembre 2006  
 \_\_\_\_\_ Mayo, Octubre 2007.  
 \_\_\_\_\_ Marzo – Mayo, Agosto, Octubre 2008  
 \_\_\_\_\_ Enero, Junio, Agosto, Octubre 2009  
 \_\_\_\_\_ Enero, Abril, Junio, Agosto, Septiembre 2010  
 \_\_\_\_\_ Enero 2011

#### Gas y Petróleo

- \_\_\_\_\_ Artículo: “10 años de cambios del marco legal y contractual”  
 \_\_\_\_\_ Artículo: “Indicadores para la evaluación de proyectos de inversión”  
 \_\_\_\_\_ Artículo: “El gas que cambió la historia”  
 \_\_\_\_\_ Artículo: “Argentina abre el camino del LNG”  
 \_\_\_\_\_ Artículo: “No podemos repetir la historia, debemos hacer una empresa más ágil”

|       |                                |
|-------|--------------------------------|
| _____ | Octubre - Diciembre 2006       |
| _____ | Enero - Septiembre 2007.       |
| _____ | Abril, Agosto – Diciembre 2008 |
| _____ | Marzo - Diciembre 2009         |
| _____ | Enero – Diciembre 2010         |
| _____ | Enero – Febrero 2011           |

### **Sitios Web**

<http://unctadstat.unctad.org/TableView/tableView.aspx>

<http://unctadstat.unctad.org/TableView/tableView.aspx?ReportId=88>

<http://unctadstat.unctad.org/TableView/tableView.aspx?ReportId=112>

<http://www.udape.gob.bo/>

[http://www.bcb.gob.bo/?q=estadisticas/sector\\_externo](http://www.bcb.gob.bo/?q=estadisticas/sector_externo)

<http://www.ine.gob.bo/indice/general.aspx?codigo=40211>

<http://www.cedla.org/obie/system/files/Zambia.pdf>

[http://www.cepal.org/dmri/noticias/noticias/7/32097/PARA\\_WEB\\_CEPAL.pdf](http://www.cepal.org/dmri/noticias/noticias/7/32097/PARA_WEB_CEPAL.pdf)

### **Leyes y Decretos**

**Decreto Supremo n° 28467**, *Gaceta Oficial de Bolivia* disponible en: <http://www.gacetaoficialdebolivia.gob.bo/normas/buscar/28467>

**Decreto Supremo N° 28701 “Héroes del Chaco” del 1 de mayo de 2006**, *Gaceta Oficial de Bolivia*, disponible en: <http://www.gacetaoficialdebolivia.gob.bo/normas/buscar/287017>

**Decreto Supremo 29130 del 13/5/07**, *Gaceta Oficial de Bolivia*, disponible en: <http://www.gacetaoficialdebolivia.gob.bo/normas/buscar/29130>

**Decreto Supremo 29226 del 9/08/07**, *Gaceta Oficial de Bolivia*, disponible en: <http://www.gacetaoficialdebolivia.gob.bo/normas/buscar/29226>

**Decreto Supremo N° 29509 del 9/04/2008**, *Gaceta Oficial de Bolivia*, disponible en: <http://www.gacetaoficialdebolivia.gob.bo/normas/buscar/29509>

**Decreto Supremo N° 28631, pp. 64-65**, *Gaceta Oficial de Bolivia*, disponible en: <http://www.gacetaoficialdebolivia.gob.bo/normas/buscar/28631>

**Ley 1689, 30 de Abril de 1996**, *Gaceta Oficial de Bolivia*, disponible en: <http://www.gacetaoficialdebolivia.gob.bo/leyes/buscar/3058>

**Ley 3058, 17 de Mayo de 2005**, *Gaceta Oficial de Bolivia*, disponible en: <http://www.gacetaoficialdebolivia.gob.bo/leyes/buscar/3058>

**Reglamento de Unidades de Trabajo para la Exploración, Ley 1689** *Gaceta Oficial de Bolivia*

**Reglamento de Unidades de Trabajo para la Exploración, ANEXO 28393 Ley 3058** *Gaceta Oficial de Bolivia*

### **Entrevistas Realizadas**

#### **2010**

Oscar Mercado Presidente de la Unidad de Retribuciones y Participaciones de YPFB  
Jobar Fernandez Director Nacional de Costos Recuperables, YPFB  
Ing. Mario Daza Blanco, Jefe Unidad de Seguimiento de UTE y Patentes YPFB  
Ing. Walter Nuñez, Ingeniero de la Unidad de Seguimiento y Control de UTE's YPFB  
Técnico de la Gerencia Nacional de Programas de Trabajo, YPFB

#### **2011**

##### **La Paz 6-8 de Septiembre**

Edwin Álvarez Pantigoso, Gerente Nacional de Programas de Trabajo, YPFB  
Guillermo Achá Morales, Gerente Nacional De Comercialización, YPFB  
Sergio Antonio Guzmán, Jefe De La Unidad De Explotación, MHE  
Cristóbal Aguilar, Director General de Industrialización, MHE  
Eduardo Alarcón, Viceministro de Exploración y Explotación, MHE  
Fernando Munguía, Gerencia Comercial YPFB  
Ing. William Norman Donaire, Director General De Comercialización, MHE  
Ramiro Mamani, Programación de capacitación, YPFB  
Ludwing Paul Gonzales Sajas, Técnico De La Unidad De Desarrollo De Recursos Humanos, YPFB

##### **Santa Cruz**

Ing. Leoncio Ruiz, Jefe de la Unidad de Control de Producción, YPFB  
Ing. Rolando Mendoza, Director de Desarrollo y Producción, YPFB  
Juan Miguel Melgar, Unidad de Costos Recuperables, YPFB  
Sergio Aponte, Gerente Nacional de Fiscalización, YPFB

## **2012**

### Santa Cruz, La Paz 21-23 de Mayo

Ing. Luis Peñarrieta, Director Centro Nacional de Medición de Hidrocarburos YPFB  
Jaime Amelunge Pinto, Fiscal de Campo Humberto Suarez Roca, YPFB  
Fernando Salazar, Vicepresidente de Administración Contratos y Fiscalización YPFB

### Santa Cruz

Diego Chahín, Gerente de Relaciones con la Industria y No Operadas, REPSOL BOLIVIA S.A.  
Jorge Ciacciarelli, Director de REPSOL BOLIVIA S.A.  
Mauricio Mariaca, Gerente de Comunicaciones, REPSOL BOLIVIA S.A.

### Villamontes-Tarija 5-6 de Junio

Francisco Adán, Fiscal de Campo Sábalo, YPFB  
Wilman Yabeta Viera, Fiscal de Campo San Alberto, YPFB  
Fernando Salinas, Fiscal de campo Margarita, YPFB  
Javier Barriga, Fiscal de campo y parte de la dirección de proyectos, YPFB  
María Isabel Villca, Fiscal de campo La Vertiente, YPFB  
Luis Alberto Sánchez, Gerente Nacional de Fiscalización, YPFB  
Wilmar Romero, Fiscal de Campo La Vertiente YPFB  
Juan Carlos Severiche, Director de Reservorios y Producción YPFB  
Abraham Choque Talavera, Director de Geología y Perforación, YPFB



La presente edición se terminó  
de imprimir el mes de diciembre de 2012  
en Talleres Gráficos "KIPUS"  
c. Hamiraya 127 • Telf./Fax.: 591-4-4582716 / 4237448