

Detrás de la cortina de humo
Dinámicas sociales
y petróleo en el Ecuador

Teodoro Bustamante, editor

Detrás de la cortina de humo
Dinámicas sociales
y petróleo en el Ecuador



Índice

Presentación	7
Prólogo	
La cortina de humo en torno a la actividad petrolera: algunas aproximaciones	9
<i>Teodoro Bustamante P.</i>	
El inicio de la explotación petrolera y tres variables estadísticas	13
<i>Teodoro Bustamante P.</i>	
Indicadores sociales y petróleo en la Amazonía	21
<i>Teodoro Bustamante y Cristina Jarrín</i>	
Características de los contratos petroleros	93
<i>Teodoro Bstamante y Oscar Zapata</i>	

© De la presente edición:

FLACSO, Sede Ecuador
La Pradera E7-174 y Diego de Almagro
Quito - Ecuador
Telf.: (593-2) 3238888
Fax: (593-2) 3237960
www.flacso.org.ec

ISBN 978-9978-67-127-6:
Diseño de portada e interiores: Antonio Mena
Imprenta: Rispergraf
Quito, Ecuador, 2007
1ª. edición: marzo, 2007

Presentación

En cualquier discusión sobre los problemas ambientales del Ecuador, el de más alta visibilidad, casi como el emblema de la conflictividad, es el tema de la explotación petrolera. La importancia de éste se relaciona con la existencia de fuertes movimientos que toman posiciones, tanto en el país como en el extranjero.

A pesar de ello, la reflexión académica sobre la dinámica del conjunto de procesos sociales y ambientales asociados a la explotación petrolera ha sido, en general, limitada. Flacso Ecuador ha venido desarrollando un esfuerzo permanente para colmar este vacío. Se ha trabajado sobre la dinámica de los conflictos socio-ambientales en las zonas en que opera Petroecuador y luego, de manera más general, en toda la zona de actividad petrolera.

La presente publicación recoge tres trabajos que apuntan a complementar las perspectivas de estudios de caso con un esfuerzo para dimensionar, de manera más global, el impacto de la actividad petrolera. El primero, a cargo de Teodoro Bustamante, es una reflexión sobre tres variables (analfabetismo, mortalidad infantil y el PIB) de la sociedad ecuatoriana. El segundo, trabajado en conjunto por Cristina Jarrín y Teodoro Bustamante, es el producto de una reflexión sistemática sobre los sistemas de información social aplicados a la Amazonía ecuatoriana. En este trabajo se contó además con la colaboración en tareas cartográficas de Carla Gavilanes. El último texto surge de una iniciativa conjunta con la Fundación Ambiente y Sociedad que buscaba entender mejor el tema de las rentas petroleras. La participación directa de la Fundación no pudo mantenerse de manera permanente, pero su colaboración fue muy valiosa en la revisión y el afinamiento de la versión final. Como resultado final

Presentación

de este trabajo, Oscar Zapata y Teodoro Bustamante nos presentan una estimación y una reflexión sobre la renta petrolera y también sobre los factores que determinan la distribución de estos recursos.

La relación de cooperación que el Programa de Estudios Socioambientales de FLACSO Ecuador ha mantenido con Petroecuador ha continuado con varios eventos y, en ese contexto, la empresa petrolera estatal ha contribuido también financieramente para que este libro, que busca fundamentalmente aportar materiales para un debate, pueda ser publicado.

Adrián Bonilla
Director
FLACSO - Ecuador

Prólogo

La cortina de humo en torno a la actividad petrolera: algunas aproximaciones

El haber realizado por varias décadas un seguimiento de los problemas ambientales y sociales de la Amazonía nos han llevado a una sensación de que el debate sobre las relaciones entre petróleo, ambiente y sociedad tiene, a pesar de un volumen no despreciable de publicaciones, -muchas de las cuales brillan por su intensa grandielocuencia- una enorme capacidad para eludir y velar lo que realmente sucede.

El discurso inicial que la sociedad ecuatoriana formuló sobre el petróleo se concretizó en la ceremonia que en 1972 se efectuó en el Templete de los Héroes del Colegio Militar. Un barril de petróleo fue ingresado casi como un héroe más. Luego se distribuyó otro a cada una de las provincias del Ecuador. Estos son símbolos de una expectativa de riqueza, pero también es una ceremonia en la cual la “familia ecuatoriana” representada en las provincias, se reunía a compartir la riqueza y abundancia. El petróleo aparecía como la salvación de la patria.

Y frente a ese discurso que se convirtió en práctica y en retórica dominante durante mucho tiempo, surgen afirmaciones en las que el petróleo es visto más bien como el desastre ecológico y humano más grave que le puede suceder a un territorio. Parece que su única utilidad es la satisfacción de la codicia de unos pocos. Sus efectos se evidenciarían en la destrucción del ambiente y en la degradación de las sociedades amazónicas.

Esta dicotomía sigue presente. Hoy día la estrategia de ampliación de la actividad hidrocarburífera es parte de los objetivos de todos los gobiernos. Esto, al mismo tiempo que en otros ámbitos se demoniza a esta actividad, la misma que aparece como la portadora de un sinnúmero de males. Ya en otra ocasión (Bustamante 2003), comenzamos a analizar la estructura de estos discursos contrapuestos.

La fuerza y el simplismo con los cuales estas dos perspectivas se enfrentan, tienden a llevarnos a oposiciones maniqueas que pueden colorearse de distintas maneras. Pueden ser unos perversos intereses monopolísticos e imperialistas que se oponen a las valientes voces del discurso alternativo, o al contrario desubicadas voces de extremistas que conspiran para frenar el desarrollo del país. Estamos convencidos que tales dicotomías no muestran sino que esconden la compleja realidad de los procesos sociales involucrados. Los discursos estereotipados a los que hemos hecho alusión pueden mantenerse y multiplicarse fácilmente en terrenos en los cuales no existe información de base clara y confiable.

En el trabajo por elaborarla y difundirla, surgen un conjunto de sorpresas. La primera de ellas es que el esfuerzo por entender la dinámica socio-ambiental petrolera ha dejado sin usar un conjunto amplio de información de uso público. Los datos de los censos, de los sistemas estadísticos nacionales han sido poco utilizados para entender estos problemas.

En el caso de la información específicamente petrolera, nos encontramos tanto con ciertos niveles de sub-utilización de datos, como con el hecho de que mucha de la información aparece primero circulando en muy reducidos ámbitos, y en segundo término envuelta en un conjunto de tecnicismos, que parecerían demostrar la imposibilidad de que el ciudadano común y corriente pueda interesarse y entender estos problemas. Creemos que en todo caso, el ciudadano común y corriente es el detentor de derechos sobre el petróleo y en una sociedad democrática es importante hacer todos los esfuerzos que sean necesarios para ofrecerle materiales para que tenga el mayor entendimiento posible sobre estos asuntos que le conciernen.

Es necesario también tener en cuenta que todo este debate se encuentra grandemente determinado por el uso que se ha hecho de los temas amazónicos en el exterior. Hay una demanda en los países del norte, por un discurso sobre los problemas ambientales que tiene justamente estas características, dicotomías radicales, actores estereotipados, identificación de culpables. Esta demanda ha sustentado el desarrollo de una literatura sobre la Amazonía en la cual encontramos a muchos autores extranjeros, que alimenta y le da un cierto barniz y legitimidad internacional a un discurso que no es más que la repetición de estereotipos.

Cuando vemos este panorama en la discusión petrolera surge una duda, y una hipótesis y ésta es, que tal nivel de confusión y pobreza en el

debate no es un accidente, no es siquiera el producto de insuficientes esfuerzos de investigación, sino más bien la consecuencia de activos y eficientes esfuerzos para generar confusión, para evitar la discusión democrática de estos problemas. En definitiva es parte de toda una estructura de dominación anti-democrática. Una verdadera cortina de humo sobre el tema. Esta intuición es un motivo más para intentar este paso inicial y todavía muy simple, en el esfuerzo de proponer un debate documentado.

En esta publicación abordamos dos temas: por una parte, cuáles son las repercusiones a nivel de indicadores sociales de la actividad petrolera. Se trata de asumir y contrastar el supuesto de que la actividad petrolera produce o bien riqueza, o bien deterioro social. Hemos tratado de analizar que nos dicen los datos socioeconómicos respecto de esta disyuntiva.

Un segundo tema, parte de la convicción de que el impacto de la actividad petrolera sólo podrá ser comprendido a partir de la dinámica de la renta petrolera. Un primer esfuerzo, para abordar este tema es analizar cómo se genera y se distribuye esa renta en los diferentes contratos que están vigentes en el país. Este trabajo ha sido elaborado durante dos debates públicos; por una parte, el debate sobre la terminación del contrato con la compañía Oxy, y por otra, la reforma de la ley de hidrocarburos que modificó radicalmente la distribución de los recursos en cuestión.

La fuente fundamental para la realización de este trabajo ha sido el informe titulado: "Evaluación de cada uno de los contratos de participación, prestación de servicios y la participación del Estado en la producción de los campos marginales de la unidad de administración de contratos petroleros de Petroecuador del 26 de agosto de 2004" y la publicación de Henry Llanes titulada "Oxy Contratos Petroleros: inequidad en la distribución de la producción" (Llanes 2006).

De esta manera los documentos que presentamos son:

- Una breve visión de la evolución de tres indicadores antes y durante la actividad petrolera por Teodoro Bustamante. Se trata de una lectura sobre qué significan las fuertes modificaciones en el PIB, la mortalidad infantil y el analfabetismo, luego del inicio de la extracción de hidrocarburos en el Oriente.

- Una evaluación de los aspectos cuantitativos sobre indicadores del nivel de vida de la población de las zonas petroleras. Ya en el año 2005 presentamos un adelanto (Bustamante, Jarrín, 2005). Dado que este trabajo se sustenta en una aproximación de comparación geográfica, en él reencuentran también informaciones sobre la distribución de las variables sociales en el espacio nacional.
- Un análisis sobre la estructura de la renta en la producción petrolera.

El inicio de la explotación petrolera y tres variables estadísticas

Teodoro Bustamante P.¹

Ante la exacerbada contraposición entre quienes hablan del petróleo como salvación y los que hablan de una maldición petrolera uno puede sentirse perdido. Es incluso difícil creer que tanto los panegiristas como los detractores están hablando de la misma realidad. Lo lógico ante tal dicotomía nos parece que es examinar los datos que están disponibles, para comprobar cómo cambian las cosas cuando hay y cuando no hay actividad de explotación de petróleo. Para realizar esta comparación es posible usar comparaciones espaciales (comparar los sitios en los cuales hay explotación con aquellos en los cuales no hay) (ver segundo artículo de este tomo) y también hay la alternativa de usar comparaciones temporales. Ver cuál es la realidad antes, y después de que se inicia la actividad de explotación del petróleo. Es también posible usar diferentes escalas: se puede trabajar a nivel de comunidades, de cantones o de país. Este pequeño artículo toma esta última opción.

Para ofrecer una visión de contexto a los trabajos que siguen más adelante, quisiéramos presentar algunas reflexiones sobre cierta información simple que está disponible para todos.

Si queremos formarnos una idea de cómo ha repercutido en el país la explotación petrolera, una interrogante lógica sería indagar cómo se han comportado algunas variables relevantes antes y después del inicio de la extracción petrolera. Un primer nivel de este análisis es el nivel del país en su conjunto.

Para ello podemos buscar alguna variable que tenga relación con la calidad de la vida de las personas. Pero aquí nos topamos con un proble-

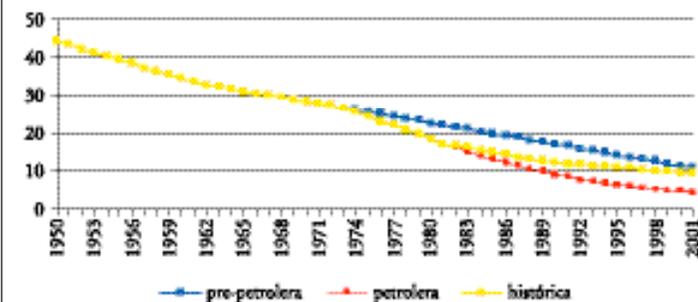
1 Profesor Investigador de Flacso sede Ecuador.

ma, todos los indicadores tienen limitaciones, no hay una variable que permita identificar de manera indiscutible la calidad de vida de una población. Por otra parte, los esfuerzos que en las últimas décadas se han realizado para elaborar índices compuestos que reflejen la calidad de vida, exigen una batería de datos, muchos de los cuales no están disponibles para los períodos anteriores al inicio de la actividad petrolera con lo cual no se puede evaluar el impacto de esta actividad.

Pero de todas maneras, sí existen algunos indicadores que nos pueden permitir una primera aproximación. La primera variable que queremos proponer es la tasa de analfabetismo. A pesar de que tiene un cierto contenido etnocéntrico, pues en ciertas condiciones especiales personas que no han accedido a la lecto-escritura pueden tener una vida de muy buena calidad, aparece a estas alturas, claro que para vivir en una sociedad cada vez más globalizada, ésta es una destreza muy importante. Veamos pues una graficación de la evolución del analfabetismo en el Ecuador.²

Gráfico No. 1

Evolución del analfabetismo en el Ecuador



Fuente: INEC: Censos Nacionales 1950,1962,1974,1980,1990,2001

² El método de extrapolación que hemos utilizado es bastante simple, se limita a aplicar la tasa histórica, para calcular exponencialmente los valores esperados (esto tanto para el analfabetismo, como para la mortalidad infantil).

En este gráfico observamos tres líneas. La línea amarilla corresponde a la evolución histórica del analfabetismo tal cual nos la presenta la información censal, en la cual se observa con claridad un punto de inflexión en el año 1974. En este momento, la velocidad a la cual venía disminuyendo el analfabetismo, cambia, se hace mucho más rápida. Si se hubiera mantenido la tendencia previa, lo que hubiera sucedido con esta variable es lo que nos muestra la línea azul, es decir, que el analfabetismo habría sido en el año 1990 cerca de un 50 % más alto de lo que fue.

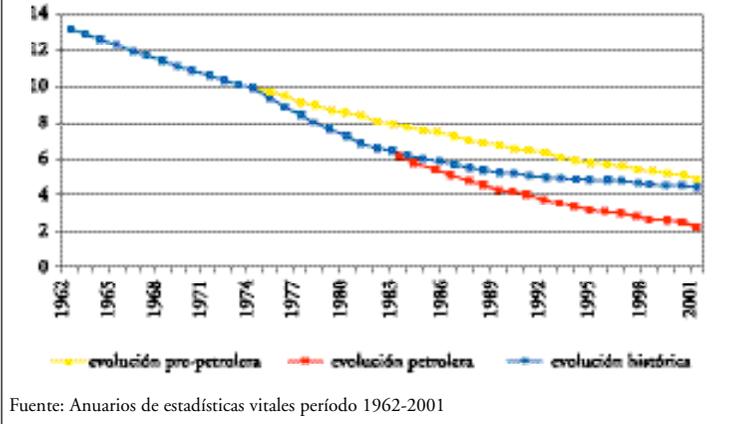
Esto nos indica que, parece haber existido una asociación positiva, entre el inicio de la extracción de hidrocarburos en la Amazonía y la disminución del analfabetismo.

Sin embargo, si analizamos con detenimiento el gráfico, veremos que hay una tercera línea que a partir del año 1982 se diferencia de la línea azul; la línea roja, que representa lo que hubiera sido la tasa de analfabetismo, si la tendencia de disminución de esta variable que se registró entre el año 1974 y 1982, se hubiera mantenido en el futuro. Este valor es sustancialmente menor que el registrado históricamente.

Esto nos estaría indicando que el efecto positivo que la explotación petrolera habría tenido para el país sobre la disminución del analfabetismo, perdió fuerza. Esto significaría que la actividad petrolera ha tenido en cierto momento un fuerte impacto en una variable como el analfabetismo, pero luego esto disminuye. Parecería ser que los ingresos generados con el mismo petróleo, es posible usarlos de maneras distintas, se trataría del mismo recurso en dos modelos de desarrollo o de acumulación diferentes.

Una segunda variable, que es generalmente aceptada sin discusión como un indicador de la calidad de vida de una población, es la mortalidad infantil. Veamos qué es lo que ella nos dice:

Gráfico No. 2
Evolución de la mortalidad infantil en el Ecuador



En color amarillo observamos la tendencia pre-petrolera, que podemos suponer correspondería a lo que hubiera sucedido si no se hubieran dado ciertas modificaciones socioeconómicas importantes asociadas al petróleo. Los índices de mortalidad infantil habrían disminuido, pero no en la dimensión que posteriormente se muestra con las modificaciones incorporadas por la actividad petrolera, graficada en color azul. Estas modificaciones post-petroleras evidencian una sustancial disminución de la mortalidad infantil a nivel nacional.

Pero sucede algo sorprendente, y es que vemos que a pesar de que en un inicio parecería que el impacto de un aumento en los ingresos a través del petróleo en esta variable era muy positivo, pronto vemos que el efecto se pierde. La línea azul comienza a acercarse nuevamente a la amarilla, y nos muestra que la tendencia es que volvamos a la tendencia histórica anterior. Se puede estimar que si la tendencia positiva que se constató en los primeros ocho años de actividad petrolera se hubiera mantenido, la mortalidad infantil hoy sería cerca de la mitad de lo que es actualmente³

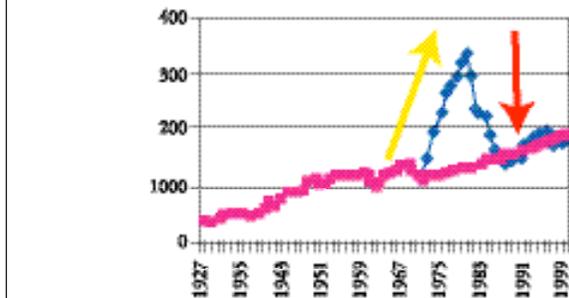
3 Esto significa que alrededor de 16.000 jóvenes entre 17 y 27 años de hoy están vivos por inversiones y cambios generados de manera asociada a la actividad petrolera. En contrapartida se puede

Nos parece que este es uno de los ejes que debería ser el centro de análisis y cuestionamientos, es decir, nos referimos a la dinámica que ha existido en el país para perder la capacidad de mejoramiento de algunos aspectos centrales para nuestro bienestar.

Lógicamente, estas son solamente dos variables de las muchas que podrían ser analizadas y en este pequeño artículo no pretendemos hacer un trabajo sistemático, pero creemos que sería conveniente complementar este punto de vista con una visión sobre un indicador económico. Proponemos un análisis de la evolución del producto interno bruto per cápita.

A pesar de que la idoneidad del producto interno bruto como indicador de logros económicos puede ser discutida, es de todas maneras una variable que se relaciona con la capacidad productiva del país. La elaboración que presentamos tiene una particularidad respecto a las formas usuales de presentar esta variable, se trata del periodo que hemos utilizado y de la unidad de medida. En efecto, el siguiente gráfico nos muestra la evolución del PIB desde que se comienzan a elaborar estas cuentas, es decir, desde 1927. Como producto de ello ha sido también necesario utilizar una unidad de medida especial, el dólar de 1927.

Gráfico No. 3
PIB per cápita. Dólares de 1927



estimar que un número similar de muertes infantiles se están produciendo hoy por la incapacidad de nuestra sociedad para mantener el esfuerzo en reducción de la mortalidad infantil.

La línea azul representa lo que ha sido el comportamiento real del PIB, mientras que la línea en morado representa la tendencia histórica hasta 1972, y la extrapolación de la tendencia en el largo plazo (la tasa entre 1927 y 1972), que nos estaría mostrando lo que hubiera sucedido si es que el Ecuador hubiera mantenido la misma tendencia sin las modificaciones que podemos atribuir a la actividad petrolera⁴

La primera característica sorprendente de este gráfico es cómo el inicio de la actividad petrolera coincide totalmente con una ruptura de la tendencia histórica y se produce un incremento radical de esta variable económica. Es lo que hemos tratado de expresar con la flecha amarilla. La explicación de este inusual incremento debe recoger diversas componentes que deben incluir también los procesos de construcción de infraestructura petrolera y el endeudamiento que esta actividad permitió, lo cual no cambia el hecho de un sorprendente incremento de la actividad.

Pe ro tan llamativo como este incremento, es que poco tiempo después, la evolución de esta variable regresa y se acerca nuevamente a la tendencia histórica previa al petróleo. Es lo que expresamos con la flecha roja.

Estos datos nos demuestran realidades complejas y sorprendentes, por un lado el potencial de crecimiento que la actividad petrolera de la Amazonía ha generado, pero también que la situación actual no es mejor a la que podríamos haber previsto sin petróleo. La enorme capacidad del petróleo para producir ingresos que repercutan en beneficios sociales se ha diluido.

Tal vez en algún momento, el dinero del petróleo sirvió para invertir y disminuir la mortalidad infantil, pero luego las condiciones se revierten, y el mecanismo de reinversión desaparece. La pregunta que surge es entonces, qué es lo que ha hecho que el potencial del petróleo para producir beneficios sociales haya sido perdido?

La evaluación del impacto de la actividad petrolera obviamente requiere abordar muchas otras dimensiones. Una de las más importantes, sin lugar a dudas es la que se refiere a los impactos ambientales. Esto ha sido tratado en otros trabajos (Kimberling 1992; Falconí 2002, etc.) En

⁴ En la elaboración de este gráfico, exploramos otras posibilidades, por ejemplo usar cifras de suces constantes, lo cual hubiera reflejado mejor la capacidad adquisitiva. La unidad que hemos escogido expresa la capacidad de adquirir bienes en el mercado mundial, no el acceso a bienes y servicios en el Ecuador.

ellos se identifican importantes costos no reconocidos en el precio del petróleo, básicamente los costos de la contaminación y la deforestación inducida por la actividad petrolera. Estos valores ascenderían a 924 millones de dólares para un período de 27 años, lo que significaría 34 millones de dólares anuales.

Tales cifras son evidentemente preliminares, pues es necesario ser más exhaustivos en el análisis de todas las externalidades. Entre las negativas sería muy importante agregar las relativas a contaminación, pero para tener una perspectiva rigurosa sería necesario indagar también los posibles efectos positivos, En esa perspectiva sería necesario tratar de cuantificar el valor generado por la agricultura de los colonos. Por otra parte, es necesario tener presente que toda valoración económica de los daños ambientales es una aproximación imperfecta y que es necesario desarrollar parámetros y criterios que puedan reflejar específicamente lo ambiental.

Bibliografía

- Banco Central del Ecuador (1997). *Setenta años de Información Estadística 1927-1996*, Quito.
- Bustamante, Teodoro (2003). “Las perspectivas de discusión de los temas socioambientales vinculados a la explotación petrolera en el Ecuador” en, Fontaine Guillaume (edit.) *Petróleo y desarrollo sostenible en Ecuador. 1. Las reglas del juego*. Quito: FLACSO.
- Bustamante, Teodoro; Jarrín, María Cristina (2005). “Impactos sociales de las actividades petroleras en el Ecuador: un análisis de los indicadores” en, *Iconos* No. 21, Quito, enero.
- Falconí, Fander (2002). *Economía y desarrollo sostenible: ¿matrimonio feliz o divorcio anunciado? El caso del Ecuador*. Quito: FLACSO, Quito.
- Kimberling, Judith (1993). *Crudo amazónico*. Quito: FCUNAE, Abya-Yala.

Indicadores sociales y petróleo en la Amazonía

Teodoro Bustamante¹
y Cristina Jarrín²

Introducción

El presente análisis surge como resultado de una experiencia de trabajo sobre las condiciones socioambientales en zonas de explotación de hidrocarburos en el Ecuador. Un avance de este trabajo ha sido ya presentado en la revista Iconos No. 21, publicada por FLACSO Ecuador.

En este artículo retomamos los diversos elementos de esa publicación, pero además hemos efectuado una nueva revisión de todas las cifras, incorporando algunos datos adicionales y desarrollando además algunos temas colaterales.

Para retomar nuestra línea de reflexión, las preguntas centrales son: ¿En qué medida la presencia de actividad petrolera determina la estructura social de las zonas en donde esta actividad se desarrolla? y ¿Cuáles son estas determinaciones? Esto nos lleva a abordar además otros aspectos, que incluyen desde temas metodológicos sobre el uso de fuentes estadísticas, algunas preguntas sobre cómo entender la estructura social en las zonas petroleras, y lógicamente cuáles son las respuestas posibles que nuestra sociedad puede elaborar frente a los problemas y particularidades que la actividad petrolera pueda generar.

Una importante limitación de este trabajo es que no permite (por su escala), diferenciar si estos indicadores estarían mayormente relacionados con la empresa estatal o privada.

1 Profesor Investigador de la Flacso sede Ecuador.

2 Estudiante del Programa de Maestría de Flacso en Ciencias Sociales con mención en estudios socio-ambientales. Asistente de investigación.

Las discusiones sobre el impacto de la actividad petrolera en la Amazonía han destacado las dimensiones ambientales (Kimberling 1993), nos referimos básicamente a la cuantificación de los derrames, de las aguas de formación vertidas al ambiente, de la superficie deforestada y de los gases quemados.

Desde la perspectiva social, existe una tendencia a partir del presupuesto de que los impactos sociales de la actividad petrolera son negativos y masivos (Varea 1995; Acción Ecológica 2003; Kimberling 1993), conociéndose numerosas denuncias de perjuicios. En este sentido, el Observatorio Socio-ambiental de FLACSO Sede Ecuador ha impulsado el trabajo sobre conflictos, donde se han sistematizado y analizado diversa información referente a conflictos socioambientales (Arteaga 2003; Fontaine 2003; Andrade 2004). Existe, además levantamiento de información sobre datos epidemiológicos (San Sebastián 2000).

Todos estos puntos de vista contrastan con la perspectiva de la industria petrolera que afirma realizar aportes positivos para las comunidades donde se desarrolla (Lathrop, et al. 1999). Para el caso del bloque 10. Todas las compañías tienen un mensaje en el cual se destaca los impactos beneficiosos de su actividad.

La metodología aquí utilizada no parte específicamente de ninguno de estos puntos de vista, pues examinaremos los datos y estos podrían mostrarnos que en las zonas petroleras, los indicadores no siempre responden a estos supuestos. Por otra parte, debemos tener presente que una aproximación estadística como ésta, no demuestra relaciones de causalidad, por lo que para llegar a hipótesis y propuestas de explicación deberemos recurrir a aproximaciones complementarias³.

En consecuencia, para el desarrollo de este análisis utilizaremos la mayor cantidad de información estadística sobre las zonas en las cuales se desarrolla la actividad de extracción de petróleo, y a través de las comparaciones con otras zonas determinaremos qué es lo que particulariza a las zonas petroleras.

3 Las técnicas de análisis utilizadas en el siguiente trabajo, son de carácter descriptivo, por lo que no permiten establecer con precisión relaciones de causalidad.

Problemas metodológicos previos

Una parte importante de este trabajo ha consistido en analizar la información estadística que está disponible sobre los temas sociales en el Ecuador.

En la actualidad, el monto de esta información es bastante apreciable y en ocasiones, nos vemos ante el problema inverso del que se presentó en el pasado, es decir, existe un exceso de información y no toda con igual grado de confiabilidad. Es por ello, que un primer paso en este proceso fue el de efectuar una evaluación de la consistencia de la información que utilizaríamos.

Las principales fuentes sobre variables sociales ecuatorianas son los Censos nacionales, el Sistema de encuestas de condiciones de vida, y los mecanismos administrativos de generación de información por parte de la propia administración. En base a estas fuentes primarias se construyen los sistemas de indicadores, representados fundamentalmente por el SIISE y el INFOPLAN.

Cada una de estas fuentes y los niveles de elaboración que incluye cada sistema presenta sus propias ventajas y limitaciones. La información derivada de la gestión de los Sistemas Nacionales de Educación y Salud, presenta sus propias limitaciones: no siempre tienen un óptimo nivel de calidad, aunque en general permiten los más altos grados de desagregación. Esta información cubre los servicios prestados por los sistemas de servicio social del Estado (niños matriculados, pacientes atendidos, etc.)⁴

Un segundo grupo de información es el proveniente de las encuestas. Estos tienen la ventaja de ser actualizados sobre una base bianual, y además son los únicos instrumentos estadísticos que abordan el tema de la pobreza, al menos en cuanto a ingresos se refiere. Sin embargo, todos ellos se basan en muestras que han sido diseñadas para ser representativas a nivel de grandes agregados, como Quito y Guayaquil y zonas urbanas y rurales por regiones.

Por último, la información censal tiene como característica el de ser bastante detallada, con posibilidades de desagregaciones a nivel de parroquia, pero tiene como limitación el hecho de que esa información se pro-

4 Un caso típico de las deficiencias de los sistemas administrativos son los relativos a mortalidad infantil, que dado el hecho de que muchos niños no son inscritos en su primer año de vida, la información generada por el sistema de estadísticas vitales tiene un nivel de omisiones sistemático.

duce con grandes intervalos y además no incluye algunos indicadores valiosos, como es el caso de la pobreza por ejemplo.

Los sistemas del SIISE y del INFOPLAN enfrentan estas dificultades a través de la elaboración de modelos, que permiten combinar la desagregación política del censo, las informaciones sobre tendencias de los sistemas de encuestas, para producir datos muy desagregados a nivel parroquial sobre una muy grande gama de variables. Es sin embargo importante tener en cuenta que estos valores calculados, son en realidad estimaciones, no datos medidos.

Con estos antecedentes hemos optado por privilegiar la información censal y utilizaremos la información administrativa cuando ella esté disponible.

Un segundo rubro de problemas es aquel que se refiere a la estabilidad de las unidades administrativas (cantones y parroquias), respecto a las cuales se presenta la información. Esto es especialmente relevante cuando se intenta trabajar en perspectivas diacrónicas.

Si consideramos que la amazonía es la región del país en la cual ha existido el más rápido proceso de creación de parroquias cantones y provincias, este problema adquiere una relevancia especial.

Para enfrentarlo se ha procedido a reconstruir el proceso de sucesivas desagregaciones territoriales, lo que ha hecho posible que las comparaciones se efectúen siempre entre el mismo tipo de unidades políticas. (Anexo No. 1)

Desde la perspectiva nacional

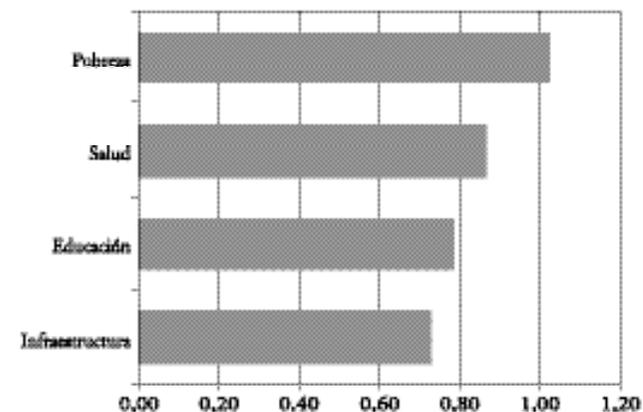
Comparaciones regionales

En una perspectiva de aproximarnos por etapas a nuestro tema de análisis, podemos establecer un primer nivel al preguntarnos ¿Cómo se comparan las zonas petroleras con el resto del país?, para lo cual es necesario que contextualicemos cuál es la situación general de la Amazonía respecto a las otras regiones ecuatorianas, para lo que hemos utilizado los datos del SIISE versión 3.5 y del INFOPLAN versión 2.0.

Con esta información hemos elaborado cuatro indicadores sintéticos⁵ cuya descripción detallada se encuentra en el Anexo No.2⁶. Los resultados nos permiten señalar que la región amazónica, muestra respecto a los promedios nacionales las siguientes características: por un lado, refleja una importante desventaja en niveles de infraestructura y calidad de la vivienda; una desventaja menor pero no por ello despreciable en cuanto a educación; en salud la situación se acerca más a la media nacional y, una situación que es prácticamente igual al promedio nacional en lo que se refiere a los indicadores de pobreza.

Esto se puede observar en el gráfico siguiente, tomando en consideración que la unidad (1) representa el promedio nacional, por lo que valores superiores a ésta, estarían indicando una mejor situación de la región respecto al promedio país. Aclaramos además que en el caso del indicador de pobreza, un valor alto significa menor pobreza.

Gráfico No. 1
Comparación de los índices compuestos por indicador respecto a la medida nacional



Fuente: Infoplan 2.0, SIISE 3.5
Elaboración: T. Bustamante, C. Jarrín

5 Estos indicadores recogen el promedio de variables que han sido convertidas en índices, donde el promedio nacional es igual a 1 y el valor de cada región se expresa como la razón entre el valor de esa zona y el promedio nacional.

6 Una comparación entre todas las regiones se encuentra en Bustamante; Jarrín (2005).

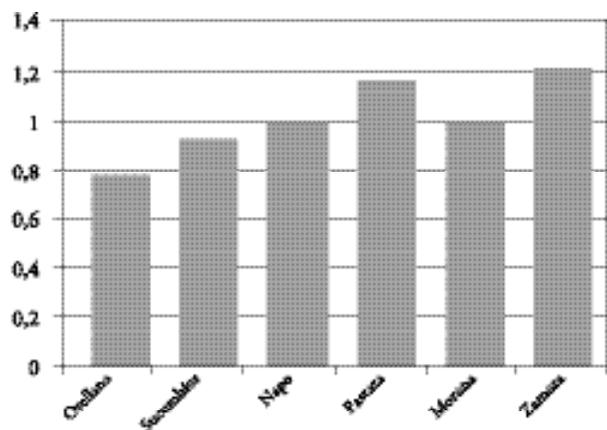
Lo que estos resultados nos indican es básicamente que la Amazonía tiene el perfil típico de las zonas de colonización, es decir, un nivel de acceso a dinero, con promedios cercanos y ligeramente superiores al promedio nacional, pero grandes deficiencias en lo que se refiere a servicios básicos y formación de capital humano.

Un segundo nivel de análisis está en diferenciar lo que sucede a una mayor desagregación, es decir, a nivel provincial.

Comparaciones provinciales

La comparación de las variables socioeconómicas a nivel de provincias nos permite analizar en qué aspectos se diferencian las provincias consideradas petroleras de aquellas que no lo son al interior de la misma Amazonía. Para este fin consideraremos como provincias petroleras a Sucumbíos y Orellana, pues estas dos circunscripciones territoriales concentran el 95,30% de los pozos de la región amazónica.

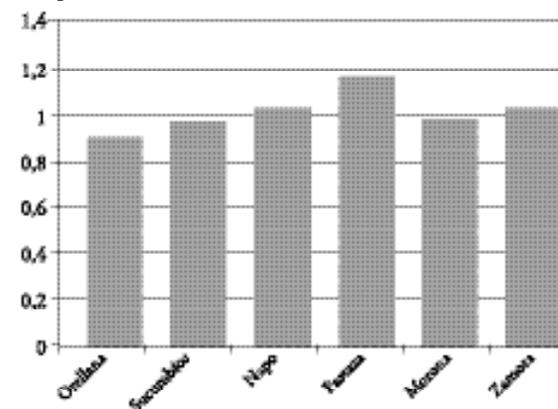
Gráfico No. 2
Índice compuesto de indicadores de infraestructura y vivienda



Fuente: Infoplan 2.0, SIISE 3.5
Elaboración: T. Bustamante, C. Jarrín

Para mostrar los resultados de esta comparación hemos elaborado los mismos indicadores sintéticos que los utilizados para las comparaciones regionales con los promedios nacionales. En este caso hemos comparado los promedios de cada provincia con el promedio de la región amazónica. Éstos se reflejan en los Gráficos No. 2 y No. 3.

Gráfico No. 3
Índice compuesto de indicadores desalud



Fuente: Infoplan 2.0, SIISE 3.5
Elaboración: T. Bustamante, C. Jarrín

Estos resultados presentan varios aspectos interesantes: en primer lugar en infraestructura y vivienda, y en menor medida en salud; las provincias denominadas petroleras muestran inferiores condiciones de vida respecto al resto de las provincias amazónicas. En el caso de Orellana, esta realidad es especialmente aguda. Tanto es así que esta provincia muestra los indicadores más bajos del país en cuatro de los nueve indicadores analizados sobre vivienda e infraestructura.⁷

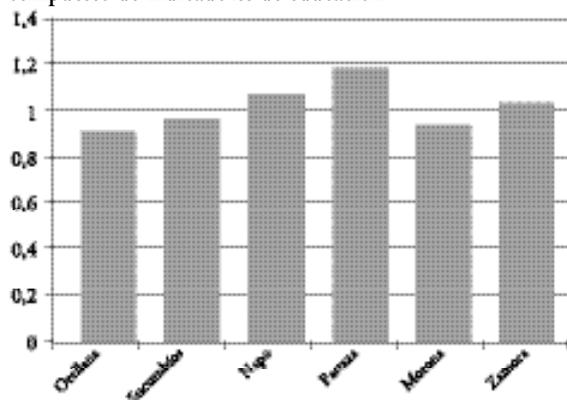
Es necesario indicar que en materia de salud, hay resultados algo divergentes. En lo que respecta a indicadores de cobertura y servicios en

⁷ Los indicadores son: cobertura de servicio higiénico, índice compuesto de calidad de vivienda, índice de infraestructura y cobertura del servicio eléctrico. Por otra parte cabe señalar, que los indicadores para esta comparación no son exactamente los mismos que para el análisis a nivel regional (ver el listado en el anexo dos).

salud, los promedios amazónicos sí son inferiores al promedio país, y con mayor énfasis precisamente en las provincias petroleras, sin embargo, los datos de mortalidad infantil y desnutrición reflejan condiciones similares al promedio nacional.

En el caso de la provincia de Pastaza la fuerte concentración hospitalaria le otorga mejores índices. (Respecto a la mortalidad infantil, ver discusión más adelante).

Gráfico No. 4
Índice compuesto de indicadores de educación



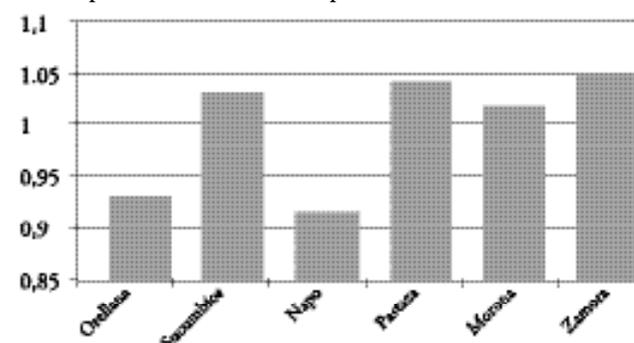
Fuente: Infoplan 2.0, SIISE 3.5
Elaboración: T. Bustamante, C. Jarrín

Respecto a los indicadores de educación, no se percibe una importante diferenciación de las provincias petroleras, tanto respecto a la media nacional, como entre ellas. En lo relativo a la pobreza, estas provincias muestran situaciones diferentes. Sucumbios se asemeja a las provincias del sur, mientras que Orellana, con indicadores más bajos tiene un parecido con la provincia del Napo.

En resumen, encontramos que el perfil de desventaja de las provincias petroleras se refiere a ciertos ámbitos específicos. Por el momento parecen mostrarse como elementos claves los relativos a la infraestructura (un servicio estatal), la cobertura de servicios de salud (otro servicio público) y la calidad de la vivienda (que corresponde fundamentalmente a un aho-

ro privado). En los otros campos, la situación parece semejar a la del resto de la Amazonía.

Gráfico No.5
Índice compuesto de indicadores de pobreza



Fuente: Infoplan 2.0, SIISE 3.5
Elaboración: T. Bustamante, C. Jarrín

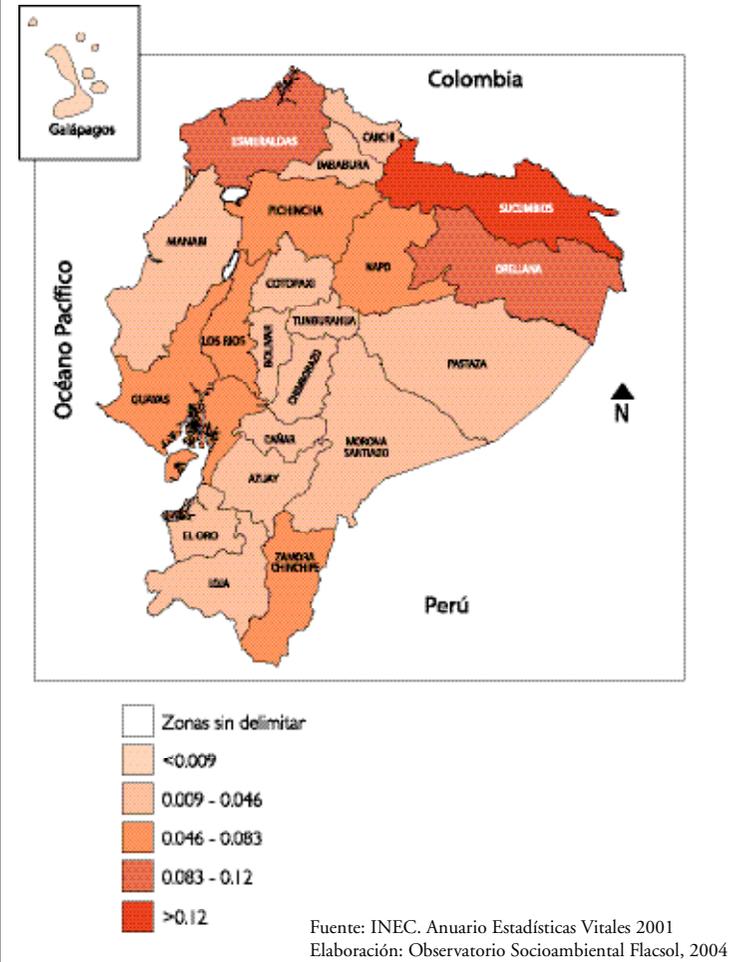
El análisis provincial permite, además, un nivel de trabajo con dos variables que podrían estar reflejando la calidad de vida de la población de estas provincias.

Las variables que mencionamos, provienen de los anuarios de estadísticas vitales, a través de su clasificación de las causas de las defunciones, donde encontramos información sobre las muertes provocadas utilizando la violencia, es decir, aquellas ocurridas por homicidios y suicidios. La segunda variable a la que nos referimos es el porcentaje de muertes relacionadas con tumores o procesos cancerígenos, ya que uno de los factores causales de diferentes tipos de cáncer ha sido directamente relacionado al contacto permanente con sustancias de alto grado de toxicidad.

Proponemos que estos datos reflejarían indirectamente la calidad de vida, los estados de salud mental de la población, así como la calidad toxicológica del ambiente. Los datos analizados corresponden al año 2001.

El primero de estos indicadores, que ha sido representado en el Mapa No. 1, nos muestra con claridad, el hecho de que las provincias petroleras sí muestran una situación de desventaja y en realidad preocupante en lo

Mapa No. 1
Porcentaje de muerte violenta



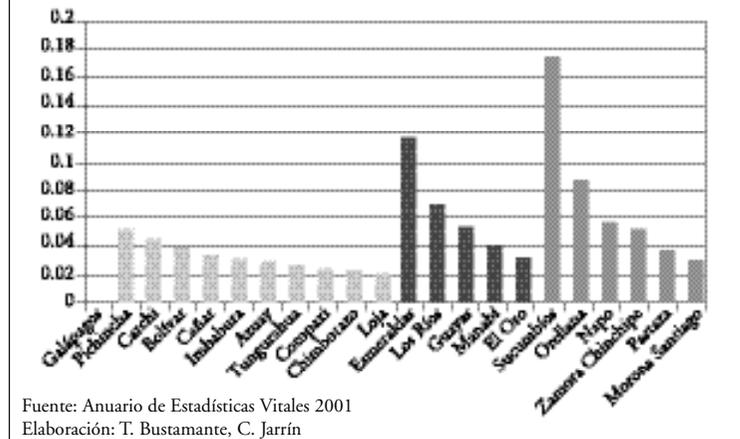
que se refiere a violencia. Podría aventurarse, por lo tanto la hipótesis de que las dinámicas creadas en zonas donde se produce petróleo tienden a agudizar de manera grave condiciones de violencia.

Sin embargo, estas afirmaciones deben confrontarse con otras características del patrón general de distribución de esta variable. El primer aspecto a destacar es que las provincias petroleras no son las únicas que muestran este perfil. En efecto, encontramos que la provincia de Esmeraldas presenta un fuerte componente de violencia, similar al de las provincias petroleras.

En este caso tenemos una circunscripción territorial en la cual no se produce petróleo, pero sí existe infraestructura petrolera. Podríamos corregir entonces nuestra hipótesis anterior, indicando que no sólo se estarían desencadenando situaciones violentas allí donde se produce petróleo, sino también donde existen dinámicas fuertemente relacionadas con actividades hidrocarburíferas. Por esta razón no consideramos a las provincias del Guayas y Pichincha como parte de esta dinámica, ya que si bien existe presencia de cierta actividad petrolera en ellas, la influencia que ésta ejerce no tiene mayor peso relativo.

No queremos agotar el tema en este momento, pero parecen existir otras variables que son también determinantes en el comportamiento de

Gráfico No. 6
Porcentaje de muertes causadas por homicidios. Año 2001



este indicador. Por ejemplo, en la siguiente graficación observamos algo que nos parece revelador: si ordenamos los valores de las provincias por región y al interior de éstas, en orden decreciente, tenemos que por una parte las tres regiones del país muestran un comportamiento diferenciado. En segundo lugar vemos que al interior de cada una de ellas, con excepción de la Sierra, la provincia con mayor porcentaje de homicidios es siempre una provincia fronteriza con Colombia.

En el caso de la Sierra, el mayor índice de homicidios en el referido año (2001) está en Pichincha, en donde el carácter urbano de la capital puede explicar en parte esta dinámica. En todo caso, la segunda provincia es El Carchi, que es fronteriza. Esto parecería indicarnos que la violencia presente en Colombia tiene un cierto efecto de filtración hacia el territorio ecuatoriano.

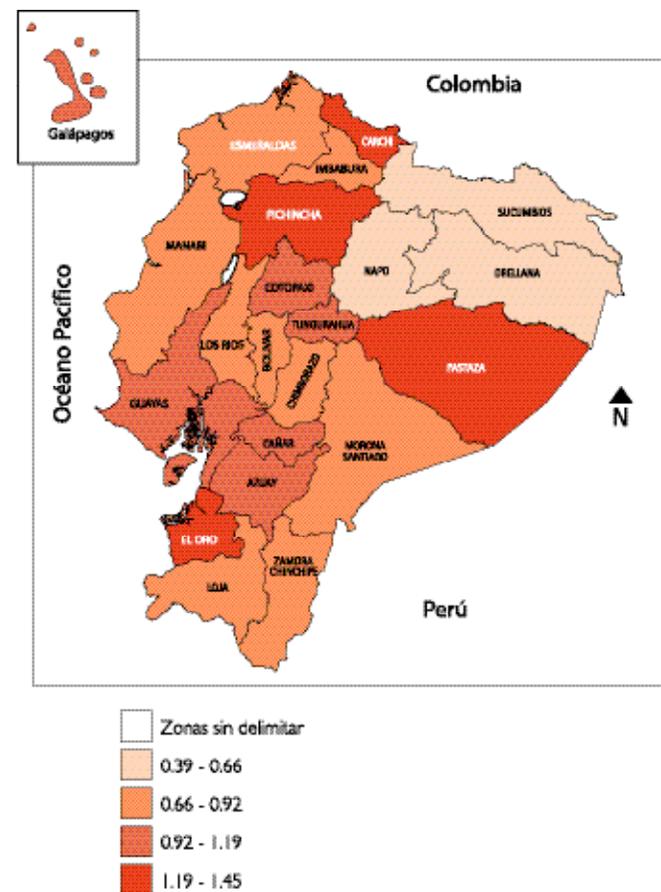
Nótese por otra parte que este indicador de violencia es de todas maneras, muy diferente en las tres provincias fronterizas, esto indica que la situación fronteriza tiene que ver con el resultado, pero en ningún caso es el factor único.

La segunda variable a analizar es el porcentaje de defunciones producidas por tumores o enfermedades de tipo cancerígeno. Los resultados constan en el Mapa No. 2 y son claramente sorprendentes, pues corresponde exactamente a lo inverso que nuestra hipótesis predecía. Si tomamos en consideración los datos ofrecidos por el Anuario de Estadísticas Vitales, las provincias petroleras son las que tuvieron en el año 2001, la menor incidencia relativa de muertes causadas por cánceres.⁸

En realidad, estos datos no solamente contradicen nuestra hipótesis sino que además van en contra de lo que se ha planteado en otros casos para los análisis de la relación entre contaminación petrolera y cáncer. En efecto, en varios documentos (Acción Ecológica 2003; San Sebastián et al, 2000), señalan una directa causalidad entre contaminación petrolera y diversos tipos de patologías, entre los cuales se incluye de manera destacada el cáncer. Ante esta contradicción es necesario buscar causas que puedan explicar estas conclusiones aparentemente tan diferentes.

⁸ A fin de controlar los errores que se puedan deber a un número bajo de casos en un año, hemos procedido a efectuar el mismo análisis para el año 2000 y para los años 1994 y 1995. Los resultados son totalmente consistentes con los del 2001.

Mapa No. 2
Porcentaje de defunciones causadas por tumores



Fuente: Anuario de Estadísticas Vitales, 2001
Elaboración: Observatorio Socioambiental Flacsol, 2004

Señalemos en primer lugar que el método, y por lo tanto aquello que estas dos aproximaciones miden es sustancialmente diferente ya que estos estudios se refieren a una población mucho menor (1.520 personas para el estudio de Acción Ecológica y 663 para el de San Sebastián) frente a las dinámicas estadísticas que se refieren a más de 200.000 personas).

Por otra parte, los Anuarios de Estadísticas Vitales establecen cortes anuales que se diferencian de las historias reproductivas y de historias vitales de los otros dos estudios. Cabe agregar que entre ellos hay también importantes diferencias, pues el estudio de San Sebastián expone una estrategia del diseño de muestra mediante la conformación de grupos testigos y de formas de verificación de la información, mientras que la publicación de Acción Ecológica no incluye estos aspectos.⁹

De estas diferencias se desprenden ciertas consecuencias. El trabajo basado en las estadísticas vitales hace referencia a un gran agregado demográfico, mientras que los dos estudios que hemos mencionado abordan un grupo más particular. Esto implica que puede ser perfectamente cierto que la población en general en esas provincias padezca menos cáncer, pero que en los sectores más acotados y expuestos a la contaminación que viven cerca de los pozos la realidad sea la inversa.

También debemos anotar que en universos demográficos como los anotados, las variaciones de un solo caso pueden llevar a índices o tasas muy diferentes por tratarse de poblaciones pequeñas. Esto determina que un solo caso de cáncer puede representar una tasa anormalmente alta.

De todas maneras es también pertinente señalar que los datos que hemos utilizado, es decir los que provienen del Sistema Estadístico Nacional pueden ser cuestionados señalando con seguridad que en una zona con precariedad en la cobertura de servicios de salud, debe existir un

9 Indudablemente el estudio de San Sebastián es el que más aporta a la discusión del problema. Sin embargo, de su lectura surgen dos dudas: a) ¿a qué se debe el comportamiento inverso entre hombres y mujeres respecto al cáncer? Si el agente causal es la contaminación en la zona de residencia, ¿cabría esperar un perfil común? La fuerte diferenciación de género en los perfiles epidemiológicos apunta a agentes causales ligados a las diferencias de roles, actividades y exposición, por lo tanto sugerirían riesgos ligados al trabajo. Por otra parte, el estudio de riesgos de aborto podría estar midiendo otros aspectos ligados a la modernidad, dadas las diferencias de residencia y de perfil socio-económico de los dos grupos: la mayor incidencia de abortos puede deberse tanto a la presencia de los pozos como a diferentes pautas de vida de sectores más cercanos a las vías.

monto de subregistro de enfermedades de diagnóstico difícil. Sin embargo, esta realidad es también aplicable a otras zonas con carencias de servicios como es el resto de la región amazónica.¹⁰

Otro nivel de análisis es discutir si los resultados que nosotros hemos encontrado tienen alguna lógica. Es decir, si pueden ser explicados por alguna otra hipótesis consistente¹¹.

Si tratamos de buscar alguna explicación a la distribución de este indicador, creemos que es posible combinar dos elementos: por una parte, el grado de urbanización y en segundo lugar, el grado de modernidad en la agricultura que estaría probablemente asociado al uso de plaguicidas.

Es así como encontramos que las zonas con mayor incidencia de esta variable son aquellas que o tienen una agricultura de exportación, o bien, agricultura fruti-hortícola, o el caso especial del Carchi, conocido por su consumo masivo de plaguicidas en el cultivo de papa.

Es decir, a pesar de los problemas que la explotación petrolera podría ocasionar a la población y aparentemente de manera especial a aquellas que están viviendo de manera más cercana a los pozos, ésta no ha marcado a nivel masivo (en las provincias petroleras) un aumento de casos de cáncer, y al contrario, parece ser que otros aspectos tales como menor densidad demográfica, menor uso de plaguicidas, hace que los riesgos a la salud generados por la contaminación no sean mayores a los del promedio nacional.¹²

10 Una variable que podría orientarnos sobre el monto de este subregistro podría ser el porcentaje de muertes con certificación médica. Este valor es bajo en las provincias anotadas, pero no más bajo que en el resto de la Amazonía.

11 Sobre todo, tomando en consideración que como ya se mencionó anteriormente, las técnicas de análisis utilizadas son básicamente descriptivas, por lo que no podría precisarse relaciones de causalidad.

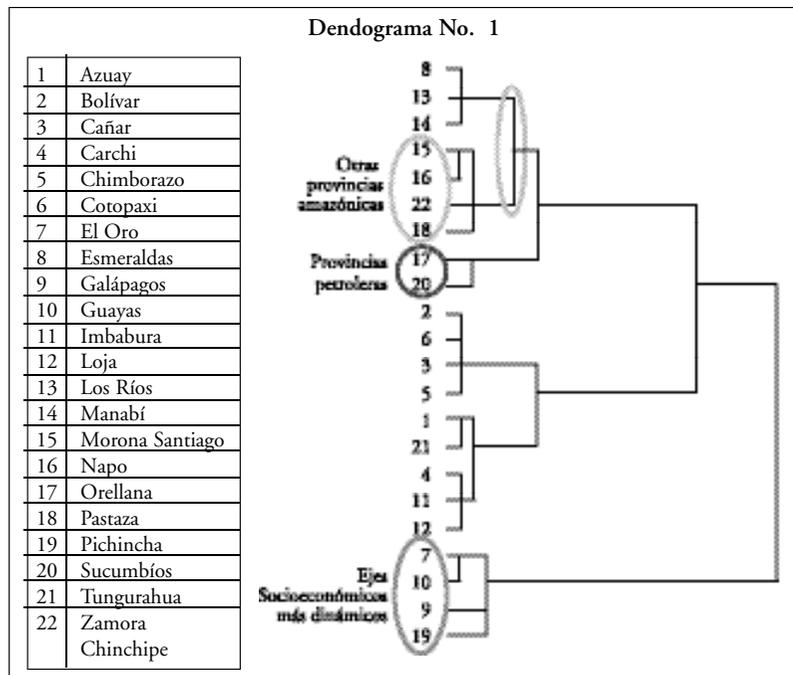
12 Esto no quiere decir que no sea urgente la eliminación de los niveles de contaminación. Al contrario, el perfil que encontramos nos muestra que la remediación y control de las emisiones puntuales es una tarea urgente. Creemos que estudios epidemiológicos más sistemáticos son también necesarios.

Agrupación en dendogramas

El análisis a nivel provincial nos permite efectuar otro procedimiento adicional, y este es el de elaboración de agrupaciones y dendogramas¹³ a través de los cuales podemos respondernos a la pregunta de ¿a qué provincias se parecen más las provincias donde se desarrolla la actividad petrolera? y ¿cuánto difieren las provincias petroleras en un conjunto determinado de variables respecto a las demás provincias del país?¹⁴

En este como en otros análisis es de gran importancia la selección de las variables utilizadas. Hemos realizado diversas combinaciones y creemos que el Dendograma No.1¹⁵ expresa adecuadamente estas relaciones.

Este gráfico nos muestra que la actividad petrolera marca a las provincias donde esta actividad se asienta (Orellana y Sucumbíos), es por ello que esas dos provincias están muy cerca en esta graficación.



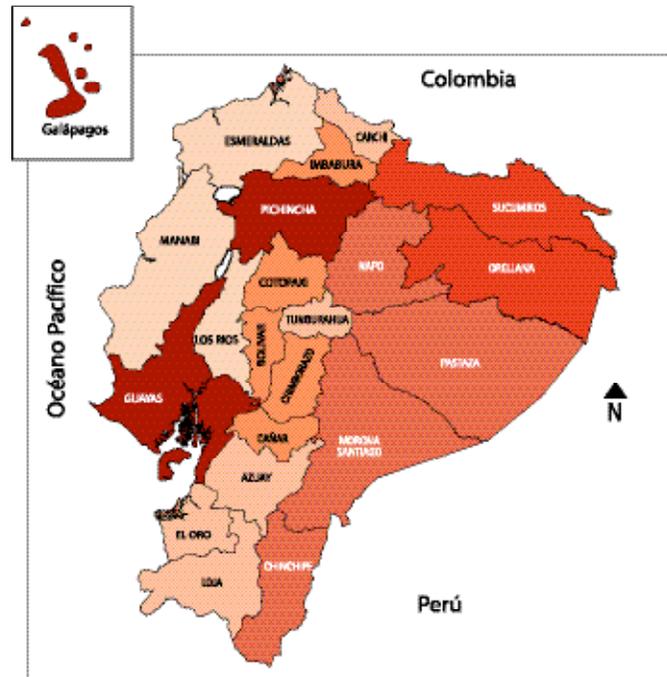
Una expectativa lógica sería pensar que las provincias petroleras están cercanas a las demás provincias amazónicas. Pero los datos nos muestran algo ligeramente diferente a lo esperado. En efecto, las demás provincias amazónicas se parecen más a las provincias costeñas del norte que a las provincias petroleras.

La actividad petrolera diferencia la estructura socioeconómica, aún tratándose de condiciones climatológicas similares. Sin embargo, esta determinación no llega a imponerse sobre las características ecológicas que diferencian a las provincias de clima cálido de las andinas. Sin embargo, la determinación “geográfica ecológica” es también menor que la dualidad básica que hay entre los diversos espacios socioeconómicos del país, es decir, la diferencia entre los ejes económicos más dinámicos como son El Oro-Galápagos-Guayas y Pichincha y el resto del país.

Estas agrupaciones pueden representarse también espacialmente, como lo demostramos en el Mapa No.3, el mismo que permite ver la situación de los indicadores socio-económicos distribuidos espacialmente y cómo el espacio constituye un factor diferenciador de esta realidad.¹⁶ Pero desde nuestro punto de vista, lo importante es señalar que la presencia del petróleo está asociada a una forma específica de presentación de las variables socio-económicas.

13 El dendograma es un sistema de graficación que sintetiza un proceso de agrupaciones sucesivas. Su expresión es un árbol, con ramas con progresivas bifurcaciones.
 14 Para ello hemos utilizado el programa SSPS, se han elaborado dendogramas de aglomeración utilizando el método de Ward, con la técnica de la distancia Euclídea, con valores estandarizados de 0 a 1.
 15 Las variables utilizadas incluyen cobertura de servicios a la vivienda, variables educativas, salud, variables de pobreza, causas de muerte, población indígena, crecimiento demográfico y ramas de actividad. Para mayor detalle ver el Anexo No. 2.
 16 Los aspectos que nos parecen más interesantes son el rol estructurador de la oposición entre Quito-Guayaquil-El Oro –Galápagos y el resto del país y la diferenciación interna de la Sierra, en la cual la presencia indígena está asociada inversamente al desarrollo comercial entre otros.

Mapa No. 3
Dendograma de aglomeración jerárquica



Fuente: Anuario de Estadísticas Vitales, 2001
Elaboración: Observatorio Socioambiental Flacsol, 2004

En el proceso de análisis se elaboraron dendogramas y croquis de distribución, escogiendo un conjunto diferente de variables, pero los resultados fueron sorprendentemente similares, las únicas variaciones que nos parece pertinente comentar son las siguientes:

Las variables valorativas¹⁷, es decir las que se refieren a las condiciones de vida, muestran a la región petrolera en condiciones más parecidas al resto de la costa y Amazonía que las estructurales¹⁸. Estas tienden a mostrar un perfil ocupacional más fuertemente diferenciado en las zonas petroleras.

Las variables de calidad de vida, cuando son tomadas sin considerar a las de estructura productiva, producen algunas diferencias en las aglomeraciones, básicamente acercan a las provincias petroleras a dos provincias costeñas con actividad de agro exportación (Esmeraldas y Los Ríos) que se diferencian de Manabí, que al contrario, tiende a semejarse más a las otras provincias orientales. La provincia de Imbabura se asemeja más a las que hemos llamado provincias indígenas de la Sierra (Cotacachi, Bolívar, Chimborazo y Cañar).

Análisis a nivel cantonal

La región petrolera

Un siguiente nivel de análisis es el cantonal. En la anterior publicación ya mencionada, expusimos los datos que muestran la enorme concentración de pozos petroleros en muy pocos cantones, así como la posibilidad de usar diversos criterios para delimitar una zona petrolera. Más adelante combinaremos varios de ellos, pero en una primera aproximación abordaremos el estudio de cuáles son las particularidades de los cuatro cantones que concentran el 83,7% de los pozos petroleros.

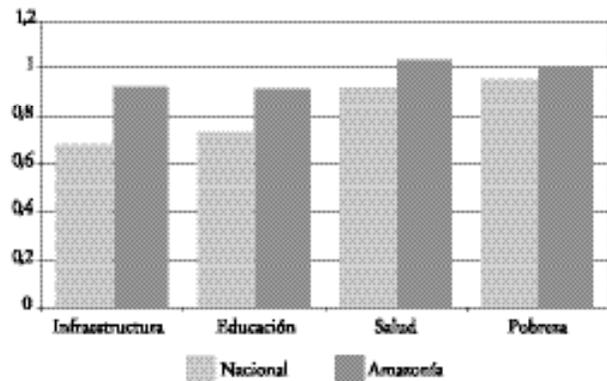
17 Denominamos variables valorativas a aquellas asociadas a una escala de valor como por ejemplo mortalidad infantil, años de escolaridad, etc.

18 Por variables estructurales entendemos a aquellas que describen una realidad por ejemplo, ramas de actividad y respecto a las cuales no es posible decir cuál de ellas es mejor o peor.

Comparación de los cantones petroleros con la Amazonía y el país

Gráfico No. 7

Situación comparativa de los cantones petroleros con la medida nacional y la medida amazónica



Fuente: Infoplan 2.0, SIISE 3.5
Elaboración: T. Bustamante, C. Jarrín

Si analizamos el conjunto de variables sociales y comparamos los valores obtenidos para los cuatro cantones que tienen alta actividad petrolera, con el conjunto de la Amazonía por una parte, y el total del país por otra, obtenemos resultados que muestran hasta un 30% de desventaja en los cantones petroleros respecto al país en indicadores de infraestructura y educación, en cambio, respecto a la Amazonía, la desventaja es algo menor (distancias menores al 20%).

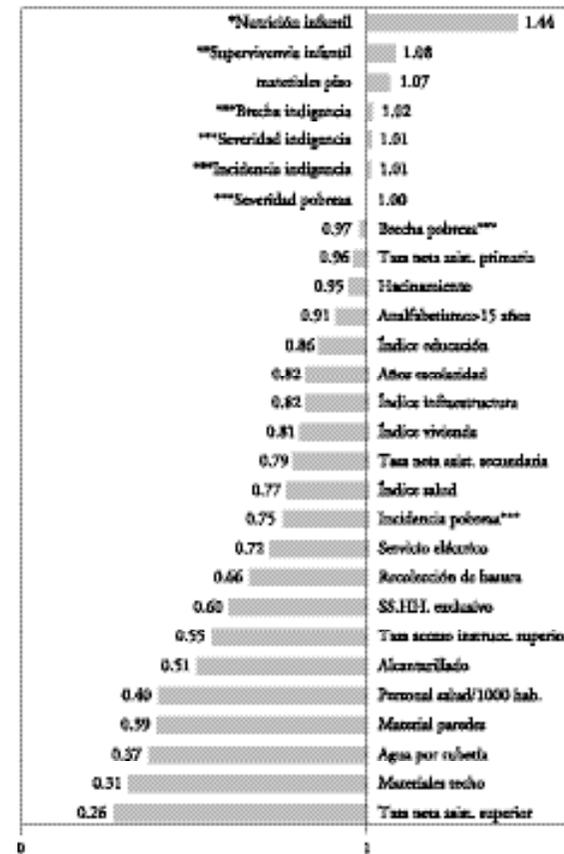
En los temas de salud y pobreza obtenemos que la comparación con el país arroja reducidas desventajas (menores al 10 %). La comparación con la Amazonía muestra en cambio valores muy similares.

Análisis comparativo con la situación nacional

Podemos dar otro paso más si analizamos cada indicador individualmente. Esto produce dos cuadros que nos parecen significativos. Veamos en primer lugar lo que sucede si la comparación la realizamos con respecto al conjunto del país:

Gráfico No. 8

Cantones petroleros comparados con la media nacional



Fuente: Infoplan 2.0, SIISE 3.5
Elaboración: T. Bustamante, C. Jarrín

* Corresponde al porcentaje de niños menores de 5 años que NO tienen problemas de desnutrición (1-desnutrición crónica)

** Este valor es (=100 - tasa de mortalidad infantil).

*** Todos estos valores son inversos aditivos, es decir (= 1 - Variables de pobreza). Por lo tanto, mientras más alto es el valor, menos grave es la pobreza.

Podemos clasificar a estas variables en cinco grupos. Mencionemos en primer lugar aquellos en los cuales los cantones petroleros no llegan ni a la mitad del valor promedio nacional. Se trata de variables relativas a la calidad y los servicios de la vivienda, una variable de servicios de salud y la asistencia a la educación superior.

Esto reitera la precariedad de los asentamientos humanos, tanto a nivel de la inversión particular –que se refleja en los materiales de la vivienda–, como de la inversión colectiva –los servicios a los cuales ésta accede–. También nos plantea una fuerte debilidad en los servicios de salud.

El indicador de la asistencia a educación superior, que es mucho más bajo que la escolaridad de la población promedio, nos muestra que en las zonas petroleras pueden trabajar o vivir personas con ciertos grados de capacitación, pero no se forman allí, por lo que la inversión en capital humano in situ es muy baja.

Esta misma reflexión se puede aplicar al siguiente grupo de variables: aquellas en que los valores van entre el 50% y el 70% de los valores promedios nacionales. En este grupo tenemos cuatro variables, de las cuales tres se refieren a infraestructura y una al acceso a la educación superior.

En el siguiente rango, en el cual los valores están entre el 70% y el 90% del promedio nacional, encontramos un total de ocho variables. Éstas incluyen tres indicadores sobre educación, tres sobre infraestructura y vivienda, uno de salud y uno de pobreza.

Los que se refieren a infraestructura y vivienda, nos reiteran la ya anotada deficiencia en este campo, aunque ahora nos indican aspectos en los cuales el déficit es menos agudo: se trata del servicio eléctrico y los indicadores sintéticos¹⁹ sobre infraestructura y vivienda, que al incluir algunos aspectos en los cuales la zona petrolera muestra menores desventajas, nos dan como resultado un valor más cercano a la media nacional.

Encontramos tres indicadores educativos que muestran una desventaja relativamente menor en los niveles primario y secundario. Hay también un indicador sintético de salud que nos muestra un resultado intermedio que promedia bajas coberturas con situaciones nutricionales relativamente buenas. Sobre el tema de salud regresaremos más adelante.

19 Los indicadores sintéticos están contruidos como promedios ponderados de otros indicadores.

Por último tenemos un indicador relativo a la pobreza. Es el inverso a la incidencia de la pobreza, que al ser inferior a la media nacional en un 25% nos muestra que en las zonas petroleras hay mayor incidencia de pobreza. Este dato, sin embargo, no corresponde ni al índice compuesto que hemos elaborado anteriormente, ni es consistente con el comportamiento de los demás indicadores de pobreza e indigencia.

En efecto, todos los demás indicadores sobre pobreza e indigencia se ubican casi en el exacto valor del promedio nacional. En todo caso, estos datos lo que nos indicarían es que en las zonas petroleras hay un porcentaje mayor de pobreza que en el promedio del país, pero estos pobres no son más pobres que el promedio nacional.

Esto podría deberse al hecho de que las zonas petroleras se constituyen en núcleos de atracción de la población pobre en busca de oportunidades, pero esta población no está sometida a condiciones más precarias (expresadas en las brechas y la severidad de pobreza y en los indicadores de la indigencia). Las zonas petroleras no parecen estar generando condiciones de miseria aguda, aunque sí *atraen* condiciones de pobreza.²⁰

En el siguiente grupo se ubican aquellas variables en las cuales los valores de los cantones petroleros van entre un 90% y un 102% de los promedios nacionales. A este intervalo corresponden nuevamente ocho indicadores: dos de educación, uno relativo a vivienda y cinco relativos a la pobreza.

Los indicadores de pobreza reiterarían el hecho de que las zonas de explotación petroleras ejercen atracción para la población pobre en busca de mejores oportunidades, con lo cual se llega a situaciones similares al promedio nacional. Respecto a la educación, en este grupo encontramos un indicador referente a la educación básica

Por último, observamos tres indicadores en los cuales podemos identificar que las zonas petroleras están mejor que el promedio nacional, entre estos se encuentra la supervivencia infantil (108%) y nutrición infantil (144%). Una situación nutricional que representa un 44% de ventaja sobre el promedio nacional, es una situación extraordinariamente positiva.

20 Estos datos por otra parte no son medidos, sino estimados. Esto desde nuestro punto de vista obliga a tomarlos con precaución.

Para tratar de explicar estos resultados, podemos buscar varias perspectivas. Una de ellas es que en general la situación nutricional en la región amazónica, es mejor que el promedio del país. La población y por lo tanto los niños, tienen acceso a suficientes calorías y la disponibilidad de frutas y carnes no es menor que el promedio nacional. Podría plantearse, que esta realidad unida al hecho de que la actividad petrolera ofrece usualmente como parte de los programas de relacionamiento comunitario atención médica primaria, nos llevaría a aceptar estas cifras.

Sin embargo, hay varias razones que generan dudas al respecto. En primer lugar, si nos referimos al indicador de supervivencia infantil, lo lógico sería que este estuviera determinado por dos componentes; por una parte el elemento nutricional que ya hemos anotado, y por otra, por algún indicador de una cobertura adecuada de los servicios de salud.

Veamos entonces cuáles son los indicadores que podemos obtener sobre esa cobertura. Hay dos momentos en la vida de toda persona en los cuales la atención médica es altamente deseable, éstos son los momentos de su nacimiento y de su muerte. Un servicio de salud ideal debería ser capaz de atender a las personas cuando nacen y cuando mueren. Si es que existe una mejor atención a los niños, lo lógico sería esperar que estos indicadores sean también mejores en la zona petrolera.

Según el Anuario de Estadísticas Vitales para el año 2001, en la provincia de Sucumbíos el 44% de los nacimientos se efectuaron con atención médica. En Orellana este porcentaje es del 30%. Estos valores comparados con el 72% del promedio nacional, nos dan índices del 0,603, y 0,417 respectivamente.

En cuanto a las defunciones, los datos para el mismo año nos dicen que en Sucumbíos las defunciones con certificación médica representan el 68%, mientras que en Orellana el 50,6%. Estas cifras también son apreciablemente menores al promedio nacional de 88,7%.

Si observamos que además estas provincias tienen un alto porcentaje de inscripciones tardías, encontramos una razón por la cual la estimación de la mortalidad infantil puede estar alterada.

Por último, señalemos que los datos estadísticos de estas variables -el caso de la mortalidad infantil por ejemplo- derivados de las estadísticas vitales que tienen errores sistemáticos de subregistros, originan valores poco consistentes. En el caso de la desnutrición se trata de una estimación

que se basa en una encuesta que no incluyó a la Amazonía en la muestra, y que por lo tanto, los datos que este mecanismo arroja se basan en estimaciones de la región costera. Por lo mismo se trata de estimaciones, no de medidas.

En todo caso, es difícil aceptar que los niños tienen una situación de ventaja, cuando es claro que la cobertura médica es más precaria que en el promedio del país. Por esta razón, creemos que la conclusión es que este análisis nos muestra más sobre la debilidad de estos indicadores que sobre la realidad de las zonas petroleras.²¹

Comparación con el resto de la Amazonía

Si efectuamos esta misma comparación con el conjunto de la región amazónica, obtenemos el gráfico de la página 46.

Respecto a éste gráfico caben varios comentarios. En primer lugar, los déficits son mucho menores. El valor más bajo corresponde a un 50% del promedio regional, en lugar del 26% que tuvimos en la comparación con las medias nacionales.

Por otra parte, la situación de la tasa de asistencia a la educación superior cambia, ya no es la variable con mayor déficit. Los valores más bajos comprendidos entre el 50% y el 70% son dos variables relativas a la calidad de la vivienda y los servicios a ésta.

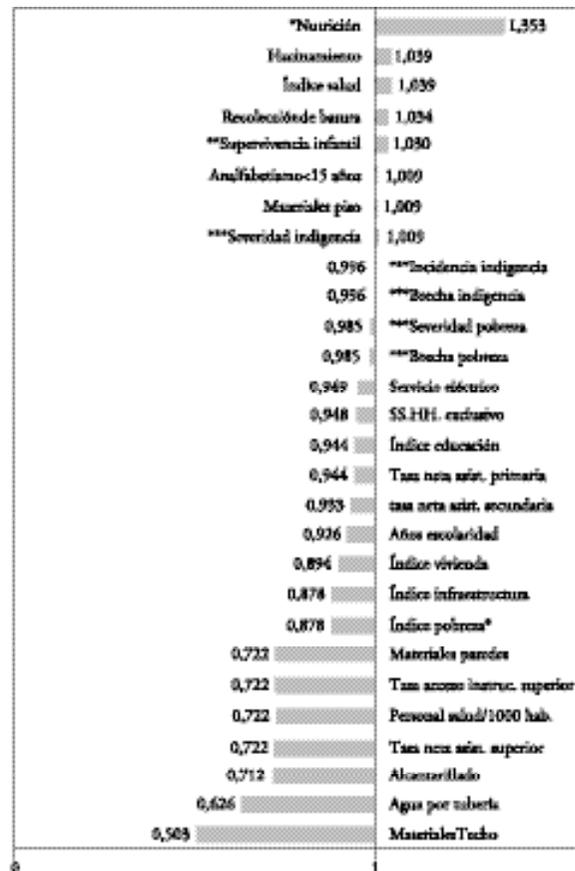
Luego tenemos un grupo de cinco variables con valores muy cercanos al 72% de la media amazónica. Este grupo incluye dos aspectos relativos a infraestructura y vivienda, una variable sobre servicios de salud y dos relativas al acceso a la educación superior.

Hay un total de 20 variables comprendidas entre un 15% menos y un 5% más de los promedios regionales, lo cual nos muestra que hay un conjunto importante de aspectos en los cuales las zonas petroleras no se diferencian del conjunto regional. La nutrición infantil aparece nuevamente con un valor sustancialmente superior a la media regional, pero ya hemos anotado las razones por las cuales tal cifra no nos parece confiable.

El contraste entre estos dos cuadros, demuestra que las zonas petrole-

21 Por ejemplo, en datos tomados al azar en un centro médico de la zona encontramos registros de desnutrición en poblaciones de menores de un año superiores al 70 %.

Gráfico No. 9
Cantones petroleros comparados con la media amazónica



Fuente: Infoplan 2.0, SIISE 3.5

Elaboración: T. Bustamante, C. Jarrín

* Corresponde al porcentaje de niños menores de 5 años que NO tienen problemas de desnutrición (1-desnutrición crónica)

** Este valor es (=100 - tasa de mortalidad infantil).

*** Todos estos valores son inversos aditivos, es decir (= 1 - Variables de pobreza). Por lo tanto, mientras más alto es el valor, menos grave es la pobreza.

ras tienen varias desventajas con respecto al país, pero que en gran medida éstas son compartidas por toda la región amazónica. Sin embargo, en el tema de la infraestructura y vivienda el déficit general de la región, es marcadamente más agudo en las zonas petroleras.

En educación, la desventaja es mayor en los niveles más altos de educación y menor en los más básicos.

Respecto a la pobreza, las zonas petroleras tienen todos los indicadores extremadamente cercanos al promedio regional (entre 95 % y 101%).

Análisis de las correlaciones

Hasta el momento hemos trabajado con los promedios de los cantones petroleros. Esto nos muestra tendencias, pero no nos permite trabajar sobre otras preguntas como ¿qué correspondencia hay entre la presencia de pozos petroleros y cada una de las variables?

Para ello hemos elaborado una matriz, de 99 variables, éstas provienen del INFOPLAN versión 2.0, a las que se han agregado: el número de pozos petroleros por cantón, el logaritmo natural del número de pozos, la producción de petróleo por cantón; y como variables dicotómicas: la presencia o no de pozos, y la presencia o no de infraestructura petrolera. Además se han incorporado: las tasas de crecimiento demográfico de los diversos períodos intercensales, la información de la estructura porcentual de distribución de la PEA según el censo del año 2001, la distribución de la población por niveles educativos alcanzados según el censo del año 2001 y los datos sobre pobreza, indigencia y desnutrición crónica del SIISE versión 3.5.

Los resultados se reflejan en el Anexo No. 3, en el cual, los valores se han ordenado de acuerdo a los valores absolutos de los coeficientes de correlación para identificar y ordenar tanto las correlaciones negativas como las positivas que son igualmente significativas. Estos datos nos permiten observar un número muy grande de variables, escasamente asociadas a la presencia de actividad petrolera. De hecho, 58 variables muestran una correlación (positiva o negativa) inferior al 0.2. Encontramos 13 variables con coeficientes de correlación que van entre el 0.2 y el 0.3, catorce entre el 0.3 y el 0.4, diez entre el 0.4 y 0.5 y sólo cuatro de las

noventa y nueve variables muestran una correlación superior al 0.5%.

Hemos utilizado como indicador de la actividad petrolera al logaritmo natural del número de pozos presentes en cada cantón. Usar el logaritmo en vez del número absoluto, permite tomar en cuenta que los cambios generados por la adición de un pozo más en un cantón que ya tiene pozos son menores a los que implica la perforación del primero pozo.

Lógicamente las variables más asociadas son aquellas que constituyen otra manera de describir la presencia de la actividad petrolera como son: la producción de crudo (0,760), la variable dicotómica de si un cantón cuenta o no con presencia de pozos (0,689), la presencia o no de infraestructura petrolera (0,598). Se podría esperar que la categoría censal de trabajadores de la rama de actividad dedicada a la “explotación de minas y canteras” esté asociada a la presencia de pozos, pero esto no se cumple, pues su asociación es de sólo 19,6%. Esto se debe sin dudas a que la actividad minera más importante en cuanto a mano de obra son las canteras o la minería artesanal. La producción de petróleo genera poco empleo directo.

Entre las variables no petroleras, las más asociadas a la presencia de pozos, serían las relativas a las tasas de crecimiento demográfico, y de manera muy especial la tasa correspondiente al período 1974-1982, (0,692). Nótese que esta tasa de crecimiento demográfico es la segunda variable más asociada a la presencia de pozos. También tienen altas correlaciones las TCD 1974-2001 (0,479) y la del período 1990-2001 (0,476). En cambio, llama la atención el hecho de que la tasa de crecimiento del período 1982-1990 está escasamente asociada, con un coeficiente de sólo 0,109, lo que plantea interrogantes sobre los diferentes momentos de la actividad petrolera y cómo éstos han repercutido en su atracción demográfica.²² De todas maneras, una primera aproximación podría ser que el primer y fundamental cambio que la actividad petrolera ha traído a estas zonas ha sido el de multiplicar el crecimiento de la población.

Un segundo grupo de variables fuertemente asociado a la presencia de pozos es aquel que se refiere a las categorías ocupacionales “no declarado”

22 Debe anotarse que el número de pozos no ha sido ajustado temporalmente. Es decir no se trata ni del número de pozos perforados en ese período, ni los existentes en esos intervalos. Este manejo de las cifras nos habla de una correspondencia general. De todas maneras es importante destacar que son estas las correlaciones más altas.

y “trabajador nuevo” en la distribución de la PEA, ya sea por ramas de actividad, categorías de ocupación o grupo de ocupación. Los valores son: para el grupo no declarado 0,490 y para el de trabajador nuevo 0,452. (Ver Anexo No. 3). Estas categorías corresponden o bien a situaciones de desempleo o a formas de trabajo precario, y nos estarían señalando que el mencionado crecimiento poblacional estaría vinculado a sectores marginalizados de la sociedad.

Otro indicador asociado a esta idea, aunque con una correlación sustancialmente menor, es el de “trabajadores no asalariados del sector terciario”, que presenta una correlación positiva de 0,2489.

Existe otra variable relativa a la estructura ocupacional, que también es bastante significativa, esta es la presencia de operadores de maquinarias, con una correlación de 0,409; lo que indica que la zona petrolera es una zona de fuerte ocupación de este tipo de personal e intenso trabajo en obras de infraestructura.

Analizando el Anexo No. 3 constatamos, que en el sector terciario hay una significativa asociación con los servicios a la producción (asociaciones comprendidas entre el 0,30 y el 0,40), lo que contrasta con el hecho de que el sector terciario dedicado a la atención a las personas muestra en cambio, correlaciones negativas y algunas ellas menores al -0,30. Es decir, una primacía de los servicios a la producción por sobre los servicios a la población.

Desde el punto de vista de la estructura ocupacional también merece destacarse una incidencia alta del empleo privado, y baja del empleo en organismos seccionales, (que contrasta con una asociación con el empleo en los organismos del gobierno central). Hay también una asociación negativa con el trabajo por cuenta propia, con el trabajo en la agricultura y con la participación femenina en la PEA.

Al siguiente grupo de variables pertenecen aquellas que tienen que ver con la infraestructura. En este grupo encontramos varias correlaciones negativas (lo que podría significar que en las zonas petroleras tiende a haber menos acceso a servicios, a infraestructura y aspectos relativos a la calidad de la vivienda). La correlación negativa más alta se refiere a la del abastecimiento de agua por tubería (-0,387). Esta es de todas las variables la que presenta la mayor correlación negativa, pero hay una serie de otros cinco indicadores de este tipo que tienen también esta alta asociación negativa.

A pesar de que el acceso al servicio de agua potable es la variable con mayor asociación negativa a la presencia de pozos, lo contrario no es cierto, es decir existen numerosas otras variables que están más asociadas a la ausencia de este servicio. Las más asociadas son en general las variables de pobreza (asociaciones de hasta el 0,85)

En cuanto a las variables educativas, los resultados nos indican que el nivel educativo más asociado a la presencia de pozos es el de 1 a 3 años de educación secundaria (0,24). Esto indica que la población de las zonas petroleras no tiene una desventaja respecto al resto de la Amazonía en cuanto a educación.²³ A pesar de ello es significativa, pero negativamente la relación con la cobertura de la educación primaria (-0,28). Es decir, se están acumulando a futuro desventajas en el campo educativo. Esto corresponde a lo afirmado sobre la menor inversión en capital humano.

En lo que respecta a la gestión municipal, hay una correlación positiva de 0,231 entre la presencia de pozos y la participación porcentual de los ingresos propios en la gestión municipal. (Esto es bastante lógico en el sentido de que la capacidad de cobros de tasas e impuestos prediales crece con la actividad económica ligada al petróleo.) Casi podríamos decir que lo sorprendente es que tal valor no sea mayor.

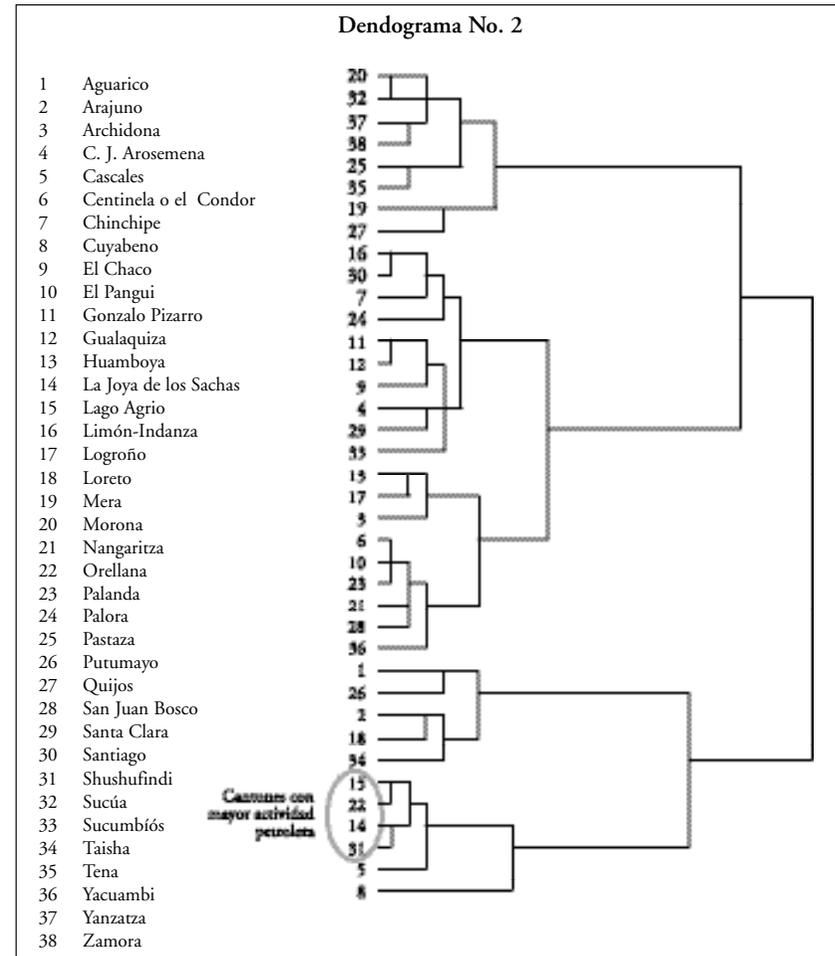
Las otras variables asociadas a la gestión municipal muestran niveles de asociación menores al 0,1; indicando que la presencia de petróleo no parece ser un factor que modifique fuertemente la dinámica de la gestión cantonal.

En relación a los temas de pobreza, la correlación más alta se da con la incidencia de la pobreza con un 0,227 positivo, lo cual indica que en las zonas de actividad petrolera ha tendido a concentrarse cierto nivel de pobreza. Las demás variables vinculadas a la pobreza tienen asociaciones entre 0,193, y 0,15. No se trata de asociaciones muy altas, pero tampoco despreciables.

²³ Esto se confirma por la baja asociación de los cantones petroleros con el nivel de escolaridad alcanzada (-0,002).

Exploración en base a dendogramas

Otra aproximación al tema puede hacerse a través de la utilización de análisis multivariable y de conglomerados, para examinar si es que los cantones en los cuales tenemos infraestructura petrolera presentan un compor-



tamiento parecido respecto al conjunto de variables estadísticas relativas a su realidad social. El procedimiento matemático del análisis de conglomerados permite cuantificar el grado de similitud en un listado de variables respecto a ciertas unidades de análisis (en este caso cantones) y proceder luego agrupar a esas unidades en grupos parecidos, y progresivamente agrupar a su vez los más parecidos entre ellos.

El método de agrupación utilizado ha sido el método de Ward y la definición de distancia ha sido la distancia euclidiana al cuadrado. Las variables fueron estandarizadas de 0 a 1, y el instrumental de cálculo fue el programa SPSS.

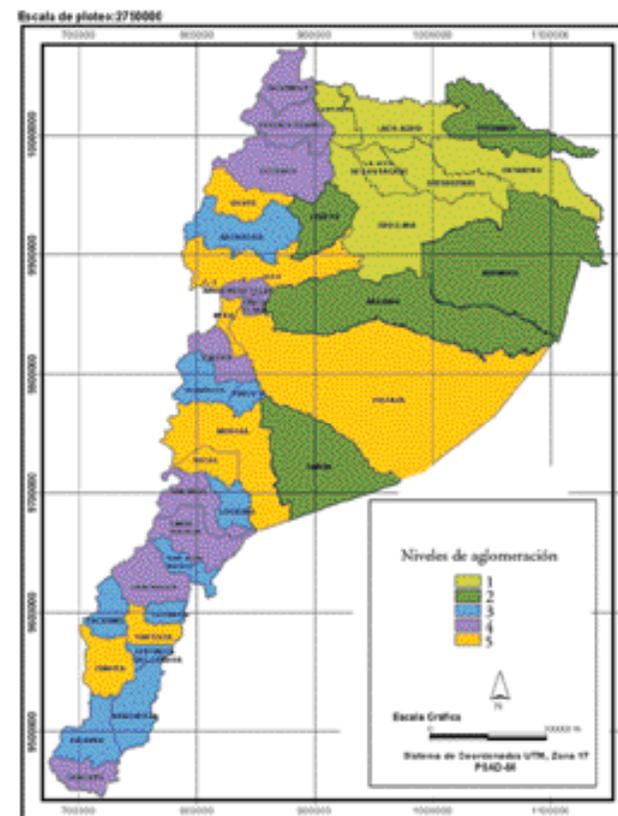
Los resultados de este análisis constan en el Dendograma No. 2 y muestran como primera característica, el hecho de que los cantones petroleros tienen un alto grado de asociación, indicándonos con ello que la presencia de la actividad petrolera estaría dando un carácter especial y diferenciado a muchas dimensiones socioeconómicas. Podemos agregar que los cantones que más se asemejan a los petroleros prototípicos son Cuyabeno y Cascales que también tienen alguna actividad hidrocarbúrfica.

Este análisis y su representación gráfica, no sólo nos permiten identificar a las zonas petroleras con perfil socioeconómico específico en la Amazonía, sino que también nos permiten ver cuáles son los otros tipos. Esto está graficado en el Mapa No. 4:

En él observamos que los cantones petroleros (nivel 1, representados con el color verde claro) se asemejan a un grupo de cantones de la llanura amazónica, que van desde Taisha a Aguarico y Putumayo, pasando por Arajuno (nivel 2 en verde oscuro). En cambio, se diferencian de los otros tipos opuestos; por una parte los cantones conectados al sistema vial nacional (nivel 5, representados en color anaranjado), los mismos que corresponden a las más antiguas cabeceras provinciales (Zamora, Morona, Pastaza Tena) o los cantones por los cuales entran carreteras a la región amazónica (Mera, y Quijos) y dos cantones muy articulados a sus respectivas capitales provinciales (Yantzaza, y Sucúa). Encontramos además en segundo término a los que llamaremos cantones poco articulados (azul y violeta, niveles 3 y 4).

Esta distribución en el espacio casi no varía si omitimos las variables que se refieren a la presencia de la actividad petrolera, o las variables relativas a las tasas de crecimiento. Esto nos indica que la tipología que anotamos,

Mapa No. 4
Región Amazónica. Dendograma de aglomeración jerárquica a nivel cantonal entre variables petroleras - tasa de crecimiento - educación - salud - PEA - infraestructura



Fuente: Censo 2001, INFOP-AN 2.0, SIISE 3.5

Elaboración: Observatorio Socioambiental FLACSO, 2005

mos, no es una tautología respecto a estas variables, sino que corresponde objetivamente a una especificidad en el conjunto de indicadores sociales.

Respecto a esta distribución es necesario considerar que la representación gráfica nos daría una impresión bastante diferente si es que tomamos en cuenta que el cantón Pastaza, el más grande del territorio nacional, está compuesto por dos zonas muy diferenciadas: por una parte tenemos a la zona de Puyo, capital provincial y la ciudad más consolidada de la Amazonía, y por otra una extensa zona rural, muy poco poblada, sin accesos, que muestra índices de educación y otras variables muy marginalizadas. Quisiéramos proponer una hipótesis de distribución espacial de las variables que mostraría esta diferencia. Esta hipótesis se refleja en el Mapa No. 5.²⁴

Esta representación merece algunos comentarios, pues nos muestra que existe un tipo de realidad social que ocupa un espacio continuo en la baja llanura amazónica, y que los cantones con tipología petrolera constituyen una mancha al interior de esta otra realidad.

Para entender esta distribución en el espacio es necesario tener en cuenta que esta zona de llanura amazónica que hemos representado con el color verde oscuro, es la zona que presenta peores indicadores en la mayor parte de aspectos sociales (los más altos índices de analfabetismo, bajos niveles de educación, de salud, de vivienda e infraestructura).

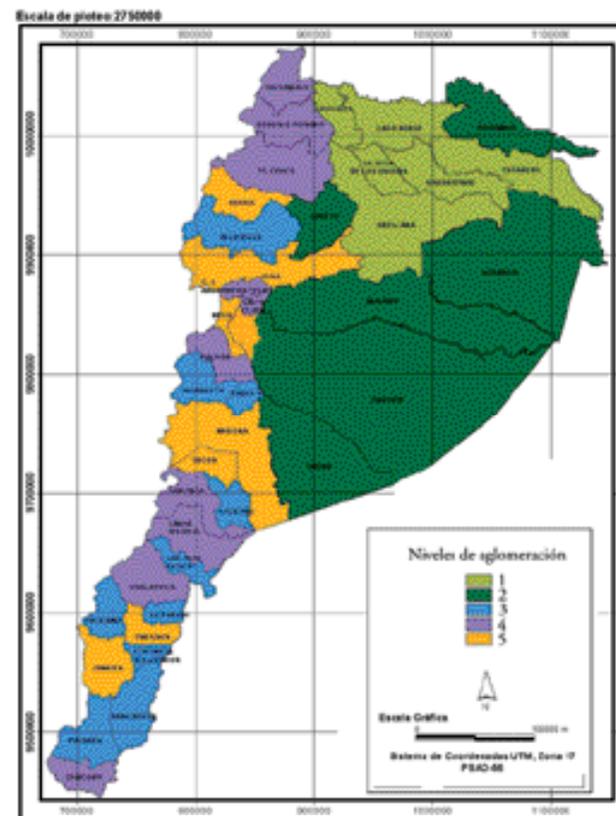
Un segundo comentario tiene que ver con la correspondencia entre esta zona marginalizada y la presencia de población indígena. La asociación del porcentaje de población indígena con niveles de pobreza, carencia de servicios y marginalidad es alta. Esto replantea las viejas discusiones del indigenismo sobre la integración y las denuncias sobre la discriminación a la población indígena.

Quisiéramos en esta ocasión llamar la atención en que los indicadores del sistema estadístico formal parten de una concepción que presupone valores de la vida occidental. En otras palabras, la asociación de la población indígena con las variables de pobreza y marginalidad puede corresponder en realidad a una diferencia en las formas de vida. Esto nos plantea la conveniencia de buscar indicadores de condiciones de vida que tengan menor sesgo etnocéntrico.

Si agrupamos los cantones según indicadores temáticos, encontramos ciertas variaciones en los resultados.

²⁴ En este mapa hemos utilizado las divisiones parroquiales al interior del cantón Pastaza.

Mapa No. 5
Región Amazónica. Dendograma de aglomeración jerárquica a nivel cantonal entre variables petroleras - tasa de crecimiento - educación - salud - PEA - infraestructura



Fuente: Censo 2001, INFOP-AN 2.0, SIISE 3.5

Elaboración: Observatorio Socioambiental FLACSO, 2005

Educación

Analizando los indicadores de educación, se pueden identificar cuatro grandes tipologías en la Amazonía, con dos extremos. El que corresponde a situaciones aventajadas y comprende los cantones Quijos, Tena, Mera, Pastaza, Morona, Zamora y Yantzaza, (ver Mapa No. 6), y un tipo marginalizado que coincide fuertemente con los cantones con predominio de población indígena, entre ellos Taisha, Arajuno y Archidona.

Los cantones petroleros exceptuando La Joya de los Sachas, se ubican en un grupo caracterizado por un nivel educativo medio, donde buena parte de la población ha llegado a los primeros años de secundaria y las tasas de analfabetismo son bajas. Sin embargo, encontramos que hay déficits de asistencia primaria y superior, y un bajo porcentaje de población dedicada a la enseñanza. La situación de la Joya de los Sachas difiere de la anterior porque pertenece a un grupo en el cual es mucho más representativo el número de personas que sólo llegó a la educación primaria, lo cual corresponde a un bajo nivel de calificación de la mano de obra.

En resumen, el nivel educativo de la población de los cantones petroleros no es especialmente bajo (a excepción de La Joya de los Sachas), pero es insuficiente la inversión actual en educación, al igual que las tasas de asistencia escolar.

Salud

En materia de salud, la situación de los cantones petroleros es nuevamente intermedia. Encontramos que presentan mejores condiciones que el conjunto de cantones de escasa accesibilidad, y con fuerte población indígena, y peores condiciones que aquellos más integrados, como son las capitales provinciales del centro de la Amazonía.

Observamos, además que los dos cantones que son capitales provinciales (Lago Agrio y Orellana), estarían mejor que La Joya de Los Sachas y Shushufindi.

Infraestructura

En relación a la infraestructura, tres de los cuatro cantones petroleros

están agrupados en una categoría que se caracteriza por tener poca cobertura de servicios –a excepción del servicio eléctrico– y malas condiciones de vivienda. Sin embargo, hay pocos hogares hacinados y situaciones intermedias en cuanto a acceso a servicio higiénico.

La Joya de los Sachas se diferencia de los anteriores y se parece a un conjunto de cantones con apreciables carencias de servicios. El único indicador relativamente positivo es la baja incidencia del hacinamiento.

Pobreza

La situación de pobreza de los cantones petroleros no presenta un perfil muy específico. En efecto, la aglomeración a la cual pertenecen incluye 16 cantones, es decir, el 42% de todos los cantones amazónicos. Las características de este grupo incluye índices de indigencia bajos, pero problemas con la incidencia de la pobreza y una tendencia a ciertos índices altos en necesidades básicas insatisfechas. Contrastan con esta realidad mayoritaria los otros dos extremos: por una parte, cantones que tienen alta incidencia de todas las variables relacionadas a la pobreza, como los cantones en que predomina la población indígena. Con niveles menos agudos están algunos cantones poco comunicados de la ceja de montaña. En general, los cantones con mejores indicadores en todas las variables son aquellos que presentan una mayor articulación al espacio nacional.

Tasas de crecimiento demográfico

En cuanto al comportamiento del crecimiento demográfico, los cantones petroleros sí representan un tipo particular y diferenciado que se caracteriza por tasas de crecimiento claramente superiores a la media durante todo el periodo de registro. Otros cantones que tienen también una persistente tendencia al crecimiento demográfico (aunque no tan alta como los aquí denominados petroleros), son una parte de los que hemos llamado cantones indígenas.

Creemos que los resultados similares son generados por dos lógicas distintas. Por una parte, la lógica migratoria en los cantones petroleros y la alta natalidad en el segundo caso.

Alrededor de la zona petrolera existen algunos cantones que han mos-

trado un perfil en el cual tienen bajas o negativas tasas de crecimiento en el período comprendido entre 1974 y 1990, para luego hacerse positivas. Se trata en algunos casos de zonas que perdieron atractivo a raíz del incremento de actividades petroleras fuera de ellas, perdiendo población, pero se reactivaron cuando se iniciaron actividades hidrocarburíferas también en ellas.

Población económicamente activa

Análisis según la rama de actividad

Si abordamos el tema de las ramas de actividad, vemos que existe una apreciable similitud entre los tres cantones menos agrarios, es decir, Lago Agrio, Shushufindi y Orellana. En la elaboración del dendograma (ver Anexo No. 4) estos tres cantones están agrupados con Gonzalo Pizarro, El Chaco y Cascales, que participan también de la actividad petrolera.

La característica más sobresaliente de estos cantones es la fuerte importancia de la rama de actividad clasificada como “no declarada”, que como hemos señalado, corresponde a formas de empleo informal. Tiene también mucha importancia el transporte, almacenamiento y comunicaciones; el empleo doméstico y la baja presencia relativa de los profesores.

En este análisis, La Joya de los Sachas corresponde a un perfil diferente, en el cual tenemos también una alta incidencia de la clasificación “no declarada”, pero se diferencia de los otros cantones petroleros en que este sí presenta una apreciable actividad agraria, baja presencia del sector secundario (manufactura y construcción), baja presencia de establecimientos financieros, y más baja aún participación del sector de la enseñanza. Por otro lado, se observa también que La Joya de los Sachas se asemeja a un conjunto de cantones con muy baja cobertura de servicios y cierta presencia de la agricultura y la minería.

Análisis según categorías de ocupación

En relación a las categorías de ocupación, el perfil de los cantones petroleros es también particular; la característica más destacada es la alta inci-

dencia de los trabajadores que no responden al cuestionario, es decir, nuevamente los clasificados como “no declarados”. También tienen importancia los asalariados del sector privado y los patrones y socios activos. Por otra parte, llaman la atención por su menor peso relativo, el trabajo por cuenta propia, el empleo en los municipios y el empleo femenino.²⁵

Nos parece central el alto empleo asalariado, que corresponde al empleo directo y a las oportunidades de empleo en las empresas de servicios. Pero este efecto dinamizador se refleja no sólo en los asalariados, sino en las posibilidades de crear negocios propios, que superado un nivel de capitalización, contratan trabajadores.

La baja incidencia del sector de trabajadores por cuenta propia, podría explicarse porque quienes estarían en este sector, tiene en este caso más oportunidades de: capitalizarse y convertirse en patrones, conseguir trabajo asalariado, y un sector de los trabajadores por cuenta propia aparecen en la categoría no declarados, que es desde nuestro punto de vista, la categoría que recoge el empleo más informal.

En relación al empleo para municipios y para el Estado, su baja incidencia obedecería a que el crecimiento de las instituciones cantonales y estatales avanza más lentamente que el crecimiento demográfico y el de las actividades productivas.

El bajo empleo femenino tiene que ver con la tradicional masculinización de los trabajos petroleros, en la construcción y en el transporte. Esto parecería indicar que en las zonas petroleras existe una particular acentuación de la asignación de ciertos roles de género tradicionales.

La gestión municipal

En cuanto a los indicadores de gestión municipal, observamos que casi todos los cantones petroleros presentan como característica tener un bajo promedio de gasto de inversión sobre gasto total, acompañado de un alto porcentaje de ingresos propios. Sin embargo, la existencia de valores relativamente altos de ingresos municipales por habitante, determina que la inversión y el gasto por habitante no sean inferiores al promedio regional

25 *Recursos Hidrocarburíferos en el Ecuador*

y estén dentro de rangos similares a los de ciudades como Quito y Guayaquil.

Si contrastamos los resultados con la baja cobertura de servicios básicos, éstos parecerían indicarnos que el problema central es un déficit histórico acumulado que se agrava por las altas tasas de crecimiento demográfico.

Análisis de componentes principales

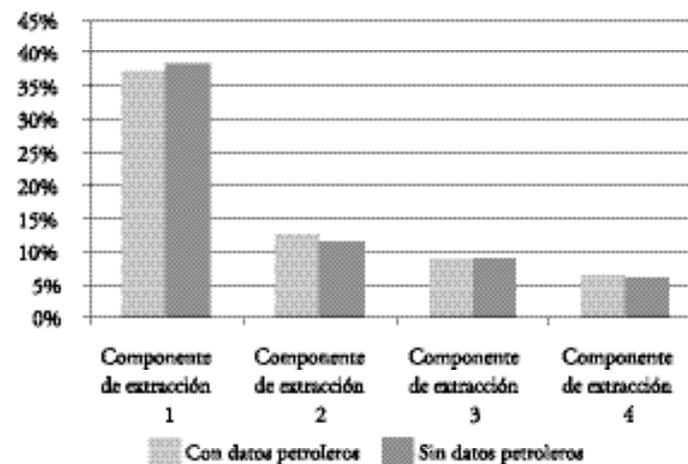
Otra aproximación a este mismo material es analizar cuáles son los componentes principales que subyacen a esta gama de variación. Se trata de una construcción estadística que tiene capacidad para explicar una fracción importante de la variación de los datos encontrados.

El componente principal recoge una combinación y una ponderación de las variables, y corresponde a un factor, a una lógica que explica una parte determinada de la variación encontrada. Para la búsqueda de los componentes principales se utilizó esta función en el programa SPSS.

Para realizar este trabajo fue necesario efectuar el análisis en dos etapas. En la primera se incluyeron las variables que hemos llamado de identificación de la actividad petrolera. Esto nos proporciona unos primeros resultados en los cuales tratamos de examinar en qué medida estos componentes principales están asociados a la actividad hidrocarbúfera.

En un segundo momento hemos repetido el procedimiento excluyendo a las variables petroleras, lo que nos permite separar a las variables petroleras de la gama de variación social total. En todo caso, el hecho de que en los dos momentos la varianza explicada por cada componente principal sea muy similar, podría estarnos indicando que la inclusión o no de estas variables de descripción de la realidad petrolera no modifican el análisis.

Gráfico No. 10
Porcentaje de la varianza explicada por los componentes principales



Fuente: Infoplan 2.0, SIISE 3.5
Elaboración: T. Bustamante, C. Jarrín

Este gráfico además nos demuestra cuál es la capacidad explicativa de cada componente principal, al señalar nos que hay un peso muy fuerte y determinante del primer componente. Preguntémosnos entonces ¿qué relación podría tener este componente con la actividad petrolera? Esto lo podemos medir con los coeficientes de correlación entre el componente y las variables que describen la actividad petrolera. La respuesta es que las variables que describen la actividad petrolera están entre las menos asociadas a este componente principal.

En efecto, si ordenamos las variables según cuán correlacionadas están con este componente, encontramos que ocupan los sitios 82, 94, 95, y 99 entre 100, con correlaciones que varían entre 0,22 a - 0,02.

Esto podría significar que aquello que está asociado con la mayor variación socioeconómica de la región, no estaría muy ligado a la actividad petrolera. Aquello a lo cual este primer componente se liga, es básicamente a la presencia de infraestructura, y está inversamente relaciona-

do a la pobreza y positivamente asociado con la calificación de la PEA y a la presencia de trabajadores profesionales y científicos.

Si hacemos una referencia espacial a la distribución de este componente principal, encontraremos que se concentra muy fuertemente en las puertas de entrada a la Amazonía, es decir en los cantones Mera, Pastaza, Quijos y Zamora. Las zonas con menores valores son las más marginadas y en gran medida las zonas indígenas (Taisha, Loreto, Arajuno, Huamboya y Yacuambi.).

Pasemos entonces al segundo componente principal. El primer aspecto que debe señalarse es que su capacidad explicativa es bastante menor a la del primero, 12% frente a 37%. En segundo lugar, formulemos la misma pregunta ¿cuán asociado está a las variables petroleras? En este caso, lo que obtenemos son resultados casi inversos a los anteriores al encontrar a las variables petroleras en los puestos 4, 5, 8 y 16, ubicando a estas variables como las más asociadas a este segundo componente principal. Lógicamente se asocian también a todas las variables que ya hemos anotado como ligadas con la actividad de hidrocarburos.

En cuanto a su distribución espacial, lo que encontramos es que los valores más importantes se corresponden a las zonas petroleras (Lago Agrio, Shushufindi, Orellana, y en una medida algo menor La Joya de los Sachas). Pero hay algo que es nuevo, y es que los valores más altos se concentran en dos cantones periféricos a la actividad petrolera, como son Cuyabeno y Aguarico. La única hipótesis que podemos formular para explicar este resultado, es que en estos cantones de menor densidad demográfica, el componente petrolero tiene un peso mayor, pero no por ser mayor en términos absolutos, sino relativos. Los cantones que tienen valores inferiores en este componente son aquellos localizados en el sur de la Amazonía (El Panguí, San Juan Bosco, Yacuambi y Limón Indanza).

El tercer componente, con una capacidad de explicación cercana a la anterior, de alrededor del 9%, está entre, medianamente a poco, asociada a la actividad petrolera (el orden de las correlaciones son el lugar 39, 64, 90 y 98), y en él encontramos como elementos centrales, una altísima incidencia del empleo estatal, combinada con índices de indigencia altos.

Desde nuestro punto de vista, este componente describe la situación que se produce en zonas de alta marginalidad, pero con presencia estatal y militar que articula formas de empleo altamente dependientes del Estado. Su distribución en el espacio nos muestra una alta presencia en la llanura amazónica central y una articulación a los ejes de conexión con El Puyo, Mera y Tena.

Resumiendo la perspectiva espacial

En todas estas representaciones espaciales, observamos varios niveles de organización del espacio amazónico. En primer lugar encontramos una dicotomía entre las zonas de pie de monte y lo que podríamos llamar la llanura amazónica. El patrón general muestra en prácticamente todas las variables sociales, una situación considerablemente mejor en la zona del pie de monte que en la zona de llanura.

Esto constituye básicamente una manifestación de la evolución del proceso de ocupación del espacio, en el cual, la característica más importante, es que las zonas de pie de monte, fueron las que primero se conectaron al espacio socio-económico nacional, y en ellas se ha desarrollado un proceso de varias décadas de inversión en infraestructura y en educación. Son también las zonas en las cuales se han asentado los centros administrativos con un efecto en la generación de empleo estatal, lo cual se manifiesta en la generación de empleo asalariado y empleo femenino.

En el norte de la Amazonía estas características se extienden hacia el oriente en la zona específicamente petrolera, con niveles intermedios en la cobertura de los servicios. Esto se puede observar por ejemplo en la distribución espacial del indicador compuesto de infraestructura a nivel cantonal (ver Mapa No. 7).

Esta lógica está matizada por el rol que tienen las vías de comunicación, lo que genera que las puertas de entrada a la Amazonía articulen el espacio en torno a corredores. En el mismo gráfico de infraestructura se puede observar cómo las entradas por Baeza, Mera y Zamora tienen un papel importante para lo que aquí se está mencionando.

Existe además un espacio claramente marcado por la actividad petrolera, que lo vemos reflejado en varias representaciones gráficas, funda-

mentalmente en la representación del componente principal dos (Mapa No. 9).

Se observa también una correspondencia en el espacio de las variables relacionadas con la pobreza y marginalidad (Mapa No.11), reflejada también en bajos niveles educativos, que están asociados a la presencia de población indígena (Mapas No.6 y No. 12), especialmente el tema del analfabetismo nos muestra una zona muy poco servida en la llanura amazónica (Mapa No. 13).

El componente principal número tres, asociado a la presencia militar, ocupa un abanico que se abre desde Mera hacia la llanura amazónica (Mapa No. 10) Aquí se localizan la Base de Mera y las instalaciones militares en la llanura amazónica. Creemos que este componente describe una lógica que estuvo presente durante varias décadas en la Amazonía, es decir, una forma de ocupación del espacio, la cual se caracterizaba por la presencia de núcleos militares, de la iglesia y población indígena dispersa.

Conclusiones

Consideraciones generales sobre los indicadores

Como hemos aclarado a lo largo del trabajo, las técnicas de análisis aquí empleadas, al ser de carácter descriptivo, no permiten precisar vínculos de causalidad directa, sin embargo, el comportamiento del conjunto de variables en los distintos juegos de comparaciones realizadas, nos permite observar que las variables a las que podría asignarse la categoría de vinculadas con la actividad petrolera, no serían las que tienen mayor potencial explicativo de la realidad social y económica de la Amazonía. Hay un conjunto de otras variables que tienen mayor potencial como variables causales, entre ellas tenemos una variable regional y otra de tipo histórico espacial. Esto significaría que muchas de las características sociales de las zonas petroleras, se explican más por ser amazónicas o por tener una infraestructura limitada, que por ser petroleras.

En relación a esta segunda dimensión, se reafirma, algo que a pesar de ser evidente, a veces se oculta y confunde. Esto es que la principal problemática de la Amazonía, lo que afecta de manera más dramática a ciertos

grupos de población es sobre todo la carencia de servicios y debilidad de la infraestructura. De donde se desprende que esta debería ser la primera atención a dar en cualquier propuesta de gestión y de búsqueda del bienestar de la población de la región.

Podemos ir más allá, y afirmar que esta preocupación que es la más importante debería ser tratada con independencia de la dimensión petrolera, y esto por dos razones, la primera es que es en si una variable independiente, y en segundo lugar por razones éticas: El aspecto central a considerar es la atención a la población. Mezclar, o subordinarla a la política petrolera mezcla las dos problemáticas, y hace que ninguna de ellas sea tratada adecuadamente. Eso corresponde a la situación actual en la cual no tenemos para la Amazonía ni una política consistente de servicios a la población, tampoco una política de protección de la naturaleza y tampoco una política petrolera estructurada.

En relación a las condiciones de vida de la población que vive en las zonas petroleras, podemos señalar que encontramos muy fuertes desventajas en lo relativo al acceso a los servicios, a la educación y a la infraestructura. En relación al tema de la pobreza debemos señalar que la variable más deficitaria es la presencia de un porcentaje de personas con ingresos bajo el umbral de pobreza mayor a los promedios nacionales y regionales. En cambio los indicadores relativos a la indigencia y la severidad de la pobreza son prácticamente iguales a las medias regionales. Esto podría corresponder a una situación en la cual las zonas petroleras atraen a población pobre, y esta sufre la carencia de infraestructura.

Dado que el resto de la Amazonía muestra estas mismas características, pero de manera menos aguda, la comparación de las zonas petroleras con el resto de la región muestra desventajas en los mismos rubros pero menores. Si revisamos las principales variables encontramos lo siguiente:

El crecimiento demográfico sería el efecto social más directo que la actividad petrolera habría provocado. Las consecuencias de esta dinámica demográfica hasta el momento no han tenido un análisis sistemático. Por el momento sugerimos como temáticas a futuro, una evaluación de los impactos de este flujo en las zonas que expulsaron la población. La documentación de la modificación de las condiciones de vida de la población migrante, y las dinámicas en desarrollo que ahora expulsan población de la zona.

A nivel de la estructura de la ocupación de la PEA: la presencia de actividades de extracción de petróleo estaría asociada con una alta incidencia del trabajo informal, alta ocupación en transporte y comercio y en todo aquello que hemos llamado servicios a la producción, bajo peso relativo en la cobertura de servicios y atención a la población y un alto nivel de empleo asalariado en el sector privado.

Un perfil educativo de la población se caracteriza por una concentración en el nivel de primeros años de secundaria, y menor peso relativo tanto de los mayores niveles educativos (universidad), así como de los menores (primaria). A pesar de que este perfil es muy cercano al promedio nacional, llama la atención el hecho de que los índices de cobertura y asistencia muestren desventajas. Esto indica que si bien el nivel educativo es cercano al promedio nacional, se está generando un déficit a futuro, por el inadecuado funcionamiento del sistema educativo en el presente.

Por otra parte, existe una gama bastante amplia de variables que no están determinadas por la presencia de pozos petroleros. De hecho el 60 % de las variables analizadas tiene una correlación menor al 0,2 en relación a la presencia de pozos.

A pesar de que la mayor parte de las variables están asociadas sólo de manera moderada con la presencia de actividades petroleras, el análisis de conglomerados (dendogramas), nos indica que la extracción de hidrocarburos sí conforma un perfil social específico y diferenciado de las zonas en las cuales no existe esta actividad. Las características propias de este tipo son las anotadas como aquellas más correlacionadas con la presencia de pozos. En la Amazonía encontramos además otros tipos de estructuras sociales caracterizadas por una alta interconexión con el espacio nacional, con conexiones intermedias y con un aislamiento.

El análisis de componentes principales nos muestra que el componente más importante, capaz de explicar cerca del 40 % de la varianza de los indicadores sociales, no está asociado a la actividad petrolera, sino a la interconexión espacial y antigüedad del proceso de construcción de infraestructura. La presencia de pozos petroleros interviene como un segundo factor, con una capacidad de explicación del 12 % de la varianza. Se ha podido identificar otro componente con una capacidad explicativa de alrededor del 9% que se liga a la presencia de las Fuerzas Armadas y probablemente las misiones.

Estos datos, si bien nos permiten relativizar el peso del petróleo en la dinámica social amazónica, nos permiten también avanzar en ciertas intuiciones sobre las características de ese tipo específico de realidad social que son las zonas petroleras. En ellas observamos que existe un perfil social en el cual domina una alta informalidad, con gran peso de las actividades orientadas a satisfacer las necesidades de la producción y un retraso sistemático en la atención de las necesidades de la población.

Estos hechos nos llevan a afirmar que a pesar de lo dicho anteriormente la actividad petrolera si conforma un tipo y una estructura social y económica específica. Consideramos que a pesar de la abundante literatura referida a los problemas del petróleo, a los conflictos socio-ambientales a él ligados, y a las dinámicas de actores, hay un enorme vacío por la ausencia de estudios sobre la sociedad y su estructura en estas regiones.

El método que nosotros hemos usado, es decir el de los indicadores, sólo nos permite vislumbrar algunas de las dimensiones de esta estructura pero éstas ya son un punto de partida para proponer una tarea absolutamente indispensable para completar la comprensión de las dinámicas sociales en estas regiones.

Respecto a este tejido social propio de las zonas petroleras, sólo podemos a partir de esta información señalar algunas características iniciales. Entre ellas las siguientes :

Es importante destacar el hecho de que el aumento de los flujos monetarios generados por la extracción de hidrocarburos no reduce los niveles de pobreza. Esto lógicamente nos lleva a preguntarnos ¿Por qué es esto así? Nos puede llevar a pensar en el modelo de desarrollo de la actividad hidrocarburífera, en el cual, la operación petrolera, se ha reducido a núcleos empresariales, pequeños que se movilizan semanal o quincenalmente desde Quito, y que utilizan una gran gama de trabajadores a través de procesos de tercerización, con grados de formalización de sus trabajos bajos, y relacionados a una población flotante que está a la expectativa de las oportunidades, y que tiene malas condiciones de vida, inclusive poca seguridad.

Vale la pena preguntarse, ¿cuál sería la situación si el modelo fuera el inverso? El mínimo de tercerización, lo que implicaría una formalización de muchos elementos del efecto indirecto generado por el petróleo, y el favorecer la permanencia lo más estable posible de todo el personal, y en

especial de los técnicos y profesionales con sus familias. Esta reflexión debe relacionarse con los elementos del espacio político que anotamos más adelante.

Algo sobre las causas de muerte

En el análisis de las causas de muerte violenta hemos encontrado que la relación entre la actividad petrolera y riesgos de muerte parecería estar fuertemente asociada al riesgo de homicidios, es decir, a riesgos por deterioro social. Sin embargo, tal como lo mencionamos, no podría atribuirse esta condición únicamente a la presencia de actividad petrolera en la zona, pero, esta asociación es mucho más clara y fuerte que la asociación de muertes y factores epidemiológicos asociados al deterioro ambiental. Esta última asociación muestra un comportamiento confuso y con indicadores contradictorios.

Todos los elementos anteriores nos permiten proponer una hipótesis, y esta es que uno de los efectos más importantes vinculados a la actividad petrolera en la sociedad es la de crear una presión en la dinámica productiva que podría estar absorbiendo recursos tanto poblacionales (migración), ambientales (deforestación) y sacrificando en buena medida el capital humano y social. Por lo tanto, los problemas sociales que se estarían suscitando, tendrían una relación más directa con la falta de mecanismos sociales que respondan y aseguren una adecuada manutención de los niveles de cuidado de los capitales humanos y naturales.

Esta afirmación nos permitiría avanzar a una segunda implicación, y esta es que el déficit fundamental para manejo de los problemas generados por la actividad petrolera, se refiere a los mecanismos sociales de autorregulación, es decir los mecanismos de gestión política.

Esto podría formularse diciendo que la dinámica petrolera estaría creando presiones adicionales a una trama social que de por sí ya es precaria. Con ello, la sobrecarga y se produce déficit en la capacidad de inversión a futuro, así como en la capacidad de contener las tensiones actuales.

Algo sobre la dinámica política

Si asumimos que el sistema fundamental de regulación, adaptación y equilibrio de una sociedad es su sistema político, debemos concluir que es a este nivel que se encuentran las causas de los más importantes déficits sociales de la región.

Esto nos lleva a preguntarnos cuáles son las características de este sistema en la región amazónica y en qué medida pueden estas características explicar este déficit de funcionamiento social. En este contexto, nos parece relevante hacer presentes ciertos hechos que creemos conducen a interesantes preguntas.

La región amazónica cuenta con mecanismos institucionales especiales destinados a invertir en el desarrollo sustentable. (El nombre de esta institución es en la actualidad, principalmente el ECORAE). En segundo lugar, la Amazonía cuenta hoy en día con una sobrerrepresentación política en términos demográficos.²⁵ En tercer lugar, la región amazónica ha sido cuna de algunos de los movimientos sociales más emblemáticos del país y con renombre a nivel internacional. Finalmente, la Región cuenta con una alta visibilidad en los espacios internacionales.

Esto nos lleva a una situación paradójica, pues la presencia de elementos con un alto perfil político que deberían proporcionar las condiciones para una negociación ventajosa, no muestran resultados en tal sentido.²⁶

Esta paradoja puede llevar a varios tipos de respuesta. Tal vez la primera reacción, es que estas situaciones especiales no son suficientes, y que por lo tanto la respuesta debería ser una intensificación de las mismas, es decir, más recursos para el ECORAE. Más trabajo de los movimientos sociales, más representación política, y más difusión internacional de los diversos problemas amazónicos.

25 En la Amazonía hay un diputado cada 45.000 habitantes, en el Ecuador el promedio es 1 cada 120.000 habitantes.

26 Podría criticarse esta argumentación señalando que las características especiales y la descapitalización de las relaciones sociales en las zonas petroleras no puede ser relacionada con características políticas del conjunto de la región. Sin embargo, nuestra argumentación es que la región amazónica tiene características especiales en su gestión política que la hacen especialmente vulnerable a las presiones que genera la actividad petrolera.

Esta es una reacción peligrosa, pues en general renovar esfuerzos que no están dando resultados, conduce o bien al agotamiento de los esfuerzos para un cambio o a la conservación de un status quo.

Una segunda alternativa es pensar que hay algo básicamente incorrecto en alguno o algunos de los esfuerzos que se están desarrollando en la Amazonía. Esto nos llevaría a preguntarnos cuáles son esos errores, cuáles son esas deficiencias y limitaciones en cada uno de los campos que hemos anotado.

Para avanzar en estos cuestionamientos puede ser interesante recordar que en la Amazonía sí existen cantones en los cuales los índices de calidad de vida, son superiores a los promedios nacionales, investigar sobre ellos puede ser fuente de interesantes aprendizajes.

Frente a la mencionada paradoja, pueden haber además otras reacciones. Podemos señalar que todos estos mecanismos especiales en el nivel político, no son sino los síntomas de una desajuste en el funcionamiento de la trama social de la región. En tal caso quedaría abierta la pregunta sobre las causas, que tendrían que ser esclarecidas antes de poder identificar una estrategia para enfrentar esta problemática.

Existe sin embargo, otra respuesta posible y esta puede ser reveladora: las características políticas especiales de la región amazónica, no son respuestas insuficientes, no son tampoco síntomas de los problemas, ni tampoco acciones que requieren afinamientos y perfeccionamiento técnico, sino que son parte de los dispositivos que causan este deterioro de la trama social. Indudablemente una propuesta en este sentido requiere una verificación más concreta, pero hay algunas líneas que ya contribuyen a sustentarla.³

En realidad, la formulación que acabamos de hacer es simplista, probablemente requiere de una discusión más ampliada y detallada, en la cual se pueda dar cuenta de la combinación de las diferentes respuestas anotadas. Discutir estas relaciones, es desde nuestro punto de vista, la tarea prioritaria para entender las relaciones entre las dinámicas sociales y la explotación petrolera en la Amazonía.

27 En esta línea se encuentran básicamente los trabajos de Victor Bretón, y también de Arturo Escobar.

Básicamente lo que sugerimos es que hay una característica del sistema político imperante en la región, esto es su carácter clientelar (aspecto éste que no estamos tratando aquí, pero que se puede identificar en otros trabajos, por ejemplo, Andrade 2004).

Proponemos como hipótesis que este sistema que subordina las decisiones de gasto a la obtención de la legitimidad de corto plazo a través de la negociación de la atención de necesidades particulares y fragmentadas no sólo que es ineficiente para lograr un adecuado nivel de vida de la población, sino que menoscaba sistemáticamente la posibilidad de tener servicios públicos eficientes.

Este sistema es, en definitiva, una forma de sacrificar a la población en beneficio de quienes asumen la intermediación y la negociación de la fracción de la renta petrolera que se distribuye en la región. Más aún, nos atrevemos a decir que la causa fundamental de los problemas y las carencias de la población en estas zonas, se debe más a este sistema que al propio impacto de la actividad petrolera. O, para decirlo mejor, el más negativo impacto de la actividad petrolera es que reactiva y anima a este sistema político.

Sobre los sistemas estadísticos

Finalmente podemos añadir un comentario respecto a los sistemas que proporcionan información estadística en el país: existe un conjunto de información que ha sido elaborada con desagregaciones parroquiales y que se refiere a temas como la calidad de vida y la pobreza. Esta información nos parece poco confiable, fundamentalmente por el diseño de las muestras en las cuales se basa. Esto determina, que no podamos contar con información que nos permita analizar con consistencia las relaciones entre actividad petrolera y pobreza.

Dada la importancia que la actividad petrolera tiene para el Ecuador, las dinámicas y problemáticas que de ésta se derivan, no sólo incumbe a las poblaciones directamente afectadas, sino que es en realidad un problema importante para todo el país.

En esta perspectiva hay algunos problemas que merecen una investigación más detallada y urgente, por ejemplo los perfiles epidemiológicos.

Sin embargo, vemos también una necesidad de aumentar el nivel de uso de la información disponible. En el país ha existido una eclosión en el uso de indicadores. Infoplan y el Siise han sido importantes aportes para ello. Pero, la utilización es todavía muy rudimentaria. En muchos casos es un simple recurso retórico que da a los discursos un aparente carácter técnico. Creemos que es necesario avanzar mucho más en el análisis y el debate de lo que la información significa. Ese es por otra parte, el mecanismo necesario para aquilatar la exactitud y la confiabilidad de la información que se está produciendo.

Anexos

Anexo No. 2

Descripción de los indicadores para la comparación entre regiones

$$\frac{\sum_{i=1}^n a_i}{N}$$

Donde:

i a N es la serie de indicadores utilizados en el indicador sintético

ai valor en la región de la variable i

at valor promedio nacional para la variable i

N el número de variables en cada indicador.

Las variables utilizadas han sido:

Para infraestructura y vivienda (Fuente: INFOPLAN versión 2.0):

1. Porcentaje de hogares con abastecimiento de agua por tubería dentro de la vivienda
2. Porcentaje de hogares con red pública de alcantarillado
3. Porcentaje de viviendas con eliminación de basuras por carro recolector
4. Porcentaje de viviendas con servicio eléctrico
5. Porcentaje de viviendas con piso entablado, parket, baldosa ladrillo o cemento
6. Porcentaje de viviendas con techo de teja o de losa de hormigón
7. Porcentaje de viviendas con pared de hormigón ladrillo o bloque
8. Porcentaje de viviendas en las que no hay hacinamiento
9. 1- relación de personas por cuarto
10. Porcentaje de hogares con red de alcantarillado o pozo ciego o servicios higiénicos
11. Porcentaje de hogares con disponibilidad de servicio higiénico exclusivo

Para educación (Fuente: INFOPLAN versión 2.0):

1. Porcentaje de alfabetos mayores de 15 años
2. Años promedio de escolaridad para las personas de 24 años y más
3. Porcentaje de acceso a la educación superior en la población de 24 años y más
4. Tasa neta de asistencia primaria
5. Tasa neta de asistencia secundaria
6. Tasa neta de asistencia superior
7. Índice de desarrollo educativo

Para salud (Fuente: INFOPLAN versión 2.0):

1. Personal de salud cada 10.000 habitantes
2. Desnutrición crónica
3. Mortalidad infantil
4. Índice de salud

Para pobreza (Fuente: SIISE versión 3.5):

1. Incidencia de la pobreza
2. Brecha de la pobreza
3. Severidad de la pobreza
4. Incidencia de la indigencia
5. Brecha de la Indigencia
6. Severidad de la indigencia

Teodoro Bustamante y Cristina Jarrín

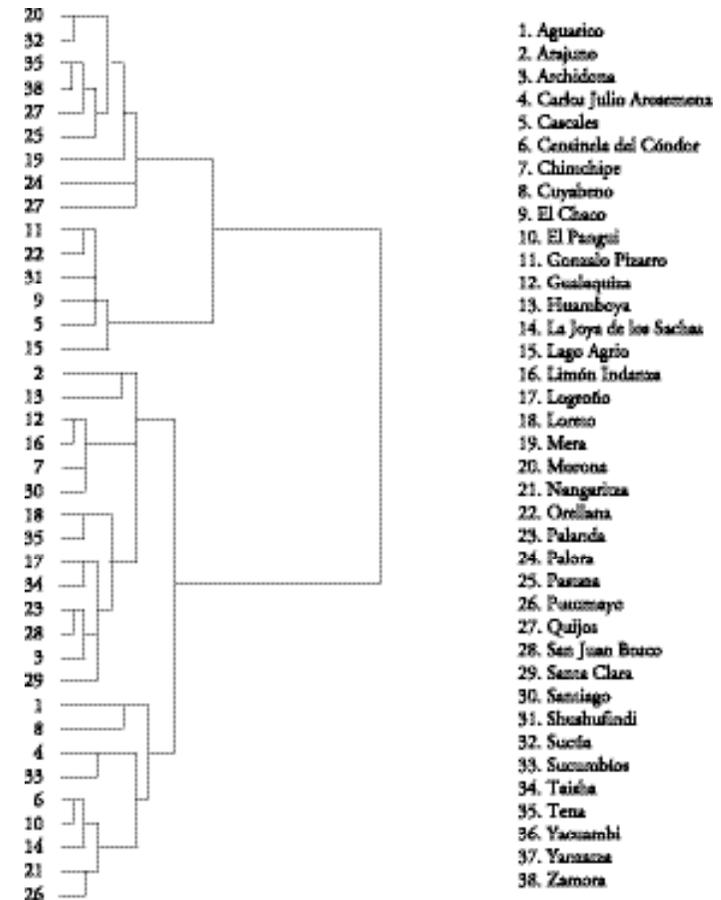
Anexo No. 3 Matriz de Correlaciones	
VARIABLES	Correlación con el logaritmo de número de pozos
Logaritmo del número de pozos	1
Porcentaje de producción de crudo por cantón	0,7605
Tasa de crecimiento 1974-1982	0,6920
Cantones con presencia de pozos	0,6894
Cantones con infraestructura petrolera	0,5981
Trabajador "no declarado" según rama de actividad	0,4903
Tasa de crecimiento 1974-2001	0,4792
Tasa de crecimiento 1990-2001	0,4768
Trabajador "no declarado" según categoría de ocupación	0,4620
Trabajador nuevo según rama de actividad	0,4529
Trabajador nuevo según grupo de ocupación	0,4529
Trabajador nuevo según categoría de ocupación	0,4529
Logaritmo del número de población	0,4211
Operadores de maquinarias	0,4091
Trabajador "no declarado" según grupo de ocupación	0,4087
Sector inmobiliario	0,3846
Empleados del poder ejecutivo	0,3342
Instrucción secundaria (1-3 años)	0,3334
Trabajadores de los servicios	0,3305
Transportes, almacenes y comunicaciones	0,3292
Sector comercio	0,3189
Sector pesquero	0,2850
Sector de hotelería y restaurantes	0,2643
Empleado privado	0,2492
PEA no asalariada del sector terciario	0,2489
Sector electricidad, gas y agua	0,2463
Promedio de ingresos propios sobre ingresos totales	0,2305
Incidencia de la pobreza	0,2269
Sector de explotación de minas y canteras	0,1958
Brecha de la pobreza	0,1933
Índice de necesidades básicas insatisfechas	0,1922
Instrucción secundaria (4-6 años)	0,1883

Indicadores sociales y petróleo en la Amazonía

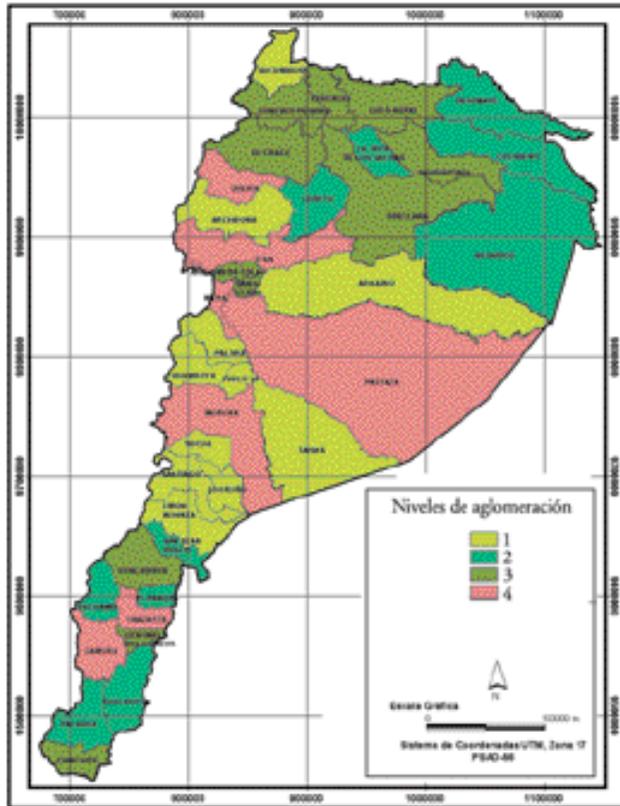
Severidad de la pobreza	0,1782
Índice de desnutrición infantil	0,1661
Brecha de la indigencia	0,1566
Severidad de la indigencia	0,1542
Incidencia de la indigencia	0,1501
Patrón o socio activo	0,1488
PEA asalariada	0,1315
Tasa de crecimiento 1982-1990	0,1096
Instrucción primaria (1-3 años)	0,1015
Promedio de hogares hacinados	0,0988
Promedio de ingresos propios sobre gastos totales	0,0909
Hogares con servicio doméstico	0,0738
Ningún grado de escolaridad	0,0704
Índice de gestión municipal	0,0613
Oficiales, operarios y artesanos	0,0590
Hogares hacinados	0,0484
Trabajadores no calificados	0,0461
Trabajadores de las fuerzas armadas	0,0405
Empleados de oficina	0,0248
PEA asalariada del sector manufacturero	0,0194
Instrucción superior (1-3 años)	-0,0002
Años de escolaridad	-0,0024
Tasa neta de asistencia secundaria	-0,0058
Acceso a instrucción superior	-0,0080
Hogares con servicio de recolección de basura	-0,0355
Sector manufacturero	-0,0396
Trabajadores sin remuneración	-0,0426
Viviendas según el material de construcción del piso	-0,0459
Trabajadores en la administración pública y defensa	-0,0487
Analfabetismo en > de 15 años	-0,0495
Escolaridad en la PEA	-0,0508
Índice de educación	-0,0534
Instrucción superior (4 años o más)	-0,0535
Tasa neta de asistencia superior	-0,0584
Instrucción en centros de alfabetización	-0,0601
Tasa de mortalidad infantil	-0,0654

Empleados del Estado	-0,0714
Viviendas con acceso a SSHH exclusivo	-0,0792
Personal de salud por cada mil habitantes	-0,0868
Condiciones sanitarias	-0,0900
Promedio de gastos de inversión sobre gasto total	-0,0954
Viviendas según el material de construcción de las paredes	-0,0966
Trabajadores de establecimientos financieros	-0,1026
PEA asalariada en el sector agrícola	-0,1310
Profesores, científicos e intelectuales	-0,1427
PEA en el sector público	-0,1433
Trabajadores de organismos extraterritoriales	-0,1458
Actividades comunitarias	-0,1537
Trabajadores de servicios sociales	-0,1579
Técnicos y profesionales del nivel medio	-0,1733
Sector construcción	-0,1905
Índice de desarrollo social (1995)	-0,1922
Índice de salud	-0,1983
Índice de la vivienda	-0,2391
Hogares con acceso a energía eléctrica	-0,2458
Sector agrícola, silvicultura y caza	-0,2510
Instrucción primaria (4-6 años)	-0,2708
PEA femenina	-0,2740
Tasa neta de asistencia primaria	-0,2828
Trabajador por cuenta propia	-0,3068
Índice de infraestructura	-0,3145
Viviendas con acceso a red de alcantarillado	-0,3431
Empleados del municipio o consejos provinciales	-0,3540
Trabajadores calificados	-0,3599
Viviendas según el material de construcción del techo	-0,3633
Sector de la enseñanza	-0,3776
Viviendas con acceso a agua entubada	-0,3872

Anexo No. 4
 Dendograma de aglomeración jerárquica
 PEA según ramas de actividad



Mapa No. 6
Dendograma de aglomeración jerárquica a nivel cantonal
Variables de educación



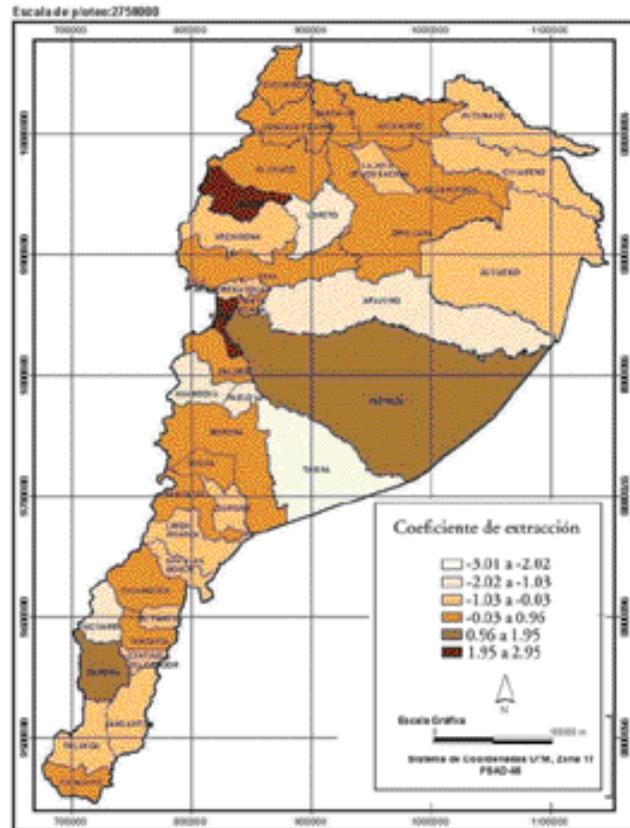
Fuente: Censo 2001, INFOP-AN 2.0
Elaboración: Observatorio Socioambiental FLACSO, 2005

Mapa No. 7
Dendograma de aglomeración jerárquica a nivel cantonal
Variables de infraestructura



Fuente: Censo 2001, INFOP-AN 2.0
Elaboración: Observatorio Socioambiental FLACSO, 2005

Mapa No. 8
Componentes principales
Coeficiente de extracción 1



Fuente: Censo 2001, INFOP-AN 2.0
Elaboración: Observatorio Socioambiental FLACSO, 2005

Mapa No. 9
Componentes principales
Coeficiente de extracción 2



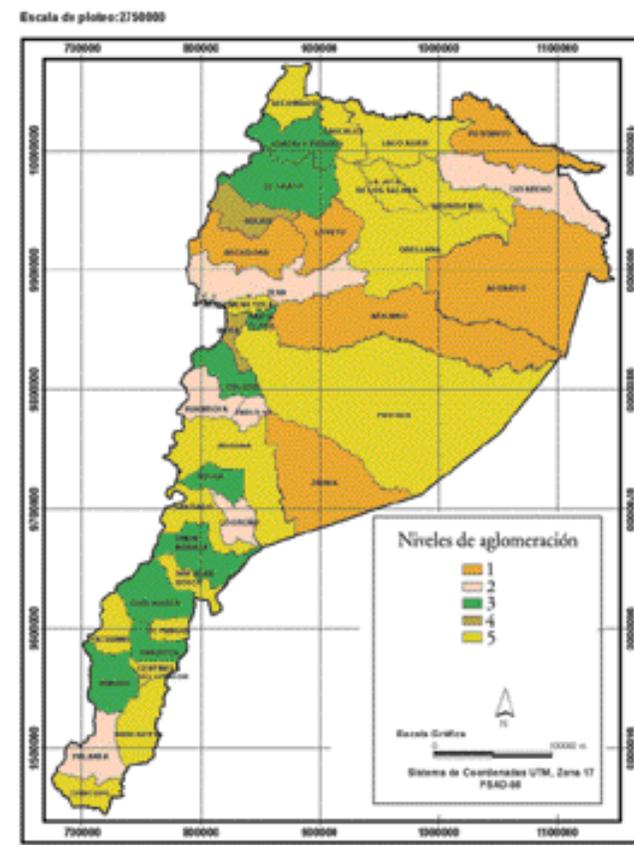
Fuente: Censo 2001, INFOP-AN 2.0
Elaboración: Observatorio Socioambiental FLACSO, 2005

Mapa No. 10
Componentes principales
Coeficiente de extracción 3



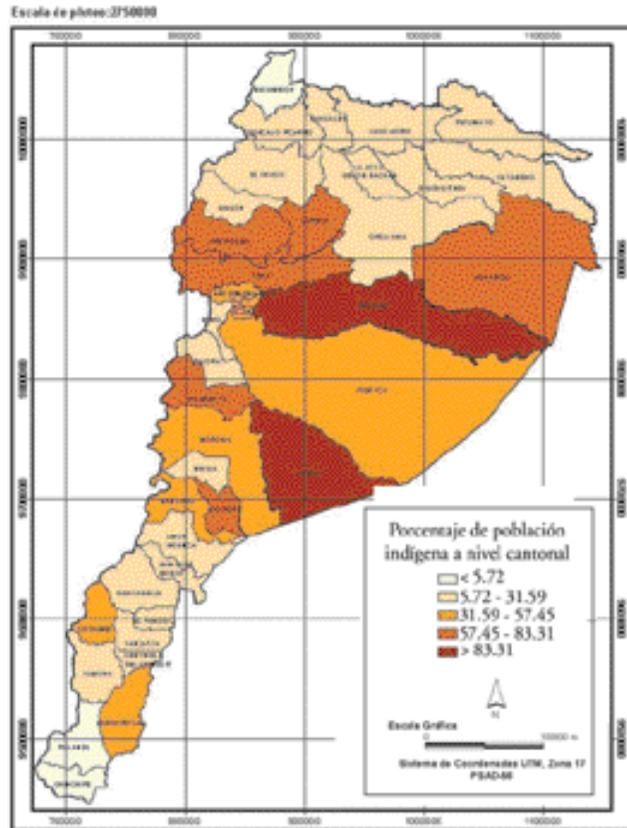
Fuente: Censo 2001, INFOP-AN 2.0
Elaboración: Observatorio Socioambiental FLACSO, 2005

Mapa No. 11
Dendograma de aglomeración jerárquica a nivel cantonal
Variables de pobreza



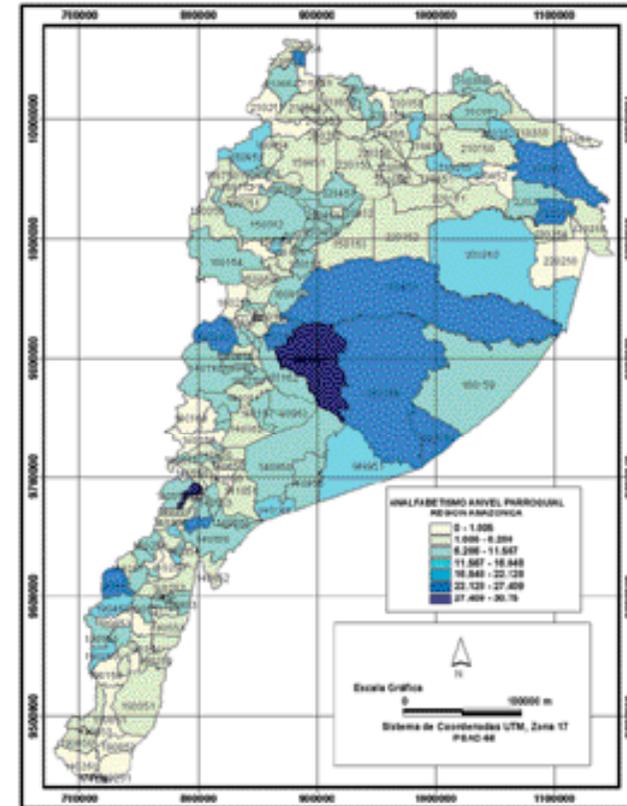
Fuente: Censo 2001, INFOP-AN 2.0
Elaboración: Observatorio Socioambiental FLACSO, 2005

Mapa No. 12
Región Amazónica. Porcentaje de población indígena a nivel cantonal



Fuente: Censo 2001, INFOP-AN 2.0
Elaboración: Observatorio Socioambiental FLACSO, 2005

Mapa No. 13
Región Amazónica. Analfabetismo a nivel parroquial



Fuente: Censo 2001, INFOP-AN 2.0
Elaboración: Observatorio Socioambiental FLACSO, 2005

Anexo al Mapa No. 13
Códigos parroquiales por provincias

PROVINCIA	COD PARROQUIA	PARROQUIA
Morona Santiago	140150	Mucos
	140151	Alshi (Cab. en 9 de Octubre)
	140153	General Proaño
	140156	San Isidro
	140157	Sevilla Don Bosco
	140158	Sisal
	140160	Zufa (Zufac)
	140162	Cachacuzco
	140163	San José de Morona
	140164	Río Blanco
	140250	Gualaquiza
	140251	Amazonas (Rosario de Cayes)
	140252	Bermúdez
	140253	Bombazona
	140254	Chiriquinda
	140255	El Rosario
	140256	Nueva Tarqui
	140257	San Miguel de Cayes
	140258	El Ideal
	140350	General Leonidas Plaza G. (Limón)
	140351	Indanza
	140353	San Antonio (Cab. en San Antonio Centro)
	140356	San Miguel de Conchay
	140357	Santa Susana de Chiviza (Cab. en Chiviza)
	140358	Yumbaza (Cab. en El Rosario)
	140450	Palora
	140451	Amaluza
	140452	Camandá (Cab. en Colonia Agrícola Sevilla del Oro)
	140454	Sanay (Cab. en Navamaza)
	140455	16 De Agosto
	140550	Santitas de Mendez
	140551	Copal
	140552	Churimaza
	140553	Patate
	140554	San Luis de el Acelo (Cab. en el Acelo)
	140555	Santa Rosa
	140556	Tevusa
	140557	San Francisco de Chimimbiri
	140650	Sucúa
	140651	Asunción
	140652	Huambo
	140655	Santa Mariana de Jesús
	140750	Huambo
	140751	Chiriquiza
	140850	San Juan Bosco
140851	San de Antonio	
140852	San Carlos de Limón	
140853	San Jacinto de Wakamba	
140854	Santitas de Panaza	
140950	Tucha	
140951	Huacaca (Cab. en Wamrak)	
140952	Macona	
140953	Tumbucuzco	
141050	Loxoro	
141051	Yauri	
141052	Shimón	
141150	Pablo VI	

PROVINCIA	COD PARROQUIA	PARROQUIA
Napó	150150	Tona
	150151	Alonso
	150153	Choncomonta
	150154	Pana
	150155	Puerto Misahualli
	150156	Puerto Nuevo
	150157	Talca
	150350	Archidona
	150352	Cotacachi
	150354	San Pablo de Usquesvaco
	150450	El Chaco
	150451	Gonzalo Díaz de Pinola (El Bombón)
	150452	Linares
	150453	Ovacachi
	150454	Santa Rosa
	150455	Sardinas
	150750	Baena
	150751	Cosanga
	150752	Corona
	150753	Panallacta
	150754	San Francisco de Beria (Virreño Dávila)
	150755	Baena
	150950	Carlos Julio Arsenesca Tola (Zafra-Yacu)
	160150	Puyo
	160152	Casalar
	160154	10 de Agosto
	160155	Fátima
	160156	Momalvo (Andosa)
	160157	Pomona
	160158	Río Corrientes
	160159	Río Tisne
	160161	Sarayacu
	160162	Simón Bolívar (Cab. en Mushuacta)
	160163	Tucará
	160164	Yonantz Huco Ortiz
	160165	Veracruz (Indillama) (Cab. en Indillama)
	160166	El Triunfo
	160250	Mena
	160251	Madre Tierra
	160252	Shell
	160350	Santa Clara
	160450	Arshuco
	160451	Casavay

PROVINCIA	COD PARROQUIA	PARROQUIA
Zamora Chinchipe	190150	Zamora
	190151	Cumbarata
	190152	Guadalupe
	190153	Imbana (La Victoria de Imbana)
	190155	Sabanilla
	190156	Tambora
	190158	San Carlos de las Minas
	190250	Zumba
	190251	Chito
	190252	El Choro
	190254	La Chona
	190256	Pocapamba
	190350	Guayzani
	190351	Zurmi
	190450	28 de Mayo (San José de Yasumbi)
	190451	La Paz
	190452	Tutunali
	190450	Yacumbi
	190551	Chocoma
	190553	Los Encuentros
	190650	El Pangul
	190651	El Guacra
	190652	Pachacoma
	190653	Tundayme
	190750	Zurmi
	190751	Pacuisa
	190850	Palsede
	190851	El Pervenir del Carmen
190852	San Francisco del Verpet	
190853	Valladolid	

PROVINCIA	COD PARROQUIA	PARROQUIA
Sucumbios	210150	Nueva Loja
	210152	Durano
	210153	General Parilla
	210155	El Bao
	210156	Pacayacu
	210157	Jumbell
	210158	Santa Cecilia
	210250	Lumbacui
	210251	El Reventador
	210252	Quintale Pizarro
	210254	Puerto Libre
	210350	Puerto El Carmen del Putumayo
	210351	Palma Real
	210352	Puerto Bolívar (Puerto Monaster)
	210353	Puerto Rodríguez
	210354	Santa Elena
	210450	Shushufindi
	210451	Limoncocha
	210452	Pulacocha
	210453	San Roque (Caj San Vicente)
	210454	San Pedro de los Colinas
	210455	Siete de Julio
	210550	La Bonita
	210551	El Playón de San Francisco
	210552	La Sofia
	210553	Rosa Florida
	210554	Santa Bárbara
	210650	El Dorado de Casacima
210651	Santa Rosa de Sucumbios	
210652	Serfina	
210750	Tarapoa	
210751	Cumbona	
210752	Agua Negras	

PROVINCIA	COD PARROQUIA	PARROQUIA
Orellana	220150	Puerto Francisco de Orellana (Coca)
	220151	Davaco
	220152	Taraco
	220250	Nuevo Rocafuerte
	220251	Cecilio Acosta Rivadeneira
	220252	Conzaco
	220253	Santo María de Huacirima
	220254	Tiputini
	220255	Yacuri
	220350	La Joya de los Sachas
	220351	Emekmeni
	220352	Fompeya
	220353	San Carlos
	220354	San Sebastián del Coca
	220450	Leceto
	220451	Avila (Caj en Huacano)
	220452	Puerto Marialdo
	220453	San José del Puyuzo
220454	San José de Dabano	
220455	San Vicente de Huacicocha	

Bibliografía

- Acción Ecológica (2003). *Ecuador ni es ni será ya País Amazónico*. Inventario de impactos petroleros. Quito: Acción Ecológica.
- Acosta, Alberto (2003). “Entre la ilusión y la maldición del petróleo”, en *Ecuador Debate* No. 58 , Quito.
- Albán, Jorge (2003). “Participación, consulta previa y participación petrolera”, en Fontaine (ed) *Petróleo y Desarrollo sostenible en el Ecuador*. Quito: FLACSO.
- Andrade, Karen (2004). “El papel del ECORAE en la región amazónica ecuatoriana. Un ejemplo de crisis de gobernabilidad democrática en el Ecuador”, en Fontaine (ed.) *Petróleo y desarrollo sostenible en Ecuador*. Tomo No. 2 Las apuestas. Quito: FLACSO Quito.
- Arteaga, Aída (2003). “Indicadores de gestión e impactos de la actividad petrolera en la Región Amazónica Ecuatoriana”, en Fontaine (ed.) *Petróleo y desarrollo sostenible en el Ecuador*. Quito: FLACSO
- INFOPLAN (1999). *Desarrollo social y gestión municipal en el Ecuador, jerarquización y tipología*.
- Instituto Ecuatoriano de Estadísticas y Censos (INEC). Censo de Población y Vivienda (2001).
- Kimerling, Judith (1993). *Crudo amazónico*. Quito: FECUNAE, Abya Yala.
- Lathrop, K; Snack, Ch; Draper R, Villano (1999). *The Project: Atlantic Richfield*. Quito. Houston.
- San Sebastián, Miguel, et.al. (2000). *Informe Yana curi. Impacto de la actividad petrolera en la salud de las poblaciones rurales de la Amazonía ecuatoriana*. Coca.
- Sistema de Indicadores Sociales del Ecuador, SIISE (2003). versión 3.5.
- Varea, Ana María, et al. (1995). *Marea negra en la Amazonía. Conflictos socioambientales vinculados a la actividad petrolera en el Ecuador*. Quito: Abya-Yala, ILDIS, FTTP, UICN,

Fuentes estadísticas

- INEC (Instituto Nacional de Estadísticas y Censos), Censos Nacionales de Población y Vivienda, 1974, 1982, 1990, 2001.
- INEC Anuario de estadísticas vitales. 2001. Quito, 2002
- INFOPLAN (2004). version 2.0.
- FLACSO, Observatorio Socioambiental, Sistema de Información Geográfica.
- SIISE (2003). Sistema de Indicadores Sociales del Ecuador, Versión 3.5.

Características de los contratos petroleros¹

Teodoro Bustamante y Oscar Zapata

Introducción

Comprender la dinámica de la contratación petrolera, y de los resultados económicos de estos contratos no sólo que es importante para todos los ecuatorianos sino que además es una tarea difícil. La información no es fácilmente accesible y no siempre es comparable. Para este trabajo hemos utilizado fundamentalmente dos fuentes, por una parte el informe “Evaluación de los contratos de participación, prestación de servicios y la participación del Estado en la producción de los campos marginales”, elaborado por la Unidad de Administración de Contratos Petroleros de Petroecuador (Informe remitido el 26 de agosto del 2004, Quito-Ecuador) y la reciente publicación de Henry Llanes, titulada “Oxy contratos petroleros, inequidad en la distribución de la producción”. Esta segunda obra presenta una recopilación bastante sistematizada, sin embargo tal como el propio autor lo señala, la información sobre campos petroleros tiene una serie de matices y dista mucho de haber sido estandarizada. Por ejemplo, hay algunos campos de operación unificada cuya información se ha fusionado con la de otros campos lo cual entorpece las comparaciones. Si abordamos el tema de la información sobre los impuestos a la renta, la confusión crece, pues por una parte existen diferencias apreciables entre los impuestos causados y los impuestos pagados y por otra parte, no se ha podido acceder a datos para todas las operadoras.

¹ Documento elaborado por Teodoro Bustamante y Oscar Zapata Ríos a partir del Documento de Oscar Zapata titulado “Condiciones de Gestión y Negociación de los Recursos Hidrocarbúricos en el Ecuador”, realizada por el Programa de Estudios Socioambientales de la Facultad Latinoamericana de Ciencias Sociales, FLACSO Sede Ecuador.

La información de estas dos fuentes ha sido complementada con información proveniente de entrevistas, y hemos usado también los datos presentados por FETRAPEC en su documento en Internet sobre Petróleo y Desarrollo o Dependencia²

En la discusión pública sobre este tema, y esto es también muy claro en el texto de Llanes ya mencionado, aparece como un problema central el de la desigualdad de la distribución del petróleo producido entre el Estado, y las compañías petroleras. El hecho de que se puede estimar que el Estado ha recibido menos del 30% del petróleo extraído por las empresas petroleras nos está planteando una radical desigualdad en el acceso a los recursos

A esta línea argumentativa, el mismo texto agrega dos elementos más: por una parte, una sistemática recopilación de cuestionamientos de los procesos de contratación petrolera que incluyen numerosos impugnaciones legales que generan dudas sobre la gestión de varias autoridades. En segundo lugar, encontramos una recopilación de las infracciones identificadas en la actividad de cada una de las empresas. Estas incluyen una gama muy variada de observaciones, desde multas por no usar los formularios adecuados, hasta incumplimientos de planes de inversiones. Todo parece sumar argumentos en el sentido de que la operación de las compañías petroleras privadas no conviene a los intereses del país.

A pesar de ello es claro que esta actividad depende cada vez más de las empresas extranjeras. La estrategia petrolera del país ha consistido, en los últimos años en la búsqueda de inversiones de este origen. ¿Qué es lo que ha sustentado esta perspectiva a pesar de las argumentaciones que ya hemos anotado?

Una respuesta que se limite a decir que tal política es simplemente producto de la vanalidad de las autoridades, es de un simplismo evidente. Si se trata de una política que se ha mantenido por más de 20 años, parece necesario buscar otras explicaciones. En este trabajo intentamos proponer una mirada que busca abordar los pros y los contras de la explotación de las empresas privadas en este campo. Para ello nos proponemos presentar lo que es la actividad de las empresas privadas hidrocarbúferas. En este esfuerzo esperamos sintetizar para una audiencia no experta un

2 Cano, Villavicencio, Jácome (FETRAPEC).

conjunto de informaciones que nos parecen indispensables para que cada ciudadano (y en este sentido cada uno de los co-dueños del petróleo tenga elementos para formarse su propio criterio. Al tratarse de una visión de conjunto, estamos seguros de que se trata de simplificaciones, las cuales esperamos que sean matizadas y corregidas por otros interesados en aportar a este debate.

La importancia de la producción de las empresas privadas

En el año 2005, Las empresas privadas produjeron el 63,45 % del petróleo nacional. Este porcentaje es producto de un incremento sistemático de su peso relativo que por ejemplo en el año de 1994, no representaba sino el 13,36 % de este total. (Llanes 2006:250) A lo largo de este trabajo examinaremos con más detalle la participación de este tipo de empresas en otras variables tales como inversiones, reservas y otras.

Los campos petroleros

Un primer elemento para analizar la situación de cada uno de los contratos petroleros es analizar cuál es la calidad de cada uno de los campos, es decir cuanto petróleo y que calidad tiene cada uno de los yacimientos. Para ello disponemos de dos aproximaciones: por una parte cuantificar las reservas, es decir estimar cuánto petróleo queda en cada una de las estructuras geológicas que contienen petróleo. Estas constan en el cuadro número uno.³

3 Debe tenerse en cuenta que estas estimaciones se refieren al año 2003. En este cuadro se han incluido en cada campo, las reservas de los campos unificados asociados, falta además incluir pequeñas reservas de la península de Santa Elena.

Bloque	Operador	Reservas barriles	Reservas met. cúbicos	%
Bloque 1	Canada Grande	2.235.893	355.507	0,05%
Bloque7	Perenco	9.251.928	1.471.057	0,22%
Bloque 10	AGIP	121.395.000	19.301.805	2,83%
Bloque 11	CNPC	10.138.726	1.612.057	0,24%
Bloque 14	REPSOL YPF	12.720.353	2.022.536	0,30%
Bloque 15	OXY	214.076.583	34.038.177	4,99%
Bloque 16	REPSOL YPF	379.518.901	60.343.505	8,85%
Bloque 17	ENCAN-ANDES	12.709.149	2.020.755	0,30%
Bloque 18	ECUADOR-TLC	897.034.622	142.628.505	20,93%
Bloque 21	PERENCO	50.440.792	8.020.086	1,18%
Bloque 27	CITY ENCAN-ANDES	1.910.717	303.804	0,04%
Tarapoa	ENCAN-ANDES	115.580.722	18.377.335	2,70%
Auca	PETROECUADOR	264.800.000	42.103.200	6,18%
Sacha	PETROECUADOR	523.700.000	83.268.300	12,22%
Shushufindi	PETROECUADOR	591.700.000	94.080.300	13,80%
Lago agrio	PETROECUADOR	50.000.000	7.950.000	1,17%
Libertador	PETROECUADOR	279.400.000	44.424.600	6,52%
Irr	PETROECUADOR	750.000.000	119.250.000	17,50%
Total privadas		1.827.013.386	290.495.128	42,62%
Total petroecuador		2.459.600.000	391.076.400	57,38%
Gran total		4.286.613.386	681.571.528	

Fuentes: Petroecuador 2004 y Fetrapec

Sin embargo, las reservas por sí solas son una información parcial. Es necesario considerar también cuanto pueden durar estas reservas. Para ello hemos elaborado el cuadro dos, en el cual se señala tanto el porcentaje de las reservas remanentes, como el número de años que estas reservas durarían si es que se mantuvieran permanentemente las tasas de extracción del año 2003.

Bloque	% de reservas remanentes	años de extracción
Bloque 1	61,88%	51,3
Bloque7	18,02%	4,6
Bloque 10	76,93%	10,6
Bloque 11	97,62%	-
Bloque 14	54,08%	9,2
Bloque 15	75,00%	5,6
Bloque 16	80,44%	20,7
Bloque 17	85,65%	9,5
Bloque 18	74,34%	140,0
Bloque 21	91,71%	11,3
Bloque 27	63,95%	2,6
Tarapoa	68,00%	5,3

Fuente: Petroecuador 2004

Como se observa hay algunos campos, que aparentemente durarían más de cincuenta años. Esto no debe conducirnos a errores. Se trata de dos campos que tienen niveles muy bajos de producción. En el caso del bloque 18, que tiene un porcentaje extraordinariamente alto de las reservas nacionales (el 24 %) pero que está siendo explotado a un ritmo bajo. Esto indica que la mera presencia de reservas no garantiza que sea fácil extraer el petróleo. En ocasiones las inversiones necesarias son cuantiosas. En otros casos hay un problema relevante, también a nivel de la calidad de los crudos.

En esta perspectiva, Petroecuador ha elaborado el concepto de Potencial Hidrocarburífero. Que se define por la siguiente fórmula:⁴

⁴ Tomado de "Evaluación de los contratos de participación, prestación de servicios y la participación del Estado en la producción de los campos marginales", elaborado por la Unidad de Administración de Contratos Petroleros de Petroecuador (informe remitido el 26 de agosto del 2004, Quito-Ecuador) y en información obtenida a través de la Dirección Nacional de Hidrocarburos (páginas 14-15).

$$PH = 10^{-8} * (R * API / S)$$

Dónde :

PH = Potencial Hidrocarburiífero

R = Reservas de Hidrocarburos

S = Porcentaje de Azufre del crudo

Cómo se desprende de esta fórmula, hay aspectos de la calidad del petróleo que determinan tanto su valor, como cuan difícil es extraerlo. Se trata de la cantidad de azufre que hace que el petróleo sea más contaminante, y más corrosivo disminuyendo la vida útil de los equipos usados en su producción transporte y transformación. Por otra parte, los grados API, determinan fundamentalmente los costos de procesamiento, y además inciden en dificultades de extracción y transporte.

En el Cuadro No. 3 se señala el potencial hidrocarburiífero para un grupo de bloques petroleros de las empresas privadas, en función de los valores que han sido determinados para cada uno de los componentes del indicador. Este cuadro nos muestra la fuerte concentración del potencial petrolero en 4 bloques: el 10, el 15, 16 y Tarapoa que acumulan el 76,6 % del potencial en manos de operadores privados⁵

A partir del cálculo del potencial hidrocarburiífero de los bloques petroleros, es posible clasificarlos dentro de tres categorías principales:

Muy bueno (PH > 30): Bloque Tarapoa.

Bueno (PH entre 14 y 30): Bloques 10, 15 y 16.

Regular (PH < 14): Bloques 1, 7, 11, 14,17, 18, 21 y 27.

(Unidad de administración de contratos petroleros) Petroecuador (2004: 16)

5 Por lo menos dos de los operadores privados no son privados en estricto sentido, puesto que se trata de empresas estatales en sus países de origen. De todas maneras para la legislación ecuatoriana son tratados como empresas privadas

Bloque	Reservas 2002 Barriles	Grado API	% Azufre	PH
Bloque 1	3'613.345	34,10	1,30	0,9
Bloque 7	51'991.273	22,48	1,30	9,0
Bloque 10	157'795.000	19,90	2,18	14,4
Bloque 11	27'286.235	28,80	0,90	8,7
Bloque 14	23'520.000	19,00	1,92	2,3
Bloque 15	164'343.375	22,07	1,70	21,3
Bloque 16	441'299.000	15,36	2,46	27,6
Bloque 17	32'188.000	18,00	1,92	3,0
Bloque 18	11'575.387	28,15	1,15	2,8
Bloque 21	55'000.000	17,90	2,10	4,7
Bloque 27	2'988.000	27,30	1,10	0,7
Bloque Tarapoa	193'219.087	22,93	1,10	40,3

Fuente: Unidad de administración de contratos petroleros, Petroecuador (2004: 15)

Los bloques y producción

Tal vez la variable más relevante en el corto plazo es otra, es el volumen de la producción. Esto nos permite revisar los bloques de otra manera. En efecto con respecto a esta variable, la información incluye otras desagregaciones que nos permiten introducir algunos de los elementos de la relación contractual que las empresas mantienen con Petroecuador. Si hacemos una lista de la producción de todos los campos privados, obtenemos el cuadro número cuatro.

No.	Bloque	Prod. 1995-2004 en barriles	Producción metros cúbicos	%
1	City	107.534.995,00	17.098.064,21	22,85%
2	Bloque 16	88.870.951,00	14.130.481,21	18,88%
3	Bloque 10	62.548.580,00	9.945.224,22	13,29%
4	Eden Yuturi	37.753.019,00	6.002.730,02	8,02%
5	Bloque 15	37.573.063,00	5.974.117,02	7,98%
6	Palo Azul	19.362.264,00	3.078.599,98	4,11%
7	Bogi capiron	17.536.364,00	2.788.281,88	3,73%
8	Payamino	14.743.795,00	2.344.263,41	3,13%
9	Limoncocha	13.627.069,00	2.166.703,97	2,90%
10	Bermejo	12.851.714,00	2.043.422,53	2,73%
11	Tiguino	8.256.688,00	1.312.813,39	1,75%
12	Bloque 7	7.969.090,00	1.267.085,31	1,69%
13	Tivacuno	7.436.922,00	1.182.470,60	1,58%
14	Bloque 14	7.251.362,00	1.152.966,56	1,54%
15	Pindo	6.250.988,00	993.907,09	1,33%
16	Yuca	5.003.712,00	795.590,21	1,06%
17	Bloque 21	4.791.901,00	761.912,26	1,02%
18	Yanaquincha	3.871.166,00	615.515,39	0,82%
19	Bloque 17	3.837.900,00	610.226,10	0,82%
20	Bloque 27	3.216.346,00	511.399,01	0,68%
21	Bloque 18	216.318,00	34.394,56	0,05%
22	Charapa	131.549,00	20.916,29	0,03%
23	Bloque 11	17.717,00	2.817,00	0,00%
	Total	470653473	74833902,21	100,00%

Fuentes: Petroecuador 2004: varias páginas y Illanes 2006: varias páginas

Aquí constatamos la existencia de un número de unidad de producción bastante mayor. Esto se debe a que en la evaluación de las reservas de cada

campo se han incluido varios de los denominados campos unificados. De todas maneras podemos observar las grandes diferencias que existe en la producción de los diferentes contratos con las empresas privadas. Debemos señalar que en este cálculo no se han incluido todos los contratos existentes. Se han excluido los campos que no están en fase de explotación (Por ejemplo el 23 y 24), así como el bloque de gas (bloque 3). Tampoco hemos incluido la actividad petrolera de la península de Santa Elena, puesto que en la información a la que hemos accedido, esta no ha figurado. Su carácter marginal determina que los resultados generales no se vean alterados por esta carencia. El Bloque 15, que en la actualidad es operado por Petroecuador ha sido también incluido por cuanto, durante el período al que haremos referencia y del cual disponemos información, este bloque fue operado por una empresa privada: Occidental.

Es también interesante ver que hay varios casos de empresas que tienen más de un contrato. Si agregamos la producción por contratista obtenemos el cuadro número cinco.

Compañía	Producción m ³	%	barriles
Encan andes	19.372.656	25,89%	121.840.603
Ypf	18.101.234	24,19%	113.844.237
Oxy	14.759.066	19,72%	92.824.317
Agip	9.945.224	13,29%	62.548.580
Perenco	4.373.261	5,84%	27.504.786
Ecuador tlc	3.112.995	4,16%	19.578.582
Tecpec	2.043.423	2,73%	12.851.714
Petróleos sudamericanos	1.789.497	2,39%	11.254.700
Petrocol	1.312.813	1,75%	8.256.688
Bellwether	20.916	0,03%	131.549
Cnpc	2.817	0,00%	17.717
Total	74.833.902		

Fuente: Cuadro No. 4

Esto nos permite ver la diferencia de órdenes de magnitud entre la producción de las diversas empresas. Así como el hecho de que algunas de ellas tienen estrategias para operar varios campos. A esto contribuye, además, la modalidad de los campos unificados que abordaremos más adelante.

Tipos de contratos

Cada uno de estos campos y bloques es producto de un contrato, pero estos en realidad son de muy diferente tipo, a saber:

- Los contratos de participación.
- Los contratos de prestación de servicios.
- Los contratos de asociación.
- Los contratos de explotación de campos marginales.
- Los contratos de obras o servicios específicos.

Como veremos en realidad hay otro sistema que es el de los campos unificados. A continuación se detallan cada uno de estos tipos diferentes de contratos.

Contratos de participación

Mediante los contratos de participación, compañías privadas asumen las actividades de exploración y explotación de crudo que han sido delegadas por parte del Estado, representado por la empresa estatal Petroecuador. La delegación de las facultades se aplica específicamente sobre un área de explotación acordada entre las partes y le corresponde a la operadora privada asumir las inversiones, los costos y los gastos necesarios para llevar adelante la exploración, explotación y producción de crudo, así como el riesgo asociado a estas actividades.

Las ganancias obtenidas, por parte de la empresa privada y el Estado ecuatoriano, se derivan de la participación en el volumen de crudo extraído de los correspondientes bloques petroleros. Este tipo de contrato, sin embargo, establece que el 12,5% del volumen total producido de crudo,

le corresponde como participación mínima al Estado. Adicionalmente, la participación de las partes en el volumen producido se valora al precio de venta del crudo generado en el área de explotación que, en ningún caso, puede ser menor al precio de referencia establecido en el contrato.

Este precio de referencia se define como el precio promedio ponderado del último mes de ventas externas de hidrocarburos realizadas por Petroecuador y de calidad equivalente. La participación de la empresa (ya sea en dinero o en especie) constituirá su ingreso, de la cual se deducirá el impuesto a la renta en conformidad con la Ley de Régimen Tributario Interno.

En caso de devolución o abandono del área objeto del contrato por parte de la operadora privada, el Estado no deberá nada a la misma y se revertirá la concesión de la exploración y explotación del crudo en esa área.

Además de las mencionadas, las características principales de esta modalidad contractual son las siguientes:

- La participación en el volumen de crudo producido que corresponde a la contratista constituye el ingreso por la actividad de la compañía que le permite amortizar sus inversiones, cubrir los costos y gastos de producción y generar una utilidad.
- Este tipo de contratos no considera el pago por regalías de parte de las compañías petroleras privadas al Estado ecuatoriano.
- El riesgo de la actividad durante los períodos de exploración y explotación del crudo corresponden en su totalidad a la contratista, debido a que la participación que recibe al Estado es independiente de las variaciones en el precio del petróleo, del monto de inversiones realizado o del descubrimiento de nuevas reservas.
- La contratista retiene el área del bloque para el cual fue contratada si se descubren yacimientos de petróleo que sean comercialmente explotables.
- Con relación a la amortización aplicada a las inversiones de pre-producción (que representan alrededor del 80% del monto total de inver-

siones) y a las inversiones de transporte, el período establecido dentro de este tipo de contratos es de 10 años. Por otro lado, la amortización de las inversiones de producción se lleva a cabo por unidad de crudo producido.

Actualmente existen dos grupos de contratos de participación como resultado de la renegociación de los contratos de prestación de servicios y de las rondas séptima y octava de la licitación petrolera.

Existen seis contratos de participación que previamente habían adoptado la modalidad de contratos de prestación de servicios y uno adicional que anteriormente fue implementando bajo la figura de contrato de asociación (éste último corresponde al bloque Tarapoa).

Adicionalmente diez contratos de participación que son el resultado de los procesos licitatorios incluidos en las rondas séptima y octava. De estos diez contratos:

- uno concluyó por no haberse descubierto un nivel de reservas que pueda ser considerado como comercialmente explotable,
- cuatro aún no han pasado al período de producción, y
- cinco se encuentran ya en el período de producción.

En el cuadro No.6 se detallan las contratistas privadas que operan en los bloques petroleros cuyos contratos de exploración y explotación corresponden a los de participación.

Para el primer grupo de *Contratos de participación* (aquellos que originalmente fueron suscritos como contratos de prestación de servicios), la participación que recibe el Estado por ser propietario de los yacimientos de crudo se ubica entre el 72% y el 87% del volumen total de crudo. Para el caso de los bloques 14 y 17, en los cuales la participación estatal alcanza porcentajes mínimos de 12,93% y 12,5% respectivamente, estos valores corresponden a lo que el Estado recibiría por pago de regalías por explotación del petróleo de su propiedad.

Otra característica contractual fundamental de los contratos de participación y que ha constituido el argumento principal para introducir

Cuadro No. 6
Los bloques petroleros asignados a las compañías petroleras privadas mediante contratos de participación.

Compañía	Bloque
Canada Grande	Bloque 1
EDC	Bloque 3
Alberta Energy Corp.	Tarapoa
Perezco	Bloques 7 y 21
CNPC	Bloque 11
ENCAN ECUADOR	Bloques 14 y 17
Occidental	Bloque 15
REPSOL-YPF	Bloque 16
ECUADORTLC	Bloque 18
City Oriente	Bloque 27
CGC*	Bloque 23
Burlington Resources Limited*	Bloque 24
Tripetrol**	Bloque 28
Petrobras	Bloque 31

Fuente: Unidad de administración de contratos petroleros, Petroecuador, 2004, y Revista Gestión # 136.
* Contratos en situación de fuerza mayor.
** En trámite de caducidad.
Nota: Encan Ecuador transfirió sus campos a Andes Petroleum.

modificaciones, es que bajo esta modalidad contractual, todo incremento del precio por sobre el nivel establecido originalmente al inicio del contrato, no acarrea un aumento de la participación estatal.

No obstante, existen en el país ejemplos de contratos de participación en los cuales se incluyó una cláusula que ajusta los porcentajes de participación en el volumen producido en función de las variaciones en el precio de venta de petróleo.

Específicamente, el contrato modificatorio entre Petroecuador y City Investing Company Limited de julio de 1995, bloque que fue luego operado por Alberta Energy Company y en la actualidad por Andes, compañía china. En él se establece que si el precio de venta del crudo excede los

USD 17 por barril, los beneficios adicionales que se generan por el incremento real en el precio (calculado a valores constantes de 1995), se distribuirán en partes iguales entre la operadora y el Estado.

Esta cláusula es en realidad el modelo que se utilizó en la reforma legal recién aprobada y ya ha generado en el caso de este bloque (Tarapoa), beneficios adicionales para el Ecuador que se ubican en el orden de los USD 35'104,134 desde el año 2003. Estos se descomponen de la siguiente manera:

- USD 15'442,063 durante el período comprendido de febrero a noviembre del 2003.
- USD 19'662,671 durante el período comprendido desde diciembre del 2003 hasta mayo del 2004.

Contratos de prestación de servicios

Los contratos de prestación de servicios fueron implementados en el Ecuador reconociendo la propiedad pública del petróleo, lo cual otorga a Petroecuador la facultad de contratar servicios técnicos, administrativos y financieros ofrecidos por las compañías privadas para las actividades de exploración y explotación de petróleo en el país. A cambio de los servicios ofrecidos por las contratistas privadas, el Estado les reconoce los costos, gastos, amortizaciones y una tarifa por el servicio prestado. Durante el período de exploración, el riesgo es asumido en su totalidad por la contratista.

Este tipo de contrato fue ampliamente implementado a partir de la década de los ochenta, cuando se llevaron a cabo seis rondas petroleras licitatorias y la firma de trece contratos de prestación de servicios.

De los trece contratos firmados bajo esta modalidad:

- Seis, una vez que cumplieron el período de exploración, fueron concluidos al no encontrar reservas de crudo que puedan ser declaradas como comercialmente explotables.

- El resto de contratos que también cumplieron el período de exploración encontraron reservas suficientes para que sean consideradas como comercialmente explotables, de los cuales seis fueron posteriormente modificados a contratos de participación y sólo uno, el firmado con ARCO y luego transferido a AGIP, se mantuvo bajo esta forma contractual.

Las principales características de los contratos de participación incluyen los siguientes parámetros:

- La amortización de las inversiones realizadas por las contratistas, durante el período de exploración debe descontarse durante los primeros cinco años del período de explotación del bloque asignado. Por otro lado, el período de amortización correspondiente a las inversiones realizadas por las compañías privadas durante el período de desarrollo y de producción en los respectivos bloques corresponderá a los diez primeros años del período de explotación.
- Para que la contratista tenga el derecho al reembolso de las inversiones, de los costos y gastos y del pago por sus servicios, las reservas de crudo encontradas en el respectivo bloque de explotación deben ser declaradas como comercialmente explotables.
- Petroecuador tiene la facultad, previo acuerdo con las contratistas, de llevar a cabo el reembolso a las compañías privadas en dinero o en especie.
- La contratista tiene la preferencia de compra del crudo extraído del respectivo bloque siempre y cuando el precio ofrecido se ubique por sobre el precio referencial y no existan mejores ofertas de compra.
- Las contratistas no deben pagar regalías por su operación ya que están prestando un servicio de exploración y explotación al Estado ecuatoriano, y Petroecuador está a cargo de transferir los recursos generados por la explotación del crudo hacia el Ministerio de Economía y Finanzas.

- Adicionalmente, las contratistas están exoneradas de los pagos por concepto de primas de entrada, derechos superficiarios y aportes en obras de compensación. Lo que se deduce del pago por servicios, previa la deducción de la participación laboral en las utilidades y el impuesto a la renta, es el 1% correspondiente al fomento de la investigación, el desarrollo y los servicios científicos en el campo de los hidrocarburos por parte del Ministerio de Energía y Minas. Este porcentaje se paga desde el inicio del período de explotación de crudo en el bloque respectivo.

Bajo esta modalidad contractual, los diez primeros años de contrato eran los más críticos para el Estado ecuatoriano debido a que en ese período se amortizaban las inversiones llevadas a cabo por las contratistas, tanto las inversiones de exploración como las de desarrollo y producción. Las rentas petroleras eran aún más escasas si los volúmenes de producción no llegaban a ciertos niveles mínimos y si el precio del barril del Petróleo se ubicaba por debajo de los US\$ 15. Adicionalmente, las contratistas inflaban sus inversiones y costos de producción con la finalidad de que el Estado reembolsara una cantidad mayor a la real por estos rubros a las compañías privadas (Gordillo 2003).

Por esta razón y sabiendo que esta modalidad contractual presentaba esta desventaja para el Estado en el período inicial, la Unidad de Administración de Contratos Petroleros consideró que la decisión sobre la modificación de contratos de prestación de servicios a contratos de participación no fue acertada porque a partir del décimo año, los ingresos para el Estado se veían incrementados sustancialmente. Además, la decisión de modificación de los contratos fue tomada por razones políticas y no por razones administrativas o de eficiencia. Para evidenciar esta situación es suficiente observar el incremento en el nivel de ingresos que el Estado recibió de la explotación de crudo del Bloque 10, una vez que el período de amortización de inversiones llevadas a cabo por AGIP finalizó. A partir de julio de 2004, cuando el período de amortización terminó, el Estado ecuatoriano empezó a recibir ingresos adicionales por USD 1'400.000 al mes.

Para el cálculo del pago que deben recibir las compañías privadas que ofrecen servicios de exploración y explotación a Petroecuador, se emplea

una fórmula de cálculo que incluye diferentes parámetros. La fórmula de la tasa por el servicio es la siguiente:

$$TS = PR*(INA) + R*(P-C)*Q \quad \text{donde,}$$

TS = Tasa de servicios pagada a las contratistas

PR = Tasa Prime

INA = Inversión no amortizada

R = Factor (presentado como %)

P = Precio del barril de petróleo producido en el bloque

C = Costo de producción del barril de petróleo producido en el bloque

Q = Producción del bloque

En el caso particular del Campo Villano ubicado en el Bloque 10 y operado por AGIP Oil Ecuador (anteriormente operado por Atlantic Ritchfield Company, ARCO), el factor R considerado dentro de la fórmula de pago por servicios fue ajustado debido al incumplimiento de Petroecuador de la cláusula contractual sobre la construcción del oleoducto Villano-Baeza. Este ajuste se realizó mediante un contrato modificatorio al de prestación de servicios. Los nuevos parámetros para el factor R se modificaron de la siguiente manera:

Cuadro No. 7 Ajuste en el factor R en el contrato de prestación de servicios del Bloque 10.			
Factor	Inicial	Modificado	Producción
R1	0,45	0,48	Hasta 10,000 bppd
R2	0,42	0,47	Entre 10,001 y 30,000 bppd
R3	0,25	0,30	Entre 30,001 y 50,000 bppd

Fuente: Unidad de Administración de Contratos Petroleros de Petroecuador, 2004.

Con el objetivo de determinar la liquidación de ingresos y de gastos provisionales generados en el Bloque 10, a partir de junio de 1999 hasta mayo de 2004, se ha considerado la información incluida en el Cuadro ocho.

El Estado se ha beneficiado de esta modalidad contractual, debido a que los ingresos generados en el bloque han permitido cubrir todos los costos y gastos de extracción del crudo, así como el pago de la tarifa de prestación de servicios a la contratista y los tributos correspondientes. El único período que no fue beneficioso para el Estado fue el segundo semestre de 1999, cuando los ingresos generados no fueron suficientes.

Rubros	Valores
Inversiones de exploración (USD)	85,728,023
Inversiones de desarrollo – producción (USD)	208'134.779
Reservas recuperables (diciembre 2002) barriles	121'395.000
Nivel de producción (bppd) – 2003	30.600
Costos de operación (USD/barril)	2,44
Participación del Estado en ingreso bruto (%) – septiembre 2004	38,4

Fuente: Unidad de Administración de Contratos Petroleros de Petroecuador, 2004.

La experiencia que ha dejado este tipo de contrato permite establecer que esta modalidad convendría a los intereses del Estado cuando el precio internacional del barril de petróleo se ubica por sobre los 15 dólares. Esto quiere decir que en una coyuntura de precios como la actual el Estado se hubiera beneficiado si mantenía los contratos de prestación de servicios en otros bloques de explotación petrolera. El siguiente cuadro presenta el plan de inversiones presentado por AGIP a la Dirección Nacional de Hidrocarburos, para el período 2003-2007. Los rubros de inversión considerados para los próximos años no evidencian una tendencia sostenida en el tiempo, más bien existe una variación continua a través de los años de los componentes de inversión y costos de producción.

Rubros	Valor (dólares)	Porcentaje
Producción (barriles)	53,294,651	
Ingreso bruto (USD)	1,208,571,819	
Reembolsos	426,571,819	35.27%
Costos y gastos de extracción	132,200,956	10.90%
Inversiones de exploración	85,451,481	7.00%
Inversiones desarrollo y producción	208,134,779	17.20%
Tasa Servicios	390,539,686	32.30%
PR*INA	101,062,644	8.40%
R(P-C)Q-Impuestos	289,477,043	23.90%
Restituciones Petroecuador	84,665,214	7.00%
Estado	306,979,703	25.40%
Retención Impuesto a la Renta	33,493,108	2.70%
Ley 10/20	18,089,436	1.50%
Ley 40	2,694,280	0.20%
Corpei	635,287	0.10%
Saldo	252,067,592	20.90%

PR: tasa prime
 INA: Inversión no amortizada
 R: factor%
 P-C: precio menos costo
 Q: producción
 Fuente: Cuadro No.1 Unidad de Administración de Contratos Petroleros (Petroecuador 2004: 9)

Cuadro No. 10 Plan de inversiones de AGIP, quinquenio 2003-2007 (miles de dólares)						
Rubro	2003	2004	2005	2006	2007	Total
Inversión en producción	24.039	7.500	-	-	57.000	88.539
Costos y gastos	29.820	32.611	31.755	26.463	35.989	156.638
Extracción y operación	53.859	40.111	31.755	26.463	92.989	245.177
Total	101.718	80.222	63.510	52.926	185.978	490.354

Fuente: Fabián Sandoval, Fundación Ambiente y Sociedad. 2004.⁶

Según esta modalidad contractual, el porcentaje de participación para el Estado, hasta diciembre del 2003, fue del 23% del total de ingresos brutos, y a partir de agosto del 2004, este porcentaje se incrementó hasta 38% debido a que hasta ese momento se completó la amortización de las inversiones de exploración llevadas a cabo por la contratista.

La participación del Estado en la producción del Bloque 10, a mayo de 2004, alcanzó el 44,8%, de una producción que alcanzaba los 31.600 barriles diarios. Esta participación estatal está vinculada directamente con el precio internacional del crudo, lo cual significa que a mayores precios le corresponde al Estado mayores porcentajes de participación.

Contratos de asociación

De acuerdo a la Ley de Hidrocarburos, se define un contrato de asociación entre el Estado ecuatoriano y una contratista privada para la explotación de crudo, como aquel en el cual el primero contribuye con los derechos de propiedad sobre los bloques petroleros y los yacimientos de crudo existentes en ellos, y la contratista realiza las inversiones de explotación y explotación acordadas por las partes.

⁶ Esta información fue obtenida por Fabián Sandoval, de la Fundación Ambiente y Sociedad, a través de una comunicación personal con funcionarios del sector petrolero. Esta consideración se aplica también a los datos presentados en adelante sobre los planes quinquenales de inversión de las distintas contratistas y aprobados por la Dirección Nacional de Hidrocarburos.

En el contrato deben establecerse los órganos de administración de la asociación, su plazo de duración, las obligaciones mínimas de inversión y trabajo; así como también las regalías, primas, derechos superficiales, obras de compensación y otras obligaciones adicionales. La participación del Estado y de la contratista en el volumen de crudo extraído se establece también en función del nivel de producción de petróleo.

Además, la contratista asociada debe pagar el impuesto a la renta que se genera por la comercialización del crudo que le corresponda de acuerdo al porcentaje de participación establecido. A pesar que la legislación ecuatoriana contempla este tipo de contrato, en la actualidad no existe ningún bloque petrolero que esté siendo explotado bajo esta modalidad contractual.

Contratos de explotación de campos marginales

Mediante este tipo de contrato, Petroecuador concede a la contratista privada la exploración y explotación de campos petroleros que hayan sido declarados como marginales. La calificación de marginal es otorgada por el Ministerio de Energía y Minas a aquellos campos que presentan baja prioridad operacional o económica por encontrarse alejados de la infraestructura de Petroecuador, por contener crudo de baja calidad (crudos pesados) o por requerir técnicas de explotación muy costosas que se encuentran fuera del alcance de la empresa estatal.

La característica principal de estos contratos consiste en que, una vez que la explotación ha sido concedida a la contratista, se establece una línea base de producción de crudo que es propiedad del Estado y a cambio de la cual éste reconoce los costos de operación de la compañía. Una vez que el volumen de producción ha superado esa línea base, el crudo adicional es repartido entre el Estado y la contratista de acuerdo a porcentajes de participación establecidos en los contratos y que se definen a partir del volumen de producción alcanzado en los campos.

Estos contratos son administrados por Petroproducción y en la actualidad se aplica esta modalidad al campo Bermejo operado por Tecpecuador, al campo Charapa operado por Bellwether, a los campos Pindo, Palanda y Yuca-Sur operados por Petro Sud – Petroriva, y al campo Tigüino operado por Petrobell.

Contratos de obras o servicios específicos

A través de los contratos de obras o servicios específicos, Petroecuador contrata los servicios de compañías privadas para que ejecuten actividades puntuales en los bloques petroleros. Las contratistas aportan con tecnología, capital y los equipos necesarios para el cumplimiento de las condiciones contractuales, a cambio de lo cual Petroecuador cancela el valor de los servicios recibidos.

Como derivaciones de este tipo de contratos se pueden implementar las alianzas estratégicas y operativas, así como los convenios de exploración unificada entre el Estado y las contratistas. Actualmente, los campos Mauro Dávalos, Paraíso, Biguno y Huachito (operado por la compañía SIPEC) funcionan bajo esta modalidad contractual.

Petroecuador y la empresa estatal petrolera chilena ENAP suscribieron una alianza estratégica para las actividades de exploración, explotación, refinación, comercialización, transporte y otros servicios petroleros. Esta alianza entró en vigencia el 26 de agosto de 1999. Esta forma de contrato no es objeto de un análisis, puesto que es un contrato de obras, no de concesión de un campo.

Convenios operacionales de campos unificados

Aunque esta no es una modalidad establecida específicamente por la ley es una práctica frecuente. De hecho, el 27 % del petróleo extraído por las empresas privadas en el Ecuador proviene de este tipo de arreglos. Han existido cuestionamientos sobre un posible abuso en esta modalidad, en el sentido de que la ley prevé, que esta fórmula se use solamente para los campos comunes y en algunos casos se habría utilizado para campos no comunes (Llanes 2006: 139).

Distribución general de la producción*Según tipo de contrato*

A fin de permitir una perspectiva de la importancia relativa de estas diferentes formas contractuales presentamos a continuación dos graficaciones en las cuales consta la participación de cada una de éstas formulas contractuales en dos variables. Por una parte, el monto total del petróleo extraído y por otra, el monto total del petróleo transferido al Estado. Para esta última variable se ha procedido en el caso del Bloque 10 a descontar el monto correspondiente a los costos de extracción.

En estos valores se constata que hay dos tipos de contrato, en los cuales el Estado tiene una participación relativa mayor al promedio, estos son los de campos marginales y los de prestación de servicios.

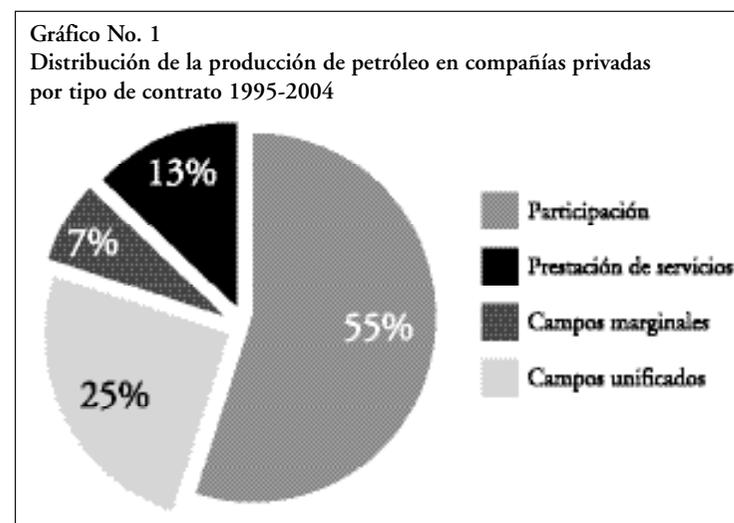
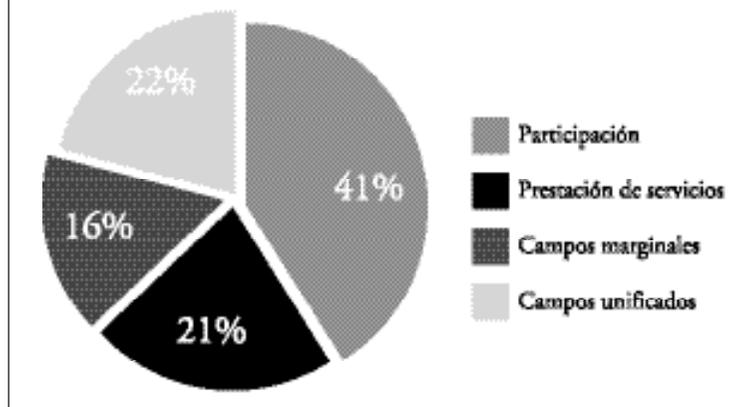


Gráfico No. 2

Distribución de petróleo para el estado de las compañías privadas según tipo de contrato 1995-2004



Pero si establecemos una comparación con el total de petróleo extraído, aparece con mucha claridad la escasa participación del Estado, que de todas maneras no es uniforme en todos los campos, tal como lo demuestran los cuadros once y doce

Estas cifras nos permiten constatar, por una parte, el hecho de que los contratos bajo modalidad de participación son aquellos en los cuales el Estado obtiene menor participación de la producción. Aparece también como importante el peso de los campos unificados, y de los campos marginales mostrando con ello, que estas modalidades contractuales son importantes en una comprensión global de la contratación privada en el país.

Nos parece que es útil regresar de todas maneras, a preguntarnos por qué los diferentes tipos de contratos dejan proporciones tan marcadamente diferentes de beneficios para el Estado. Pero antes de avanzar en esta reflexión debemos hacer presente, que en realidad es difícil generalizar. Cada campo es un proceso diferente, con estructuras de costos distintas, con necesidades de infraestructuras específicas, pero de todos modos algo deben decirnos las tendencias generales.

Cuadro No. 11

Participación porcentual del Estado en cada campo y petróleo total recibido por el Estado en los diferentes campos privados

PARTICIPACION PORCENTUAL		VOLUMEN RECIBIDO POR EL ESTADO		
Campo	% participación Estado	Campo	participación Estado en barriles	participación Estado en ms
Charapa	74,68%	City	30.810.600	4.898.885
Bermejo	73,14%	Bloque 10	28.959.993	4.604.639
Findo	67,69%	Bermejo	9.399.470	1.494.516
Limoncacha	60,16%	Eden Yuturi	9.119.474	1.449.996
Tiguino	59,49%	Limoncacha	8.197.961	1.303.476
Palanda Yuca	54,09%	Bloque 15	5.612.538	892.394
Palo Aul	49,51%	Tiguino	4.907.242	780.251
Bloque 10	46,30%	Findo	4.231.217	672.763
Bloque 18	32,84%	Campo payamino	4.101.847	652.194
Tivacuno	31,57%	Bogcapiton	3.565.287	566.881
City	28,65%	Palo Aul	3.372.451	536.220
Campopayamino	27,82%	Palanda Yuca	2.706.409	430.319
Bloque 14	26,21%	Tivacuno	2.348.102	373.348
Eden Yuturi	24,16%	Bloque 16	2.044.446	325.067
Bloque 27	21,81%	Bloque 14	1.900.883	302.240
Yanaquincha	20,72%	Bloque 7	1.641.436	260.988
Bloque 7	20,60%	Bloque 21	873.755	138.927
Bogcapiton	20,33%	Yanaquincha	802.071	127.529
Bloque 21	18,23%	Bloque 27	701.370	111.518
Bloque 16	18,01%	Bloque 17	480.821	76.451
Bloque 15	14,94%	Charapa	98.246	15.621
Bloque 11	14,87%	Bloque 18	71.039	11.295
Bloque 17	12,53%	Bloque 11	38.106	6.059

Fuente: Petroecuador 2004, Llanes 2006

Cuadro No. 12
Participación del Estado en cifras porcentuales y volúmenes según tipo de contrato

Tipo de contrato	Participación porcentual promedio del Estado	Volumen total recibido por el Estado (barriles)	Volumen total recibido por el Estado (m ³)
Participación	24,01%	44.174.994	7.023.824
Prestación de Servicios	46,30%	28.959.993	4.604.639
Campos Marginales	65,68%	21.342.584	3.393.471
Campos Unificados	29,63%	28.134.741	4.473.424

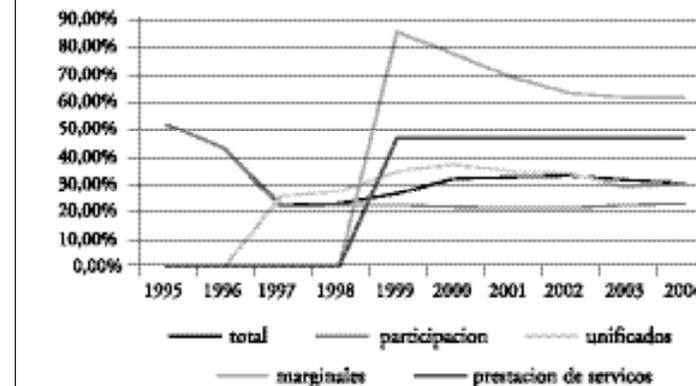
Fuentes: Petroecuador 2004, Llanes 2006

Por una parte tenemos que aquellos contratos en los cuales el Estado recibe mayores beneficios, son los campos marginales. En ellos se supone que las empresas no corren riesgos. El petróleo ha sido ya descubierto y su trabajo parecería reducirse a operar y mejorar en algo que ya está funcionando. Parecería lógico que en esos casos, las empresas tengan menores utilidades. Por otra parte llama la atención la situación de los campos unificados, en los cuales se dan también niveles de participación bajos, a pesar de ser campos que están al menos, parcialmente, a cargo de Petroecuador. Por último, el nivel de participación más baja es la que encontramos en los contratos de participación. Podría pensarse que esto se debe a necesidades de inversión más altas dadas las dimensiones de los campos. Esto, sin embargo, no cuadra con el hecho de que campos que también han exigido una inversión intensiva y con caras medidas para mitigar los impactos ambientales como es el bloque 10 muestran niveles de beneficios para el Estado sustancialmente mayores.

Nuestro análisis requiere que incorporemos la dimensión temporal, y en este aspecto hay dos cifras, que nos llaman la atención: la primera es el hecho de que la participación porcentual del Estado disminuye sustancialmente de un 51,7 % a un 30,7 %. En este conjunto, sin embargo, destaca la declinación en el caso de los contratos de participación en donde el porcentaje cae a un 22,8 %. Los otros tipos de contratos, que se imple-

mentan más tarde, tienen participaciones más altas, pero también se observa una tendencia a la baja (ver Gráfico No. 3).

Gráfico No. 3
Evolución participación % en crudo diversos contratos



El segundo aspecto relevante es que a pesar de esta clara tendencia a la reducción porcentual la participación total en volumen del estado se incrementa por 102 veces. La producción privada se incrementó en 172 veces y la participación de las empresas privadas en 248 veces. Todo esto parece indicar una estrategia en la cual, la lógica de esta disminución de la participación estatal porcentual parecería radicar en que ese sería el precio para acceder a un incremento en la disponibilidad de petróleo, a pesar de que se lo haga sobre una base de participación porcentual menor.

El valor de la producción

La información que hemos presentado hasta el momento se refiere solamente a volúmenes físicos. En realidad, los barriles de petróleo no son ni todos iguales, y siquiera el mismo barril vale lo mismo en dos años distin-

tos. Como habíamos señalado, la calidad es un factor que modifica los precios pero también la evolución del mercado internacional. La manera rigurosa de aproximarnos a la cuantificación del valor de las empresas privadas requeriría disponer de liquidaciones casi diarias, que permitan saber tanto el monto y la calidad producida cada día, como las respectivas cotizaciones. Al no disponer ni de esa información ni de la capacidad de procesamiento que ella exigiría, nosotros al igual que otras personas que han abordado el tema hemos optado por utilizar valor medios anuales y estimadores que permitan ponderar de alguna manera los efectos en el precio de factores de calidad.

Para ello hemos utilizado los valores del siguiente cuadro para estimar un valor del crudo de cada campo en cada año.

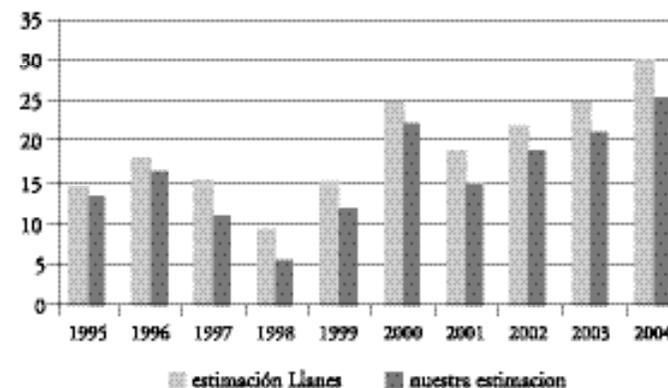
Año	menor a 20°	entre 20° y 25°	entre 25° y 30°	Crudo oriente
1997	13.18	14.99	17.48	15.45
1998	6.99	8.93	10.66	9.20
1999	12.52	14.58	16.76	15.50
2000	21.79	23.73	26.46	24.87
2001	16.13	17.39	21.64	19.16
2002	18.8	20.41	23.29	21.82

Fuente: U.S. Department of Energy. Energy Information Administration

A partir de estos datos hemos elaborado para los años en que tenemos datos una ecuación lineal que castiga o premia el precio del crudo de acuerdo con su calidad en grados API. Para los años 2003 y 2004 hemos utilizado las desviaciones de los años más similares.⁷

Esto produce una evolución del precio del petróleo que consta en el gráfico 4.

Gráfico No. 4
Evolución de los precios del crudo



Fuentes: ver texto

La diferencia entre las dos estimaciones se debe a que en promedio, el crudo de las compañías privadas es de peor calidad del promedio del Oriente ecuatoriano. Con estos datos hemos estimado la evolución del valor de la producción y de la participación estatal. Esto se refleja en el gráfico 5.

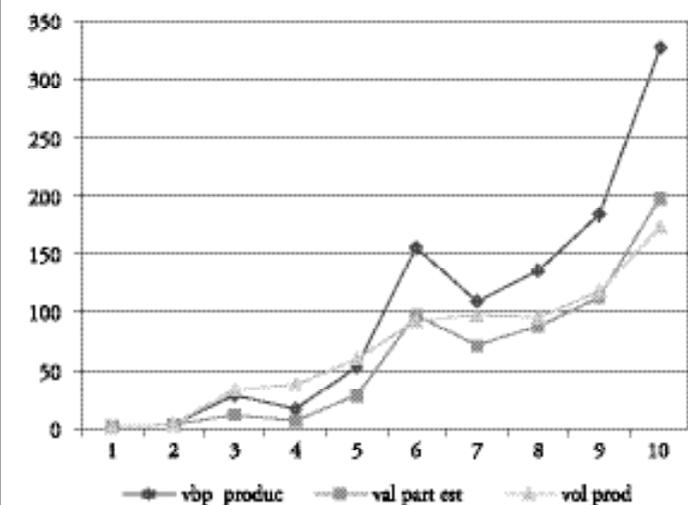
Este cuadro refleja que el precio se ha multiplicado en este período por 1,89, el volumen por 172, el valor bruto de la producción estimado por 327 y el valor bruto de la producción recibida por el estado por 198.⁸

Si analizamos la evolución de la participación del Estado en el valor de la producción, ésta sigue casi exactamente las mismas líneas que la participación en el volumen de la producción con pequeñas variaciones, inferiores al 1 %.

De igual manera, las variaciones en la participación porcentual de los campos y las compañías son pequeñas. La más importante de ellas es la que se produce en el campo 16 en donde la participación con el valor de un 14 % es sustancialmente menor a la participación en el volumen (un 19 %)

⁸ Según estimaciones de Llanes estos dos últimos valores serían 362 y 216 respectivamente.

Gráfico No. 5
Evolución del vbp, campos privados, valores indexados 1997=1



Fuente: ver texto

El tema de los costos

Sin embargo, la discusión sobre la participación de los diferentes socios en los beneficios de la producción petrolera no sería ni objetiva, ni realista sino abordáramos el tema de los costos. En efecto, dado que las compañías petroleras están asumiendo diversos costos, no es adecuado plantearse que la distribución de la producción que hemos descrito, corresponde a la distribución de las ganancias. De la participación de las compañías se debe restar los costos en que éstas incurren para realizar la producción. Pero estimar los costos reales de la actividad petrolera no es una tarea fácil. En efecto, en esta actividad un porcentaje muy importante de los costos es la inversión inicial y por lo mismo los costos dependerán de manera muy importante de las maneras en que imputemos los costos incurridos antes de realizar la producción. Otra opción para acercarnos a este problema es usar como referencia los niveles de costos reportados por

Petroecuador. Estos costos, como veremos más adelante son sustancialmente inferiores a cualquier estimación que se pueda realizar respecto a las empresas privadas. En efecto, mientras que Petroecuador nos señala costos 5,69 dólares para el año 2004, tenemos estimaciones de costos para otros bloques superiores a los US \$ 15,00.

Deducir de ello que las empresas privadas son simplemente menos eficientes, no sería una deducción plenamente sustentada (pero en todo caso, tampoco descartada). La realidad es que cada campo tiene una particularidad: calidades del producto distintas, dificultades específicas y necesidades de infraestructura muy diversas. Por otra parte, existen dudas que en los costos de Petroecuador estén incluidos adecuadamente los costos de reposición del capital, así como los costos por daños a terceros. En efecto, la infraestructura de Petroecuador, está en muchos casos siendo utilizada más allá de la vida útil estimada. Esto repercute, por ejemplo, en mayores niveles de incidentes de derrames. Esto suscita también preocupaciones sobre los niveles en los cuales la empresa estatal está atendiendo los gastos derivados de perjuicios a terceros, es decir las formas en que las comunidades son indemnizadas por daños ambientales o perjuicios sociales.

Pero tal vez el problema más importante es la precariedad de la información, y algunos elementos respecto a ella que nos despiertan dudas sobre su verdadero significado. En ese presente esfuerzo se logró recolectar información de costos sobre un total de 12 Bloques (Campos Marginales y Bloques). Los periodos para los cuales se ha accedido a la información varían de acuerdo con la antigüedad de los arreglos contractuales en vigencia.

Los datos disponibles han sido los siguientes:

Bloque Tarapoa	1995 - 2002
Bloque 7	2000 - 2003
Bloque 14	1999 - 2002
Bloque 15	1999 - 2002
Bloque 16	1997 - 2002
Bloque 17	2000 - 2002
Bloque 18	2001 - 2002

Bloque 27	1999 - 2002
Campo Marginal Bermejo	1999 - 2002
Campo Marginal Pindo	1999 - 2002
Campo Marginal Tiguino	2000- 2002
Bloque 10	1999 - 2003

Como se observará aquí no aparece información alguna de los campos unificados. Ello se debe a que estos están ya incluidos en los valores correspondientes a los Bloques con los cuales se han unificado.

Debemos anotar, por otra parte que esta información que estamos describiendo tiene un desfase temporal, y que por lo tanto es necesario tener precaución en la comparación con otras estimaciones de costos más recientes. Con estos datos hemos procedido a estimar los costos de cada campo.

Los valores encontrados son en promedio de 6,04 dólares, con un máximo de US \$ 16,76 en el bloque 17, y un mínimo de US \$ 2,89 en el campo marginal Bermejo. Estas enormes variaciones dan cuenta no sólo de las diferencias técnicas, sino también de situaciones diferentes en cuanto al nivel de amortización de las inversiones previas. De todas maneras cabe señalar que en los cálculos realizados, aparece clara la tendencia a costos más altos en los contratos de Participación y menor en la que se refiere a los Campos Marginales. Ver resultados en el cuadro No. 14.

Llama la atención el Bloque 17, en el cual los costos serían casi del mismo valor que el precio del crudo, lo cual nos estaría llevando a una situación, en la cual la empresa perdería dinero luego de pagar la participación del Estado. ¿Cómo puede suceder esto sin que la empresa quiebre?

Creemos que la explicación está al menos, en parte, en los ciclos de vida de los proyectos, esto es dado por una característica técnica de esta actividad. La rentabilidad anual es un indicador muy parcial, pues la lógica de las operaciones implican algunos años de fuertes gastos que son compensados con otros, con resultados diferentes.

Es así como creemos que la explicación de las fuertes diferencias en los costos se encuentran tanto en las características técnicas, como en los diferentes momentos del ciclo de vida del proyecto. Estimamos que más allá de las diferentes condiciones políticas de la negociación los contratos de

Campo	Costo del barril	% del valor
Tarapoa	3,12	18,52%
Bloque 7	11,02	55,85%
Bloque 14	10,31	60,70%
Bloque 15	11,73	41,47%
Bloque 16	6,93	46,88%
Bloque 17	16,76	97,78%
Bloque 27	10,13	61,30%
Bermejo	2,89	11,92%
Pindo	4,28	26,63%
Tiguino	3,50	20,08%
Bloque 10	5,52	30,89%

Participación son campos mayores en los que se han efectuado recientemente fuertes inversiones en desarrollo y prospección, lo que da como resultado necesidades de imputar altos valores, a amortización.

El tema de las utilidades

Una vez que hemos obtenido ciertos estimativos para el tema de los costos, debemos regresar al panorama general de la distribución total del valor del petróleo. Una primera aproximación parecería indicarnos, que una vez que tenemos el valor total de la producción, la participación del Estado y los costos podemos abordar una cuantificación de las utilidades de las compañías. Estas deberían corresponder simplemente a la diferencia entre todos estos valores. Si procediéramos de esta manera obtendríamos valores, cercanos al 30 % del VBP.

Hay por otra parte, un factor que entra en este tema. Las utilidades de las empresas generan impuestos, y el monto de ellas debería ser directamente proporcional a los impuestos pagados. Se trata entonces de buscar

la información tributaria. Este es el procedimiento que ha seguido Llanes, quien nos ofrece listas de la evolución de los aportes por Impuesto a la renta.

El contacto con estas cifras genera ya ciertas sorpresas. La primera es que la información presentada es poco consolidada. Tenemos dos conceptos que no coinciden. Por una parte, es el impuesto causado y por otra, el impuesto pagado. Todos esperaríamos que estos valores coincidieran, pero esto no es así. Es posible encontrar causas técnicas que expliquen esas diferencias: créditos tributarios de años anteriores, procesos pendientes de aprobación de informes contables u otros, pero la sensación de poca claridad queda presente.

La segunda reacción es lo, sorprendentemente, bajas que son en su conjunto las declaraciones de las compañías. En efecto, para el conjunto de los 12 campos que pudimos trabajar en detalle, tenemos que los impuestos pagados son el 1,81% del VBP lo que correspondería a unas utilidades del 7,24 % del VBP. Este es un valor promedio, existiendo numerosos campos en los cuales no existe utilidad alguna.

Una revisión desde otro punto de vista de los impuestos a la renta pagados por el sector petrolero, nos da información que no difiere de la anterior pero muestra otros elementos interesantes. Así los cuadros 15 y 16 nos describen los volúmenes de impuestos causados por las empresas del sector petrolero.

Estos valores confirman la afirmación anterior, la mayor parte de las compañías del sector petrolero pagan o pagaban, para ser más exactos, impuestos bajos. Pero hay algo que deseamos mencionar para ser tratado ulteriormente. Y este es la inclusión en este cuadro de empresas que no son las operadoras de los campos. Esto es evidente también en el cuadro correspondiente al año 2003. Ello nos dice que el sector petrolero también está constituido por empresas que sin ser dueñas de bloques, perforan, hacen sísmica, instalan tuberías.

La pregunta que surge ante estos datos es porque las otras empresas, aquellas que no son las dos o tres que generan utilidades apreciables se mantienen en la actividad, ¿por qué no cierran el negocio e invierten su dinero en actividades más productivas?

Cuadro No. 15 Impuesto a la Renta pagado por las empresas del sector hidrocarburos - 2002			
No.	Razón Social	Impuesto a la Renta causado	% Participación
1	AEC ECUADOR LTD.	8,632,716	53.3%
2	OCCIDENTAL EXPLORATION AND PRODUCTION COMPANY	1,786,496	11.0%
3	KERR-MCGEE ECUADOR ENERGY CORPORATION	1,515,124	9.4%
4	BURLINGTON RESOURCES ORIENTE LIMITED	1,450,432	9.0%
5	PREUSSAG ENERGIE GMBH	1,387,457	8.6%
6	PERENCO ECUADOR LIMITED	658,098	4.1%
7	PERFOREC PERFORACIONES ECUATORIANAS S. A.	270,268	1.7%
8	DRILLFOR S. A.	123,956	0.8%
9	PECOM-ENERGIA OPERACIONES S.A.	109,673	0.7%
10	GRANTMINING S. A.	78,814	0.5%
11	ORPOGOIL S.A. .	65,217	0.4%
12	PETROBELL INC.	31,681	0.2%
13	PETROMANABI S. A. PETROMANABI S. A.	17,145	0.1%
14	THE NEWCOMB CORPORATION	14,914	0.1%
15	MEDANITO DEL ECUADOR ECUAMEDANITO S.A.	13,067	0.1%
16	SERINPE S. A.	12,047	0.1%
17	LIBERPETROL S.A.	9,025	0.1%
18	CONSORCIO " PETROSUD - PETRORIVA	8,381	0.1%
19	CANADA GRANDE LIMITED	4,732	0.0%
20	EXPLOTACION MINERA SAN ANTONIO EPLMISA C. LTDA.	3,926	0.0%
21	ORGANIZACION PETROLERA INDUSTRIAL ECUATORIANA OIPEC CIA.LTDA.	3,339	0.0%
22	TOTISA DEL ECUADOR C. A.	721	0.0%
23	CRS RESOURCES ECUADOR LDC	120	0.0%

Fuente: Servicio de Rentas Internas, <http://www.sri.gov.ec>

Cuadro No. 16 Impuesto a la Renta pagado por las empresas del sector hidrocarburos - 2003			
No.	Razón Social	Impuesto a la Renta causado	% Participación
1	OCCIDENTAL EXPLORATION AND PRODUCTION COMPANY	29,600,888.69	42.1%
2	AGIP OIL ECUADOR B.V.	19,039,524.86	27.1%
3	AEC ECUADOR LTD.	11,474,149.82	16.3%
4	BURLINGTON RESOURCES ORIENTE LIMITED	2,788,267.68	4.0%
5	PERENCO ECUADOR LIMITED	2,759,603.42	3.9%
6	CONSORCIO PETROSUD - PETRORIVA	846,124.29	1.2%
7	SOCIEDAD INTERNACIONAL PETROLERA S. A.	793,320.50	1.1%
8	ECUADORTLC S.A	541,244.64	0.8%
9	CANAM OFFSHORE LIMITED	449,326.95	0.6%
10	CRS RESOURCES ECUADOR LDC	372,820.22	0.5%
11	MURPHY ECUADOR OIL COMPANY LTD.	339,163.81	0.5%
12	PETROMANABI S. A.	331,574.59	0.5%
13	OVERSEAS PETROLEUM AND INVESTMENT CORPORATION	281,059.06	0.4%
14	MEDANITO DEL ECUADOR ECUAMEDANITO S.A.	236,985.35	0.3%
15	PERFOREC PERFORACIONES ECUATORIANAS S. A.	141,197.31	0.2%
16	PETROBRAS ENERGIA OPERACIONES ECUADOR S.A.	123,513.87	0.2%
17	GRANTMINING S. A.	69,507.30	0.1%
18	TECNA DEL ECUADOR S.A.	24,249.65	0.0%
19	CHANGQING PETROLEUM EXPLORATION BUREAU (CPEB)	21,066.62	0.0%
20	CANADA GRANDE LIMITED	6,652.99	0.0%
21	CAYMAN INTERNATIONAL EXPLORATION COMPANY S. A.	4,642.50	0.0%
22	ORPOGOIL S.A. .	4,415.34	0.0%
23	CARLOS PUIG & ASOCIADOS S. A.	1,485.04	0.0%
24	SERINPE S. A.	581.44	0.0%
25	SERVICIOS Y OBRAS TELLO CALISTO VELASQUEZ FHFJ CIA. LTDA	276.83	0.0%

Fuente: Servicio de Rentas Internas, <http://www.sri.gov.ec>

Las posibilidades de explicación se relacionan directamente con el tema de los costos. En efecto, ciertos años de utilidades bajas o de pérdidas no implican que el proyecto no sea rentable. De hecho es posible ver una tendencia a un incremento de los pagos del impuesto a la renta, una vez que pasan las etapas de mayor amortización de capital.

Pero hay también otras explicaciones posibles. Desde una perspectiva de desconfianza, surge la hipótesis de que las empresas petroleras están obteniendo ganancias a través de otros mecanismos. Una posibilidad es la de que en los servicios y costos se transfieran sobre precios a las empresas matrices o sus asociadas.

Pero creemos que lo más importante es indicar que en las cuentas existe una fuerte y muy apreciable diferencia entre la suma de todos estos montos y el valor total de la producción. De hecho, un 20,08 % del valor de la producción no aparece justificado. Estos casi 900 millones de dólares para el caso de las 12 empresas a las que hemos hecho mención, nos parecen extraordinariamente interesantes.

Si bien, este monto no es identificado como una utilidad por parte del sistema contable (que debe ser aprobado por las autoridades ecuatorianas), es un monto cuya importancia nos es fundamental para entender toda la dinámica de esta actividad.

La única explicación posible es que se tratan de costos diferentes a los de la operación técnica de los campos. Pues esos montos están ya incluidos en el valor auditado por la dirección de hidrocarburos. Se trata de algo diferente. Pero que a pesar de no ser la operación técnica misma de extracción del petróleo ha sido reconocido por nuestra legislación como un rubro legítimo y necesario para ser descontado de los impuestos.

No vemos otra posibilidad para explicar esto, que no sea la referencia a las operaciones administrativas de gerencia, administración de riesgos, negociación, e imputaciones financieras, que sin ser actividades técnicas son actividades necesarias e indispensables para la actividad petrolera.

Es, de todas maneras, sorprendente que este conjunto de actividades representen un monto tan grande de los costos generales y totales de la operación. Es aproximadamente, el 60% de los costos de extracción del petróleo. Se trata de una cifra clave para entender la dinámica de esta actividad.

Quisiéramos sugerir unos breves comentarios sobre tres aspectos de esta dimensión.

En primer lugar abordemos el tema de los riesgos. La actividad petrolera es en sí una actividad subordinada a cierto azar. En la lógica de las compañías, y en general de todo el funcionamiento de nuestro sistema económico, los riesgos son objeto de un claro y detallado cálculo económico en el cual, el riesgo es distribuido de acuerdo a la escala de las operaciones. Los grandes manejadores de riesgos equilibran los incidentes con las previsiones, y por ello cobran, y cobran bien. Surge, entonces, la necesidad de pensar como es el riesgo en la actividad petrolera en el Ecuador. Cuánto nos están cobrando por ello, y si existen alternativas de que esto sea manejado de manera distinta.

El segundo término que quisiéramos comentar es el de la gerencia. Esto es el conjunto de las actividades que permiten efectuar y combinar factores, percibir oportunidades a fin de organizar procesos productivos con eficiencia, y por ello obtener ganancias y de ser posible ganancias especiales. Para ello es necesario, por una parte, una capacidad de entender el entorno, disponer de información adecuada y oportuna sobre él y responder creando organizaciones con capacidades.

Pero esta actividad tendrá que ser pagada a un valor más alto, cuanto mayor sea la diferencia del rendimiento gerencial (cuanta productividad puede generar la gerencia) de quiénes contratamos y la que podríamos producir sin ellos. En el caso del Ecuador, este monto se incrementará proporcionalmente a nuestra incapacidad para tener una empresa estatal eficiente. En cierta medida, estos pagos son los costos de la ineficiencia de Petroecuador.

Pero ese no es el único factor que interviene, hay otros adicionales, y estos son los que se derivan de las imperfecciones de los mecanismos de competencia. Mientras menos transparente sean los mecanismos de negociación petrolera, menor será la posibilidad de desarrollar un verdadero proceso competitivo.

Pero la competencia no sólo requiere de transparencia, requiere de elementos tales como reglas claras, y hay desde nuestro punto de vista, otro elemento que merece mencionarse, y este es la inclusión de todo lo que deseamos que sea parte del proceso de competencia y la exclusión de todo lo que deseamos que quede fuera.

Al referirnos a lo que debe ser incluido, nos referimos por ejemplo al tema de las externalidades: los impactos ambientales y los impactos socia-

les. ¿Existe una manera adecuada no sólo de valorar estos aspectos sino de incluirlos en la toma de decisiones para asignar responsabilidades gerenciales? El hecho de que aún no hayamos podido reparar los numerosos daños ambientales que se han acumulado en la explotación petrolera y de que los daños sigan produciéndose, pero ahora de una manera voluntaria, e intencionada nos hacen sospechar de que en este aspecto también tenemos un déficit grande.

Pero para tener condiciones de competencia adecuadas, es necesario también mantener fuera otros factores. Lo que es más importante es el mantener fuera todo lo que pueda ser relacionado con influencias personales, negociación política y monopolios gremiales. En otras palabras, parte de los altos costos que pagamos por la explotación petrolera se derivan de nuestra incapacidad política e institucional.

Hay un último factor que quisiéramos mencionar. Nos referimos a los costos financieros. Un componente importante de la capacidad gerencial es la de movilizar dinero para realizar determinadas inversiones. Sin embargo, el costo financiero en un mundo altamente especulativo, como es el mundo actual, no solamente incluye el dinero, los intereses que el mercado establece para ellos, los costos y comisiones para las transferencias, sino que además está fuertemente marcado por las expectativas de revalorización de los activos y de los derechos que se transan en el mercado. En otras palabras, en la dinámica del mundo petrolero no sólo se paga por lo que cuesta y vale, sino también por lo que se estimó valdría y por lo que se espera que valdrá.

Esto es especialmente relevante para condiciones en las que hay un intenso proceso de compra y venta de derechos de bloques petroleros. Para plantearlo en otros términos: una empresa que compra un bloque, puede estar pagando más que todas las inversiones realizadas por la vendedora, pues su pago dependerá sobre todo de las expectativas de ganancia, no de las inversiones previas. Desde el punto de vista contable, esta empresa asumirá esos valores como costos, pero en realidad son la actualización de una esperanza de ganancia. Es decir, un típico mecanismo especulativo. Esto significa, que mientras más compra y venta de bloques se produzca, más riesgos de costos especulativos tenemos.

Cabe en este sentido comentar simplemente que la fórmula contractual que menos espacio da para estos pagos parece ser la de prestación de

servicios, no porque las empresas no ganen, lo hacen y bastante bien, pero esa ganancia es clara y abierta y esto es en sí, una ventaja para el país.

El tema de las inversiones

De todo lo analizado hasta el momento surge la importancia estratégica que en la evaluación de todo este proceso tiene el tema de la inversión. Podría hacerse la siguiente afirmación. Si bien es cierto que la negociación

City		
City	\$1.910.855.633,00	18,76%
Bloque 7	\$568.833.426,84	5,59%
Bloque 14	\$351.327.390,62	3,45%
Bloque 15	\$2.106.689.742,99	20,69%
Bloque16	\$2.731.033.974,44	26,82%
Bloque 17	\$220.420.266,87	2,16%
Bloque 21	\$326.994.518,94	3,21%
Bloque27	\$182.986.805,00	1,80%
Campo bermejo	\$116.525.554,00	1,14%
Palanda sur yuca	\$19.269.132,60	0,19%
Pindo	\$0,00	0,00%
Tiguino	\$104.496.291,11	1,03%
Charapa	\$11.725.999,86	0,12%
Bloque 10	\$425.787.216,00	4,18%
Bloque 11	\$61.526.000,00	0,60%
Bloque 18	\$83.875.000,00	0,82%
Subtotal	\$9.222.346.952,27	90,56%
Petroecuador	961525000	9,44%
Gran total	\$10.183.871.952,27	100,00%

Fuentes: Petroecuador 2004; Llanes 2006; Fetrapec.
Nota. En este cuadro no se incluyen las inversiones en la península, ni aquellas de los bloques que no están en producción.

con empresas privadas es onerosa, es el único recurso que nos queda a fin de obtener los capitales que el país necesita para poner a producir nuestros campos petroleros. Veamos si esta lógica se cumple y en qué medida los datos que hemos podido recopilar, la sustentan.

Los valores del Cuadro No. 17 nos muestran que la inversión privada ha sido central para el desarrollo de la capacidad productiva. Con estos datos aparecería el principal punto de interés para el país en la inversión extranjera, esto es la capacidad para multiplicar las inversiones

Sin embargo, esta no es la única variable a considerar. La siguiente pregunta es la de ¿cuál es el precio que hemos pagado por este aporte, que sin lugar a dudas ha sido central para la mantención y el incremento de la producción nacional? Para discutir este tema presentamos el cuadro número dieciocho. En él se relaciona esta inversión con otras variables.

A	Ingresos contratista	5.618.675.327
B	Utilidades estimadas	635.660.953
C	Inversiones	9.222.346.952
D	Ingresos menos costos	1.255.507.371
E	Inversiones menos ingresos	3.603.671.625
F	Costos totales	4.363.167.956
G	Inversiones menos costos	4.859.178.996
	Costos/inversiones	47,31%
	Ingresos/inversiones	60,92%
	D/inversiones (C)	13,61%

Fuentes: Todos los cuadros anteriores

Estas cifras nos permiten concluir ciertos aspectos. En primer lugar algo sobre la composición de la inversión. En los reportes de gastos e inversiones, se diferencian los gastos, de la inversión. Se trata de una distinción que se asemeja a la existente entre costos de operación e inversión de largo plazo. El hecho de que los costos operativos representen el 47 % de la inversión, nos está indicando algunas cosas interesantes. Por una parte,

que un componente importante de la inversión total se recupera en plazos cortos. Pero también nos indica lo importante que es para esta actividad contar con disponibilidad de recursos para gastos operativos. Es decir, lo importante que es el acceso a mecanismos financieros eficientes.

En segundo término, este cuadro nos permite ver, que del total de la inversión realizada por las compañías privadas, éstas ya han recuperado un 60%. Esto significa que el aporte neto de capitales de estas empresas, para el período es sustancialmente menor a la cifra total (es decir se ubica en alrededor de los tres mil millones de dólares). Cifra que es de todas maneras, tres veces superior a la inversión de Petroecuador.

Situación de Petroecuador

Petroecuador constituye la empresa estatal de petróleo del Ecuador y uno de los monopolios públicos más importante del país. El análisis de esta empresa es fundamental ya que de su gestión y eficiencia se derivan los rubros que ingresan al Estado por concepto de la explotación y exportación del crudo y los de la venta interna de derivados del petróleo.

En el cuadro No. 19 se presenta la información sobre costos y volúmenes de producción, así como la utilidad que obtiene por barril Petroecuador de cada uno de los tipos de contratos en los que tiene participación.

Sin embargo, un elemento importante de considerar es el porcentaje de la producción total de crudo que corresponde al Estado y que se destina al mercado internacional. Únicamente, el 49,65% de la producción total de petróleo que recibe el país se exporta, mientras que la diferencia está compuesta por la comercialización interna de los derivados y las pérdidas que ocurren en el proceso de transporte y refinación del crudo.

Cuadro No. 19
Volumen y costos de producción de Petroecuador, 2004.

Costos de producción	Volúmenes		Costo	Costo	Costo	Costo	Costo	Costo	Utilidad
	Producción (Barriles)	Comercializados (Barriles)	Producción (USD/Barril)	Transporte (USD/Barril)	Total (USD/Barril)	Comercialización Euros (USD/Barril)	Total (USD/Barril)	Pérdida venta (USD/Barril)	(USD/Barril)
Crudo									
Petroecuador	72.709.146	17.791.552	5,69	1,16	6,85	0,906	6,86	32,37	25,31
Crudo participativa	20.146.793	20.146.793		1,16	1,16	0,906	1,17	32,37	31,00
Alneas operativa	2.963.746	2.963.743	5,69	1,16	6,85	0,906	6,86	32,37	25,31
Compañías de acciones	12.614.154	12.614.154	18,94	1,16	20,10	0,906	20,11	32,37	12,06
SUPSC	4.956.097	1.268.149	5,69	1,16	6,85	0,906	6,86	32,37	25,31
Diferencia de utilidad				1,16	1,16	0,906	1,17	32,37	31,00
Campos marginales	2.746.791	2.563.542		1,16	1,16	0,906	1,17	32,37	31,00
TOTAL	116.877.641	57.094.289							

Fuente: Petroecuador, archivo contable. 2005. Disponible en la página web de Petroecuador.

El cuadro anterior presenta la información correspondiente al año 2004. En el Cuadro No. 20 se incluye la misma información, pero para el primer trimestre del año 2005. En este período, el porcentaje de la producción total de crudo que se exporta alcanza el 57,97%, mientras que la diferencia corresponde a lo mencionado anteriormente.

La utilidad por barril exportado que obtiene Petroecuador alcanza cifras considerables para cada tipo de contrato en el que la empresa estatal interviene. El tipo de contrato que deja una menor utilidad para el Estado es el de obras o servicios específicos, pero esto se debe básicamente a un mecanismo contable, puesto que el crudo de los contratos de participación y de campos marginales, ingresa a Petroecuador como un objeto físico, que es pagado a través de el crudo que queda en manos de las compañías.

Cuadro No. 20
Volumen y costos de producción de Petroecuador, enero-marzo 2005

Categoría de producción	Volumen		Costo Crudo (galón) (USD/galón)	Costo Refinación (USD/galón)	Costo Comercialización (USD/galón)	Costo Total (USD/galón)	Costo USD/galón a kilo	Precio venta (USD/galón a kilo)	Utilidad galones
	Producción (bariles)	Comercialización (bariles)							
Gasolina extra	4.365.374	5.828.468	7,86	6,73	2,35	15,63	0,57	1,30	0,93
Gasolina super	2.061.856	2.713.085	7,86	8,13	5,62	18,81	0,45	1,68	1,23
Gas licuado de petróleo	2.186.531	2.374.913	7,86	4,84	18,91	26,85	0,31	0,31	-0,10
Diesel 1	533.856	228.881	7,86	2,91	2,95	12,82	0,21	0,90	0,59
Diesel 2	12.691.306	12.896.895	7,86	4,19	2,06	13,30	0,52	0,90	0,58
Fuel Oil nacional	11.537.417	11.159.347	7,86	1,23	1,07	9,31	0,22	0,69	0,47
Fuel Oil exportación	9.966.130		7,86	1,19	3,91	12,16	0,29		
Nafta de exportación	2.351.284		7,86	4,23	0,00	11,28	0,27		
Otros derivados	3.118.583	3.486.165	7,86	2,06	2,02	11,78	0,26		-0,16
TOTAL	54.972.428	58.628.806							

Fuente: Petroecuador, archivo contable. 2005. Disponible en la página web de Petroecuador.

Los datos correspondientes a la producción y comercialización interna de derivados de petróleo se muestran en los dos siguientes cuadros. Los derivados principales que se comercializan en el país son las gasolinas Super y Extra, el gas licuado de petróleo, diesel, fuel oil nacional y de exportación, la nafta de exportación y otros derivados. El siguiente cuadro presenta los volúmenes y costos de producción de los derivados, así como sus precios de venta final y la utilidad correspondiente que obtiene el Estado ecuatoriano por cada galón (o kilo en el caso del gas licuado de petróleo) comercializado en el mercado nacional. La venta de derivados de petróleo constituye una fuente importante de ingresos para el fisco ecuatoriano.

Cuadro No. 21
Costos de producción y volumen de los derivados de petróleo en el mercado nacional - 2004

Categoría de producción	Volumen		Costo Crudo (galón) (USD/galón)	Costo Refinación (USD/galón)	Costo Comercialización (USD/galón)	Costo Total (USD/galón)	Costo USD/galón a kilo	Precio venta (USD/galón a kilo)	Utilidad galones
	Producción (bariles)	Comercialización (bariles)							
Gasolina extra	1.812.222	1.451.195	7,41	7,07	3,64	18,12	0,43	1,30	0,87
Gasolina super	519.712	695.818	7,41	8,25	3,14	28,81	0,51	1,68	1,17
Gas licuado de petróleo	663.291	698.750	7,41	7,25	1,84	24,20	0,28	0,31	-0,17
Diesel 1	128.083	49.612	7,41	3,11	6,78	17,30	0,41	0,90	0,49
Diesel 2	3.136.887	3.233.445	7,41	4,48	2,34	14,23	0,34	0,90	0,56
Fuel Oil nacional	2.918.096	2.721.425	7,41	1,21	1,36	9,88	0,24	0,69	0,45
Fuel Oil exportación	2.061.757		7,41	1,35	2,42	11,18	0,27		
Nafta de exportación	813.542		7,41	2,45	0,69	9,35	0,24		
Otros derivados	2.452.297	355.340	7,41	2,12	2,35	11,88	0,28		-0,38
TOTAL	19.801.777	9.734.775							

Fuente: Petroecuador, archivo contable. 2005. Disponible en la página web de Petroecuador.

Cuadro No. 22
Costos de producción y volumen de los derivados de petróleo en el mercado nacional, enero-marzo de 2005.

Categoría de producción	Volumen		Costo Producción (USD/galón)	Costo Transporte (USD/galón)	Costo Total (USD/galón)	Costo Comercialización Retorno (USD/galón)	Costo Total (USD/galón)	Precio venta (USD/galón)	Utilidad (USD/galón)
	Producción (bariles)	Comercialización (bariles)							
Crudo									
Petroecuador	5.999.901	4.643.583	5,60	1,17	6,77	0,006	6,78	33,96	35,12
Crudo participación	4.101.000	4.261.997		1,17	1,17	0,006	1,18	33,96	36,72
Alanzas operaciones	1.054.364	996.911	5,60	1,17	6,77	0,006	6,78	33,96	34,12
Compañías de servicios	3.058.288	5.263.891	18,80	1,17	19,17	0,006	19,18	33,96	16,72
SEPEC	1.676.772	908.439	5,60	1,17	6,77	0,006	6,78	33,96	35,12
Diferencial de calidad				1,17	1,17	0,006	1,18	33,96	36,72
Campos marginales	851.241	375.437		1,17	1,17	0,006	1,18	33,96	36,72
TOTAL	26.243.216	15.212.219							

Fuente: Petroecuador, archivo contable. 2005. Disponible en la página web de Petroecuador.

El Estado ecuatoriano por cada galón (o kilo en el caso del gas licuado de petróleo) comercializado en el mercado nacional. La venta de derivados de petróleo constituye una fuente importante de ingresos para el fisco ecuatoriano.

Los datos correspondientes al primer trimestre del año 2005 sobre la producción y comercialización de derivados en el mercado nacional, se presentan en el Cuadro No. 22

La comercialización del derivado de petróleo que presenta una utilidad negativa corresponde a la del gas licuado de petróleo, debido al subsidio del Estado al consumo de este producto. Esto se da a pesar de que el subsidio al gas es altamente regresivo y no beneficia a aquellos que se supone que lo debería hacer.

Los principales beneficiarios de este subsidio son los quintiles más ricos de la población ecuatoriana y los consumidores peruanos y colombianos que adquieren el producto a través del contrabando por las fronteras sur y norte del Ecuador. El resto de derivados que se comercializan internamente presentan utilidades positivas y de magnitud considerable puesto que se ubican por sobre el 100% del costo de producción. Esto, sin embargo se debe a que contablemente el petróleo es transferido a las refinerías a costos de producción, no a precios del mercado. Esto significa que hay un mecanismo de subvención a través de los precios no competitivos en los cuales reciben la materia prima las refinerías.

En síntesis

Las modalidades contractuales vigentes en el Ecuador para la explotación de crudo son los contratos de participación, los contratos de prestación de servicios, los contratos de asociación (aunque actualmente ningún bloque petrolero se encuentra bajo esta modalidad), los contratos de explotación de campos marginales y contratos de obras o servicios específicos. Sin embargo, el mayor número de bloques petroleros está siendo explotado para la modalidad de contratos de participación.

En los contratos de participación se establece el porcentaje de participación en el crudo extraído correspondiente al Estado ecuatoriano y a las compañías petroleras privadas. La participación que recibe el Estado en cada uno de los bloques petroleros incluye el monto que corresponde al pago por regalías que ha sido fijado en un porcentaje de 12,5% de la extracción total.

Los contratos de participación no han incluido hasta el año 2006 una cláusula de ajuste en el porcentaje que reciben las partes contratantes por incrementos en el precio internacional del crudo, lo cual ha beneficiado principalmente a las contratistas privadas. Una excepción es el contrato modificatorio entre Petroecuador y Alberta Energy Company que incluye una cláusula que contempla ajustes en los porcentajes de participación debido a incrementos en los precios del petróleo en el mercado internacional.

Los porcentajes de participación que reciben las contratistas privadas en los distintos bloques de extracción de crudo constituyen los ingresos brutos que reciben por su actividad. A esos ingresos brutos se les debe descontar los costos de producción, los costos administrativos, la amortización de las inversiones y los impuestos para obtener la utilidad de las compañías privadas. Esto significa que los ingresos netos obtenidos por las compañías se ubican por debajo de los niveles de participación establecidos en los contratos.

Los porcentajes de participación que reciben el Estado y las compañías petroleras privadas muestran una significativa variabilidad en cada uno de los bloques petroleros. Adicionalmente, los contratos de participación pueden incluir ajustes en el porcentaje que le corresponde al Estado y a la contratista en función del volumen de crudo extraído, de la calidad del crudo obtenido y debido a variaciones en la tarifa cobrada por el SOTE,

entre otras variables, que se incluyen como cláusula de estabilidad económica a favor de las compañías privadas.

Los contratos de prestación de servicios fueron ampliamente implementados durante la década de los años ochenta pero fueron modificados a contratos de participación por los bajos ingresos que obtenía el Estado ecuatoriano, cuando el precio del crudo en el mercado internacional se ubicaba en niveles bajos. Este tipo de contrato no es recomendable cuando el precio del barril de crudo se ubica por debajo de los 15 dólares, mientras que hubiera generado niveles importantes de ingresos para el Estado en la coyuntura actual de altos precios en el mercado internacional.

Los contratos de explotación de campos marginales se aplican a aquellos campos petroleros que han sido declarados como marginales porque se encuentran ubicados lejos de la infraestructura de Petroecuador, la calidad del crudo es baja o exigen técnicas de extracción demasiado costosas. La participación estatal, en el volumen de crudo extraído, bajo esta modalidad contractual presenta niveles muy superiores a los establecidos en los contratos de participación por las características diferentes que presentan los bloques petroleros en cada caso.

Con relación a Petroecuador, los diferentes tipos de contratos petroleros vigentes en el país reportan una utilidad por barril significativa a la empresa estatal. Sin embargo, Petroecuador exporta la mitad del volumen del crudo que le corresponde al Estado ecuatoriano. La otra mitad se destina a la producción de derivados de petróleo que son consumidos en el mercado doméstico, a pesar de lo cual la demanda nacional no es totalmente satisfecha. La diferencia entre la producción nacional de derivados y la demanda interna es cubierta con la importación de estos productos, lo cual constituye una carga pesada en el presupuesto del Estado.

Finalmente, este estudio pretendió realizar una primera aproximación al cálculo de la utilidad obtenida por las compañías petroleras privadas por su actividad de extracción de crudo en el país. Para ello, se utilizó la información disponible y se acogieron algunos supuestos que permitieron tener un primer cálculo. Sin embargo, se requiere de información más precisa para conocer con exactitud la utilidad que cada contratista privada alcanza por extraer crudo en territorio ecuatoriano. La transparencia en la información en el sector petrolero es fundamental para establecer

cuan equitativa es la propuesta del gobierno nacional de repartir las utilidades extras (las alcanzadas por niveles de precios de crudo en el mercado internacional por sobre el precio de referencia considerado en los contratos de extracción petrolera) en una proporción de 50% tanto para el Estado como para las compañías petroleras privadas.

Una visión de conjunto

Con todos estos elementos podemos intentar hacer una imagen de conjunto de que es lo que sucede con los recursos del petróleo. Para ello presentamos, en primer lugar, cuatro gráficos, que corresponden a la distribución del valor del petróleo, en el período analizado en el total de la producción a cargo de las compañías privadas, y en las tres modalidades contractuales, relevantes.

Gráfico No. 6
Distribución estimada valor del petróleo 1999-2002, empresas privadas

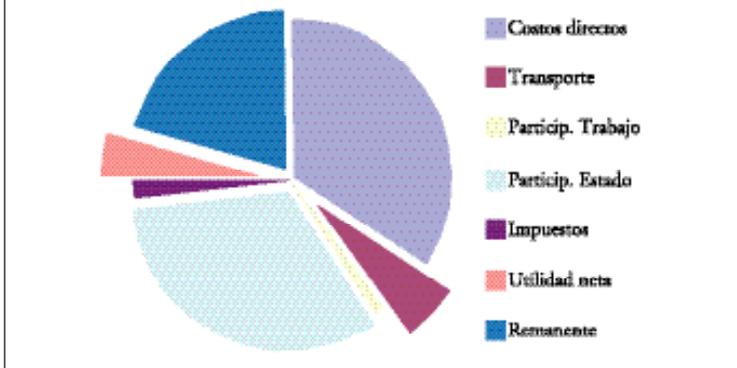


Gráfico No. 7
Distribución estimada valor del petróleo 1999-2002, contratos participación

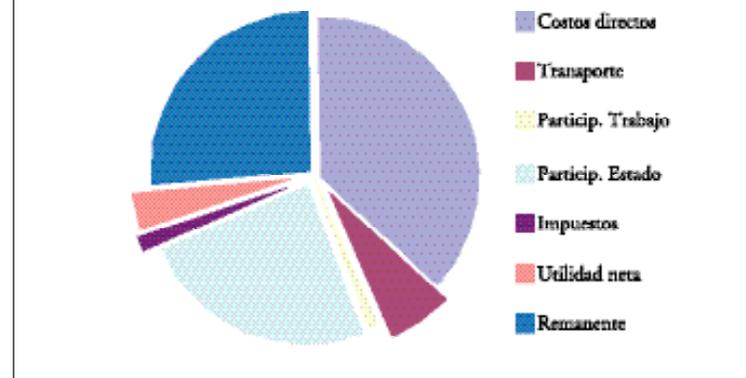
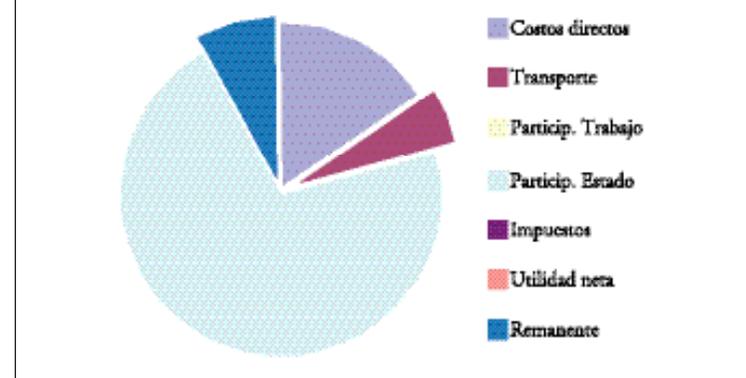
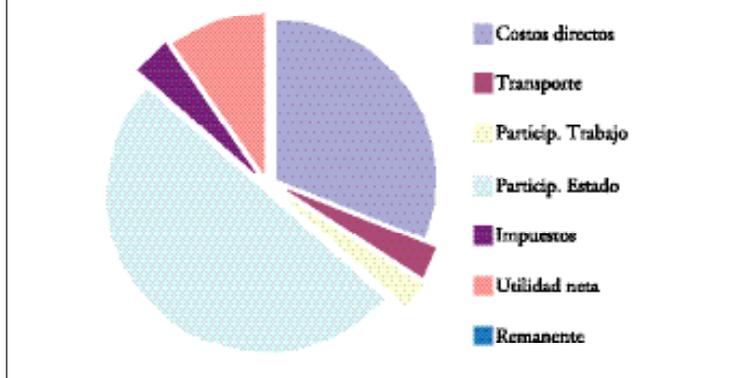


Gráfico No. 8
Estimación de la distribución del valor del petróleo 1999-2002 campos marginales



Ante esta información nos parece relevante reiterar advertencias anteriores en el sentido de que no todos los campos son comparables. Sin embargo aparece como evidente que las diferentes fórmulas contractuales ofre-

Gráfico No. 9
Estimación de la distribución del valor de la producción de petróleo
1999-2002 - prestación de servicios



cen diferentes niveles de beneficios al Estado ecuatoriano.

Pero de todas maneras, estos gráficos están señalando algunas cosas que nos parecen importantes destacar. La primera y más evidente es la importancia que tiene en los contratos de participación ese rubro que hemos llamado remanente. Esta importancia contrasta con la poca claridad que hemos podido encontrar respecto a su origen y descomposición, pero también, hace referencia a los márgenes por funciones gerenciales, los cuales merecen análisis más detenidos.

Un segundo rubro que nos parece muy importante, es regresar a todo lo que se denomina costos. Respecto a este rubro pueden surgir varias preocupaciones, por ejemplo las que ya hemos anotado sobre el riesgo de sobre-facturación. Esto es un problema que puede estar presente tanto en la industria petrolera como en otras actividades. El trabajo que hemos realizado no nos da elementos para pronunciarnos sobre esta hipótesis, pero surge un punto de vista que consideramos útil plantear.

Si vemos a los costos no como el mal que simplemente disminuye las rentas del Estado y también de las empresas, sino como un eje de oportunidades centrales para el desarrollo del país. En efecto en los costos se incluye toda la demanda generada por este sector productivo. Se encuen-

tra allí una oportunidad especial para dinamizar el desarrollo económico del país. El problema que proponemos no es como reducir los costos, sino como lograr que esos costos impliquen el máximo de beneficios en el Ecuador. Que signifiquen una demanda de trabajo creciente, bien remunerado y digno, que signifique desarrollo de saberes tecnológicos, y también de capacidades empresariales y gerenciales. Surge la pregunta, que no podemos contestar aquí, pero que consideramos muy relevante sobre en qué medida todos estos costos son gastos internos, en qué medida son remuneraciones a ecuatorianos. En qué medida son servicios pagados a empresas ecuatorianas, y cuánto de estos pagos están permitiendo el desarrollo de capacidades productivas.

Esto nos permite regresar al tema de las empresas del sector hidrocarburos. En los listados que hemos presentado sobre el pago del impuesto a la renta, surgen algunos elementos sobre el sector empresarial ligado a la actividad petrolera. Hay dos cosas que nos parecen importantes, la primera es la presencia de varias compañías que no son dueñas de bloques, que se dedican a la perforación, o a otros tipos de servicios. Desde el punto de vista estratégico del país, éstas tienen una enorme importancia, y las políticas por aumentar su capacidad y el aumento del valor agregado en el país, debería ser también parte fundamental de toda política petrolera.

Aparece otro dato que también es importante, y este se refiere a que existen compañías nacionales que actúan como partícipes de los consorcios operadores de bloques. Esto es interesante, puesto que indica que parte de los capitales que han sido utilizados en la explotación petrolera son capitales nacionales.

Sin embargo, esto nos plantea también preguntas. Dado que quienes aparecen como operadores de los bloques son compañías extranjeras, nos preguntamos sobre cuál es el rol del empresario nacional. Lo deseable sería que estos pudieran asumir las funciones gerenciales mismas, pero no parece ser el caso. Pues, a pesar de que las empresas extranjeras contratan un apreciable porcentaje de funcionarios nacionales, la gerencia misma parece estar en manos de la estructura institucional de la empresa extranjera. Esto nos lleva a una pregunta, ¿Cuál es específicamente el papel de estos socios locales? Si se reduce al de aportantes de capitales para la operación, su papel sería bastante pobre. Pero si más que aportar capital a un proceso productivo lo que hacen es invertir en una lógica especulativa, es decir tener dere-

chos en un bloque en la perspectiva de algún día venderlos a precios sumamente superiores, significaría que estamos ante una dinámica básicamente especulativa. Esto puede ser una causa que explique esos montos de valores remanentes cuyo destino no está claramente establecido.

Pero es posible que su función no se limite a lo que hemos señalado, es posible que su rol sea el de intermediarios políticos de las operaciones petroleras, es decir el de hacer valer contactos y alianzas para obtener condiciones favorables de los gobiernos. Tal función es la más funesta que puede asumir un empresario. Si es así, es claro que no están contribuyendo al desarrollo del país sino al contrario frenándolo muy seriamente.

Pero avancemos un poco más. Si recordamos las cifras que hemos utilizado se refieren a datos que culminan con el año 2002, la pregunta que surge inmediatamente es: ¿Esta realidad cómo puede haber evolucionado en los años subsiguientes?

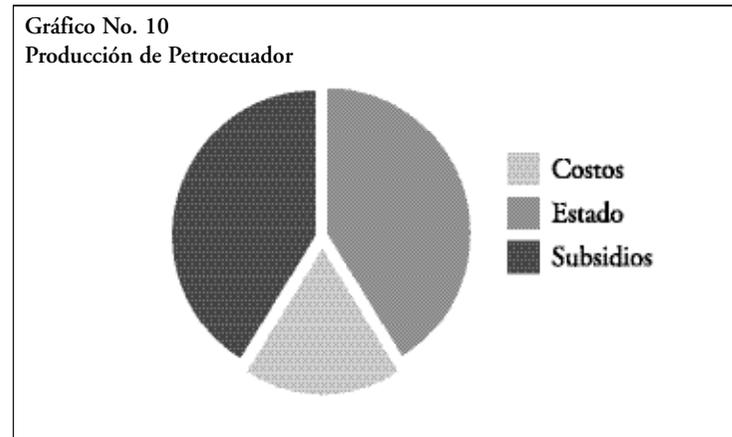
Para atender a esta preocupación hemos elaborado las siguientes simulaciones, en las cuales básicamente estimamos un incremento de costos derivados de la inflación y aplicamos el aumento del precio del petróleo registrado históricamente.

Cuadro No. 23 Estimación de la distribución del valor del petróleo con diferentes escenarios de precios					
Total producción privadas					
PRECIO	17,7	30,13	40,88	60	60?? Con Ref. Legal
TOTAL EMPRESAS PRIVADAS					
COSTOS	40,93%	22,39%	16,51%	11,25%	11,25%
ESTADO	33,89%	34,04%	34,25%	34,43%	42,40%
EMPRESAS	25,18%	43,57%	49,24%	54,32%	46,34%
	1	1	1	1	1
CONSTRATOS DE PARTICIPACION					
COSTOS	44,15%	23,69%	17,49%	10,93%	11,93%
ESTADO	25,49%	26,21%	26,31%	24,26%	36,73%
EMPRESAS	30,36%	50,10%	56,20%	64,81%	51,34%
	1	1	1	1	1

La última columna analiza la situación, luego de la reforma legal que redistribuye las ganancias, producto del alto precio del crudo. Estas cifras nos indican que aún con las reformas legales, la participación en las rentas de las empresa extranjeras es alta, y por lo tanto muestra la relevancia de mantener la discusión sobre formas contractuales.

Incluyendo a Petroecuador en el análisis

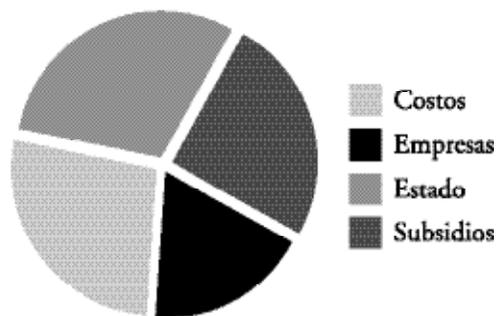
Pero esta perspectiva no sería completa sino incluyéramos a Petroecuador en el análisis, y para hacerlo también nos encontramos con dificultades. Se presentan problemas con las cifras. La variable más importante es el costo de producción. Pero la información a la que hemos accedido utiliza un solo costo promedio, y aparentemente fijado administrativamente. De igual manera, los precios a los cuales Petroecuador vende su crudo, no son siempre los del mercado, hay un porcentaje importante de las ventas que se realizan a un precio fijo (fijado políticamente). Este es un mecanismo por el cual se transfiere parte del valor del petróleo a los compradores, que en este caso son las entidades refinadoras del petróleo en el Ecuador y los consumidores del mismo. Una estimación de cuál es el peso relativo de este subsidio aparece en el siguiente gráfico.



Aquí podemos observar costos de producción bajos, pero sería un error pensar que se deben a un aumento de la eficiencia. Se trata sobre todo a un proceso de des-inversión. Esto sin embargo, permite mantener ese enorme porcentaje de subsidio en la utilización de la renta petrolera. Tal vez cabe señalar que en el Ecuador la estructura de los subsidios, y en especial el subsidio a la gasolina, es un subsidio regresivo, es decir, que beneficia más a los que más tienen.

Si integramos el análisis de la distribución total de la renta petrolera, tenemos una primera estimación que se observa en el gráfico siguiente:

Gráfico No. 11
Estimación de la distribución total del valor del petróleo - 2003

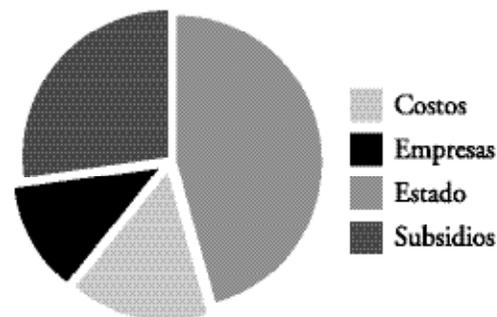


Estos datos nos enfrentan a cual es el uso que estamos dando a nuestra riqueza petrolera. Un monto de costos de producción que deberíamos preguntarnos si lo estamos usando realmente bien para generar una capacidad productiva, eficiencia técnicas y altos estándares en las actividades hidrocarburíferas. Un porcentaje nada despreciable para las compañías, un monto muy fuerte para mantener precios de combustibles baratos beneficiando sobre todo a las clases medias y altas pero también favoreciendo la ineficiencia energética en nuestra economía. Por último un remanente para el Estado, cuyo uso y administración es tema de otro debate.

El gráfico que presentamos, sin lugar a dudas, ha cambiado con los nuevos precios del petróleo y determinarán la reducción del porcentaje de los costos. Probablemente los efectos inversos del aumento de precios y los cambios legales mantengan parecida la participación de las compañías, los subsidios seguirán creciendo, puesto que son la diferencia entre el precio interno y el internacional del petróleo. Una representación de esta estimación probable aparece en el gráfico doce. En este gráfico se está representando el destino estimado del valor de toda la producción petrolera de la Amazonía ecuatoriana. Es decir, incluye tanto la producción de las empresas privadas como de Petroecuador.

De todas maneras, creemos que contribuye a preguntarnos sobre cómo están administrando este recurso que es nuestro, pero también de nuestros hijos y nietos.

Gráfico No. 12
Estimación probable de la actual distribución del valor del petróleo



Conclusiones

Creemos que a lo largo de esta aproximación se hacen evidentes varias necesidades urgentes. La resumimos de la siguiente manera.

Necesidad de mejorar sustancialmente el sistema de reporte al pueblo ecuatoriano sobre lo que sucede con los campos petroleros que le pertenecen a éste. Este sistema debería, a nuestro juicio tener algunas características. En primer lugar debería ser estandarizado de manera que sean fáciles y oportuna, las comparaciones. En segundo lugar debería ser un sistema lo menos tecnocrático posible, diseñado para que el dueño del recurso (el ciudadano común y corriente), pueda entender lo que pasa y formarse sus propias opiniones. Por último, consideramos que este sistema debe aclarar lo que sucede con todo aquel monto de valor que no es ni utilidad, ni costo, ni participación del estado y que hemos llamado remanente.

El tema de las modalidades de contratación petrolera, no está resuelto. Hay buenas razones para propender a un conversión a los contratos de prestación de servicios. Este es un tema que debería ser motivo de discusión.

Pero el punto anterior presupone haber tomado una opción en el sentido de que nos interesa la inversión privada en la actividad hidrocarbúfera. Las razones para ello son varias, desde el aporte de capital hasta las debilidades de Petroecuador. Sin embargo es clara la necesidad de los parámetros claros y explícitos dentro de los cuales esa inversión es considerada como conveniente.

En el diseño de las políticas petroleras aparecen varios elementos que requieren atención urgente y el diseño de estrategias adecuadas. Creemos que hay tres preguntas que pueden guiar estas líneas de acción: ¿Cómo crear las condiciones para que las negociaciones de los márgenes y costos por capacidad gerencial y técnica no sean especulativos, y correspondan a su valor real? Esto implica desde nuestro punto de vista, dos líneas de acción. La primera lograr un nivel adecuado de eficiencia en Petroecuador, y en segundo lugar crear mecanismos de competencia real transparente en el mercado de los servicios petroleros.

Es necesario además incorporar en los criterios de negociación, de una manera adecuada, el tema de las externalidades, sociales y ambientales, adicionalmente es necesario pensar cómo maximizar los beneficios socia-

les y productivos del importante rubro de los costos de la producción? ¿Cómo maximizar el empleo generado? ¿La estabilidad del mismo? ¿La capacidad técnica desarrollada? ¿La capacidad gerencial? Un objetivo estratégico, en este sentido debería ser que las empresas ecuatorianas den servicios a la industria petrolera para que estén en condiciones de competir en mercados fuera del Ecuador.

Cómo estimular el rol empresarial productivo en el sector petrolero y cómo desincentivar el empresariado especulativo.

Desde el punto de vista específico de las Ciencias Sociales se hace evidente que éstas también tienen una deuda con el país, y ésta se refiere que ha aportado poco a la aclaración de temas como los siguientes: ¿Cuáles son las dinámicas sociales, del proceso de producción misma del petróleo? (Esto implica ir más allá del problema que parece haber obsesionado a las Ciencias Sociales sobre la distribución de la renta). Cómo abordar y comprender los efectos en las estructuras gerenciales y empresariales son otros de los temas que nos parecen que requieren atención urgente.

Por otra parte nos parece que no existe la posibilidad de hablar de una política petrolera en el país sino se aborda el tema de los subsidios. Esta es una fuente de transferencia de riqueza a manos privadas tanto o más importante que las formas actuales de contratación petrolera.

Bibliografía

- Gordillo, Ramiro (2003). *¿El oro del diablo? Ecuador: historia del petróleo*. Biblioteca General de Cultura. Quito: Corporación Editora Nacional.
- Llanes S Henry (2006). *Oxy contratos Petroleros. Inequidad en la distribución de la producción*. Quito: Imprenta Silva.
- Revista Gestión (2005). No.136, octubre. Quito: Dinediciones
- Unidad de Administración de Contratos Petroleros (2004). *Evaluación de los contratos petroleros en el Ecuador*. Documento interno.

Otras fuentes de información y páginas Web consultadas

Cano, Diego, Villavicencio Fernando, Jaácome Francisco. FETRAPEC:
Petróleo: Desarrollo y Dependencia:
<http://www.cte-ecuador.Org/pdf/PETROLEO%20DESARROLLO%20%20DEPENDENCIA.ppt>
Instituto Latinoamericano de Investigaciones Sociales, ILDIS. 2005.
Economía Ecuatoriana en Cifras, 1972-2005, en
<http://www.ildis.org.ec/estadisticas/estadisticas.htm>
US. Department of Energy, Energy Information Administration. Oficial
Energy Statistics from the US Government, en
<http://www.eia.doe.gov/>

Petroecuador
Unidad de administración de contratos petroleros
Departamento de estadística
Federación Nacional de Trabajadores Petroleros
Dirección Nacional de Hidrocarburos, DNH.
Departamento de Estadística
Unidad de contratos petroleros
Ministerio de Energía y Minas del Ecuador
Servicio de Rentas Internas
Petrobrás
Encana
TECPECUADOR
Perezco
City Investing Company

Anexo No. 1 Ley de Régimen Tributario Interno

De acuerdo a la Ley de Régimen Tributario Interno, las empresas petroleras deben pagar el 44,4% correspondiente al impuesto a la renta, la cual constituye la tarifa única aplicada en este sector. Sin embargo, si los ingresos obtenidos por las compañías privadas son reinvertidos en el Ecuador, se aplica una tarifa del 25% sobre el monto de utilidades que corresponden a la reinversión.

Se considera como ingreso gravable de las contratistas todo pago hecho por Petroecuador por los servicios contratados a ellas, que no incluya inversiones, costos y gastos de operación de las empresas privadas. La ley también incorpora como deducciones del ingreso bruto que es gravado, la participación laboral y el 1% destinado a la investigación en el sector petrolero que recibe la empresa estatal ecuatoriana y que deben ser pagados por las contratistas.

Adicionalmente se prevé la aplicación de un gravamen adicional a la actividad petrolera y que se establece a partir del volumen de producción diario promedio de las compañías privadas.

Si la producción diaria promedio de las contratistas se ubica por debajo de los 30.000 barriles de petróleo, no pagan el gravamen adicional. Si la producción diaria promedio supera este nivel, la contratista debe cancelar un gravamen básico del 3% del valor de la producción adicional más 1% por cada 10.000 barriles diarios promedio adicionales a los 30.000 barriles considerados como límite inferior, hasta llegar a un gravamen máximo del 30%. Sin embargo, se excluyen de esta obligación a todos los contratistas que hayan descubierto yacimientos de crudos de baja calidad, es decir aquellos que posean un grado API menor a 15.

Las compañías mixtas y las que participan en contratos de obras o servicios específicos pagan los tributos establecidos en la Ley de Régimen Tributario Interno. Adicionalmente, todo ingreso que se genere por cesiones o transferencias de las concesiones de explotación hidrocarburífera aplicadas a los diferentes bloques o campos petroleros es sujeto de un impuesto único y definitivo que alcanza la tarifa del 86%.

Anexo No. 2

Contratistas privadas en el Ecuador

El siguiente cuadro presenta la información sobre las contratistas privadas que han operado en los diferentes bloques petroleros del Ecuador. La información hace referencia a la operadora anterior, en caso de que el bloque haya sido traspasado de una compañía a otra, y la operadora actual. Adicionalmente se incluyen los porcentajes de participación para cada compañía privada que haya conformado un consorcio para la explotación de crudo.

Cuadro 23. Contratistas anteriores y actuales de los bloques petroleros del Ecuador					
Bloque	Operadora	Contr. actual	Particip.	Op. inicial bloque	Particip.
Tarapoa	AEC Ecuador	AEC Ecuador	100%	City Investing Company	100%
18 B-Fanny	AEC Ecuador	AEC Ecuador	100%	City Investing Company	100%
Mariann 4-A	AEC Ecuador	AEC Ecuador	100%	City Investing Company	100%
Bloque 10	Agip Oil Ecuador	Agip Oil Ecuador	100%	Arco Oriente Inc.	45%
				Agip (Overseas) Limited	30%
				Denison Mines Limited	25%
Charapa	Bellwether International	Rio Alto Resources	90%	Tecnipetrol Inc.	50%
Bloque 24	Burlington Resources	Tecnipetrol Inc.	10%	Bellwether	50%
		Burlington Resources Limited	50%	International Arco Oriente Inc.	100%
Bloque 1	Canada Grande	Canada Grande Limited	50%	Tripetrol Exploration and Production Company CGC	100%
		Tripetrol Exploration	50%		
Bloque 23	Compañía General de Combustibles (CGC)	Burlington Resources Limited CGC	50%	Petrolera Argentina San Jorge S.A.	50%

Bloque	Operadora	Contr. actual	Particip.	Op. inicial bloque	Particip.
Bloque 27	City Oriente Limited	Condor Petroleum Company Inc.	100%	City Oriente Limited	100%
Bloque 11	CNPC International	CNPC International	100%	Petrolera Santa Fé (Ecuador) Limitada	35%
		(Amazon) Limited.	(Amazon) Limited.	Nippon Oil Exploration (Ecuador) Inc.	30%
				Yukong Limited	21%
Bloque 18	EcuadorTLC	EcuadorTLC	70%	Amoco del Ecuador B.V.	100%
		Cayman Internacional	18%		
		Petromanabí	12%		
Bloque 14	EncanEcuador S.A,	Encana Corporation	75%	ELF Hydrocarbures Equateur	40%
		Repsol YPF	25%	Petrobras International S.A., Braspetro	35%
				YPF S.A.	25%
Bloque 17	EncanEcuador S.A,	Encana Corporation	70%	Vintage Oil Ecuador S.A.	30%
		Overseas Petroleum and Investing	30%	Petrobras International S.A., Braspetro	40%
		Overseas Petroleum and Investing	30%	Overseas Petroleum and Investing	30%
Shiripuno	EncanEcuador S.A,	Encana Corporation	100%	ELF Hydrocarbures Equateur	100%
Bloque 15	Occidental	Occidental Exploration	100%	Occidental Exploration	100%

Teodoro Bustamante y Oscar Zapata

Bloque	Operadora	Contr. actual	Particip.	Op. inicial bloque	Particip.
Limoncocha	Occidental	Occidental Exploration	100%	Occidental Exploration	100%
Eden Yuturi	Occidental	Occidental Exploration	100%	Occidental Exploration	100%
Bloque 21	Perenco	Perenco Ecuador Ltd.	45%	ORYX	50%
		Burlington Resources	37,5%	Santa Fé Minerales	17,5%
		Preussag Energie International GMBH	17,5%	Sociedad Internacional Petrolera	17,5%
				CLAPSA	15%
Bloque 7	Perenco	Perenco Ecuador Ltd.	45%	KERR McGEE Ecuador Energy Corp.	50%
		Burlington Resources	30%	Preussag Energie International GMBH	25%
		Preussag Energie International GMBH	25%	Sociedad Internacional Petrolera	10%
				CLAPSA	15%
Coca Payamino	Perenco	Perenco Ecuador Ltd.	45%	KERR McGEE Ecuador Energy C.	
		Burlington Resources	30%		
		Preussag Energie International GMBH	25%		
Bloque 31	Petrobras	Petrobras Energia Ecuador		Perez Companc S.A.	100%
Tiguino	Petrobell	Rio Alto Exploration Ltd.	70%	Petrocol	25%

Características de los contratos petroleros

Bloque	Operadora	Contr. actual	Particip.	Op. inicial bloque	Particip.
		Granthminin S.A.	30%	CPVEN	25%
				IECONSA	10%
				Grantmining	40%
Pindo	Petróleos Sudamericanos	Petróleos Sudamericanos	50%	Petróleos Sudamericanos	50%
		PETRORIVA S.A	40%	PETRORIVA S.A	40%
		FOSFORO-COMP	10%	FOSFORO-COMP	10%
Palanda Yuca Sur	Petróleos Sudamericanos	Petróleos Sudamericanos	50%	Petróleos Sudamericanos	50%
		PETRORIVA S.A	40%	PETRORIVA S.A	40%
		FOSFORO-COMP	10%	FOSFORO-COMP	10%
Bloque 16	Repsol YPF	Repsol YPF	35%	Repsol YPF	35%
		Overseas Petroleum and Investing	31%	Overseas Petroleum and Investing	31%
		China National Chemical SINOCEM	14%	Nomeco Ecuador LDC	14%
		Murphy Ecuador Oil Company	10%	Murphy Ecuador Oil Company	10%
		Canam Offshore Limited	10%	Canam Offshore Limited	10%
Bogi Caprion	Repsol YPF	Repsol YPF	35%	Repsol YPF	35%
		Overseas Petroleum and Investing	31%	Overseas Petroleum and Investing	31%
		China National Chemical SINOCEM	14%	Nomeco Ecuador LDC	14%
		Murphy Ecuador Oil Company	10%	Murphy Ecuador Oil Company	19%

Teodoro Bustamante y Oscar Zapata

Bloque	Operadora	Contr. actual	Particip.	Op. inicial bloque	Particip.
		Canam Offshore Limited	10%	Canam Offshore Limited	10%
Tivacuno	Repsol YPF	Repsol YPF	35%	Repsol YPF	35%
		Overseas Petroleum and Investing	31%	Overseas Petroleum and Investing	31%
		China National Chemical SINOCEM	14%	Nomeco Ecuador LDC	14%
		Murphy Ecuador Oil Company	10%	Murphy Ecuador Oil Company	10%
		Canam Offshore Limited	10%	Canam Offshore Limited	10%
Bermejo	TECPECUA-DOR	TECPECUA-DOR (TECPETROL S.A.)	100%	TECPECUADOR (TECPETROL S.A.)	100%
Bloque 28	TRIPETROL	Tripetrol Holdings Inc.	100%	Tripetrol Holdings Inc.	100%
Bloque 19	Vintage	Triton Ecuador Inc	100%	Triton Ecuador Inc	100%
Mauro Dávalos	Sociedad Internacional	Sociedad Internacional	100%	Sociedad Internacional	100%
Cordero	Petrolera (filial de ENAP)	Petrolera (filial de ENAP)		Petrolera (filial de ENAP)	
Paraiso, Biguno,	Sociedad Internacional	Sociedad Internacional	100%	Sociedad Internacional	100%
Huachito	Petrolera (filial de ENAP)	Petrolera (filial de ENAP)		Petrolera (filial de ENAP)	

Características de los contratos petroleros

Anexo No. 3

Adicionalmente, se presentan los datos históricos del precio del petróleo ecuatoriano (crudo Oriente) durante el período 1972-2005.

Año	Precio	Año	Precio	Año	Precio
1972	2.50	1984	27.50	1995	14.83
1973	4.20	1985	25.90	1996	18.02
1974	13.70	1986	12.70	1997	15.45
1975	11.50	1987	16.40	1998	9.20
1976	11.50	1988	12.50	1999	15.50
1977	13.00	1989	16.20	2000	24.87
1978	12.50	1990	20.30	2001	19.16
1979	23.50	1991	16.22	2002	21.82
1980	35.30	1992	16.81	2003	25.66
1981	34.50	1993	14.42	2004	30.13
1982	32.80	1994	13.68	2005	40.88
1983	28.10	Fuente: Ildis, 2005			

Anexo No. 4

Estimación de distribución de recursos 1995 2002

1. Contratos de participación

	TARAPOA	Bloque 7	Bloque 14	Bloque 15
VBP	1.179.598.614	120.332.743	88.539.348	627.293.691
COSTOS	218.433.000	57.207.000	53.740.000	290.109.000
PARTICIPACION ESTADO	337.183.820	24.344.534	23.007.832	172.212.321
TRANSPORTE	77.029.245	6.709.434	6.732.428	24.390.613
UTILIDADES NETAS	113.503.459	8.202.482	34.499	1.571.494
IMPUESTOS	47.293.108	3.417.701	14.375	554.789
PARTICIPACION TRABAJAD	28.375.865	2.050.621	8.625	392.873
REMANENTE	357.780.119	8.400.971	6.001.590	187.962.602
TOTAL ESTADO	384.476.928	27.762.235	23.022.206	172.867.110
TOTAL EMPRESA	471.283.577	16.503.454	6.036.089	159.534.095
TOTAL COSTOS	323.838.109	75.967.054	59.481.053	294.992.466
VBP	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%
COSTOS	18,52%	55,85%	60,70%	41,47%
PARTICIPACION ESTADO	28,58%	20,23%	25,99%	27,45%
TRANSPORTE	6,53%	5,58%	6,47%	3,89%
UTILIDADES NETAS	9,82%	6,82%	0,04%	0,25%
IMPUESTOS	4,01%	2,84%	0,02%	0,10%
PARTICIPACION TRABAJAD	2,41%	1,70%	0,01%	0,06%
REMANENTE	30,33%	6,98%	6,78%	26,78%
TOTAL ESTADO	32,59%	23,07%	26,00%	27,56%
TOTAL EMPRESA	39,95%	13,80%	6,82%	27,03%
COSTOS	27,45%	63,13%	67,18%	45,42%
	Bloque 16	Bloque 17	Bloque 27	
VBP	1.186.387.716	25.843.021	39.478.635	
COSTOS	556.167.915	25.269.000	24.201.000	
PARTICIPACION ESTADO	212.244.200	3.230.378	9.319.813	
TRANSPORTE	88.291.331	1.658.426	2.628.485	
UTILIDADES NETAS	173.735	34.489	0	
IMPUESTOS	72.389	14.371	0	
PARTICIPACION TRABAJADORES	43.434	8.622	0	
REMANENTE	329.394.712	-4.372.265	3.329.337	
TOTAL ESTADO	212.316.590	3.244.748	9.319.813	
TOTAL EMPRESA	329.568.447	-4.337.775	3.329.337	
TOTAL COSTOS	644.502.679	26.936.048	26.829.485	
VBP	100,00%	100,00%	100,00%	
COSTOS	46,88%	97,78%	61,30%	
PARTICIPACION ESTADO	17,89%	12,50%	23,61%	
TRANSPORTE	7,44%	6,42%	6,66%	
UTILIDADES NETAS	0,01%	0,13%	0,00%	
IMPUESTOS	0,01%	0,06%	0,00%	
PARTICIPACION TRABAJADORES	0,00%	0,03%	0,00%	
REMANENTE	27,76%	-16,92%	8,43%	
TOTAL ESTADO	17,90%	12,56%	23,61%	
TOTAL EMPRESA	27,78%	-16,79%	8,43%	
COSTOS	54,32%	104,23%	67,96%	

2. Contratos de campos marginales

	Bermejo	Pindo	Tiguino
VBP	248.704.750	60.149.442	78.251.399
Costos	29.634.000	16.017.000	15.711.000
Participación Estado	183.054.536	42.161.224	49.038.312
Transporte	11.275.647	4.111.748	4.934.304
Utilidades netas	142.421	0	0
Impuestos	59.342	0	0
Particip. trabaj.	35.605	0	0
Remanente	24.503.200	-2.140.530	8.567.784
Total Estado	183.113.878	42.161.224	49.038.312
Total Empresa	24.645.620	-2.140.530	8.567.784
	40.945.252	20.128.748	20.645.304
VBP	100%	100%	100%
Costos	11.92%	26.63%	20.08%
Participación Estado	73.60%	70.09%	62.67%
Transporte 4.53%	6.84%	6.31%	
Utilidades netas	0.06%	0.00%	0.00%
Impuestos	0.02%	0.00%	0.00%
Particip. trabaj.	0.01%	0.00%	0.00%
Remanente	9.85%	-3.56%	10.95%
Total Estado	73.63%	70.09%	62.67%
Total Empresa	9.91%	-3.56%	10.95%
Costos	16.46%	33.46%	26.38%

3. Contratos de prestación de servicios

	Bloque 10
VBP	663.212.524
Costos	204.880.719
Participación Estado	329.483.980
Transporte	21.937.965
Utilidades netas	64.145.916
Impuestos	26.727.465
Particip. trabajadores	16.036.479
Remanente	0
Total Estado	356.211.445
Total Empresa	64.145.916
Total costos	242.855.162
VBP	100%
Costos	30.89%
Participación Estado	49.68%
Transporte	3.31%
Utilidades netas	9.67%

4. Contratos de campos marginales

	TABOFOCA	Bloque 7	Bloque 14	Bloque 15	Bloque 16	Bloque 17	Bloque 27
VBP	1.179.590.614	120.302.713	08.539.348	627.293.091	1.106.507.716	23.043.021	9.319.813
COSTOS	278.433.000	67.207.000	51.740.000	780.109.000	556.457.915	25.269.000	24.201.000
PARTICIPACION ESTADO	137.003.000	24.344.514	21.000.000	172.212.371	212.244.200	1.220.378	9.319.813
TRANSPORTE	77.029.245	6.709.414	5.737.428	24.190.513	68.231.331	1.658.426	2.628.489
UTILIDADES NETAS	143.501.496	8.207.482	31.439	1.571.494	473.735	34.498	0
IMPUESTOS	47.293.108	3.417.701	14.375	634.789	17.389	14.371	0
PARTEICIPACION TRABAJAD	28.175.805	2.050.621	8.625	192.873	43.434	8.622	0
REMANENTE	257.780.149	8.480.971	4.001.599	167.962.802	309.344.712	4.372.285	3.529.337
TOTAL ESTADO	384.476.928	27.762.725	23.027.208	172.867.110	212.316.590	3.244.748	9.319.813
TOTAL EMPRESA	471.283.577	16.603.454	4.026.089	169.534.095	329.568.417	4.337.775	3.529.337
TOTAL COSTOS	123.838.109	75.967.054	59.487.051	784.492.486	644.502.879	26.938.018	26.829.485
VBP	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%
COSTOS	18.52%	54.85%	60.20%	41.47%	46.08%	97.10%	61.30%
PARTICIPACION ESTADO	28.59%	20.21%	25.99%	27.45%	17.89%	12.50%	23.51%
TRANSPORTE	6.53%	5.59%	6.47%	3.89%	7.44%	6.42%	6.66%
UTILIDADES NETAS	9.63%	6.82%	0.04%	0.25%	0.01%	0.13%	0.00%
IMPUESTOS	4.01%	2.84%	0.02%	0.10%	0.01%	0.06%	0.00%
PARTEICIPACION TRABAJAD	2.41%	1.70%	0.01%	0.06%	0.08%	0.03%	0.00%
REMANENTE	20.33%	6.98%	6.28%	26.78%	27.26%	16.92%	8.13%
TOTAL ESTADO	32.99%	23.07%	26.00%	27.56%	17.90%	12.56%	23.51%
TOTAL EMPRESA	39.65%	13.80%	6.83%	27.43%	27.79%	16.79%	8.13%
COSTOS	27.89%	63.13%	67.18%	45.42%	54.32%	104.23%	67.96%