

**“ESTUDIO PROSPECTIVO SOCIO-ECONÓMICO DE LA NUEVA LEY DE
REGALIAS (LEY 756/02), ENFOCADO AL DEPARTAMENTO DE SANTANDER”**

**JUAN CARLOS SANTOS SANTANDER
HENRY CARVAJAL ANTOLINEZ**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERIAS FISICO-QUIMICAS
ESCUELA DE INGENIERIAS DE PETROLEOS
BUCARAMANGA
2006**

**“ESTUDIO PROSPECTIVO SOCIO-ECONÓMICO DE LA NUEVA LEY DE
REGALIAS (LEY 756/02), ENFOCADO AL DEPARTAMENTO DE SANTANDER”**

**JUAN CARLOS SANTOS SANTANDER, Código: 1973245
HENRY CARVAJAL ANTOLINEZ, Código: 1793260**

**Trabajo de grado para optar el título de
INGENIERO DE PETRÓLEOS**

**Tutora empresarial
MARTHA ROCIO MEDINA MENDEZ
Profesional grado 02**

**Director
ARISTOBULO BEJARANO WALLENS
Ingeniero de Petróleos**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERIAS FISICO-QUIMICAS
ESCUELA DE INGENIERIAS DE PETROLEOS
BUCARAMANGA
2006**

AGRADECIMIENTOS

Agradecemos a la Contraloría General de la República-Gerencia Santander, por todo el apoyo suministrado en este estudio.

Agradecemos a la oficina de Participación ciudadana y al comité de regalías, por toda la capacitación recibida.

Agradecemos a la Escuela de Ingeniería De Petróleos de la Universidad Industrial de Santander, por toda la colaboración recibida por parte de sus docentes.

Agradecemos al Ingeniero Oscar Vanegas por su valiosa información.

Agradecemos al Ingeniero Aristóbulo Bejarano por su apoyo en este trabajo.

DEDICATORIA.

A Dios, por darme la fuerza para cada día ser mejor persona

A mi esposa e hija por que son el motivo de mi vida.

A mi Mama y hermanos por todo el esfuerzo depositado.

A mi Padre, que desde el cielo sigue siendo mi mayor ejemplo.

Juan Carlos Santos Santander

A Dios por darme la vida.

A mis padres por su apoyo , cariño y abnegación.

A mi hija Maria Catalina motivo de mi inspiración.

A mis hermanos por su voz de aliento y colaboración.

A mi sobrina Angie Carin por su motivación y constante ánimo.

A mis primos por su enorme positivismo.

Henry Carvajal Antolinez

RESUMEN

TITULO: Estudio prospectivo socio-económico de la nueva ley de regalías (Ley 756/02), enfocado al departamento de Santander.*

*AUTORES: Juan Carlos Santos Santander y Henry Carvajal Antolínez**.*

PALABRAS CLAVES: prospectiva, regalías, Santander, ley 756 de 2002, declinación, efectos, producción.

DESCRIPCION:

Esta investigación tiene como objetivo fundamental diagnosticar y analizar a largo plazo las consecuencias tanto económicas como sociales que tendrá para el Departamento de Santander y sus municipios productores de hidrocarburos, la aplicación de la nueva ley de regalías 756 de 2002 en lugar de la antigua ley 141 de 1994; éste cambio obedece a una reforma hecha en el régimen de regalías, necesario para atraer a los inversionistas extranjeros.

Para analizar esta problemática se hizo una proyección a diez años de la producción del departamento y con esta información junto con el precio del petróleo y la tasa de cambio se proyectó las regalías hasta el año 2014.

Finalmente a partir de los resultados obtenidos en el desarrollo del trabajo, se realizan unas conclusiones y recomendaciones en procura de tomarse los correctivos necesarios para que las entidades territoriales de Santander afronten los nuevos retos y desventajas socioeconómicas que se avecinan con la aplicación de la nueva ley de regalías y la declinación de los campos de petróleo.

* Proyecto de Grado

** Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Aristóbulo Bejarano.

ABSTRACT

TITLE: prospective study socio-economic of the new law of bonuses (Law 756/02), guided of Santander department.*

*AUTHORS: Juan Carlos Santos Santander and Henry Carvajal Antolinez**.*

PASSWORDS: prospective, bonuses, Santander, law 756 of 2002, decline, effects, production.

DESCRIPTION:

This researches has as fundamental objective, to diagnose and to analyze in a long-term the economics and social consequences that will have for the Santander Department and its municipalities producing of hydrocarbons, the application of the new law of bonuses 756 of 2002 instead of the old law 141 of 1994; this changes it obeys a reformation made in the régime of bonuses, necessary to attract the foreign investors.

To analyze this problem it was made a projection to ten years of the production of the department and with this information together with the price of the petroleum and the rate of change was projected the bonuses until the year 2014.

Finally starting from the results obtained in the development of the work, they are carried out some conclusions and recommendations in offers of taking the necessary correctives so that the territorial entities of Santander confront the new challenges and socioeconomic disadvantages that approach with the application of the new law of bonuses and the decline of the fields of petroleum.

* Degree Project

** Collage of Physical – chemical Engineering's. School of Petroleum Engineering Advisory. Aristóbulo Bejarano.

TABLA DE CONTENIDO.

| | |
|---|----|
| INTRODUCCIÓN. | 9 |
| 1. POLITICA PETROLERA EN (| 11 |
| 1.1 MARCO HISTÓRICO. | 11 |
| 1.1.1 1886-1975. | 11 |
| 1.1.1.1 Concesión Isaacs. | 11 |
| 1.1.1.2 Concesión de Mares. | 12 |
| 1.1.1.3 Concesión Barco. | 12 |
| 1.1.1.4 Otros acontecimientos. | 13 |
| 1.1.2 1975-1985. | 14 |
| 1.1.2.1 Crisis a finales de los 70. | 15 |
| 1.1.3 1985-2005. | 16 |
| 1.1.3.1 Descubrimiento de Caño Limón. | 16 |
| 1.1.3.2 Descubrimiento de Cusiana. | 16 |
| 1.1.3.3 Otros acontecimientos. | 17 |
| 1.2 PANORÁMICA MUNDIAL. | 18 |
| 1.2.1 Organización de Países exportadores de petróleo (OPEP). | 18 |
| 1.2.2 Cambio del sistema concesionario al contractual. | 21 |
| 1.2.3 Venezuela en América Latina. | 22 |
| 1.2.4 Reservas y consumo Mundial de Petróleo. | 23 |
| 1.2.4.1 Mundial. | 23 |
| 1.2.4.2 América Latina. | 24 |
| 1.2.4.3 Colombia. | 26 |
| 1.2.5 Desarrollo y prospectiva petrolera en Colombia. | 27 |
| 1.3 EVOLUCION DE LA POLITICA PETROLERA EN COLOMBIA. | 28 |
| 1.3.1 Concesiones. | 29 |
| 1.3.2 El contrato de Asociación. | 31 |

| | | |
|---------|--|----|
| 1.3.3 | El nuevo marco contractual en Colombia. | 35 |
| 1.3.3.1 | Política de Contratación. | 36 |
| 1.3.3.2 | Esquema de Contratación. | 37 |
| 1.4 | RENTA PETROLERA. | 39 |
| 1.4.1 | Impuesto a la Renta. | 41 |
| 1.4.2 | Impuesto al Transporte. | 41 |
| 1.4.3 | Regalías. | 41 |
| 2. | LAS REGALIAS EN COLOMBIA. | 44 |
| 2.1 | CONCEPTO DE REGALIA. | 44 |
| 2.1.1 | Regalías Directas. | 44 |
| 2.1.2 | Regalías Indirectas. | 45 |
| 2.2 | RETORICA LEGAL DE LAS REGALÍAS EN COLOMBIA. | 45 |
| 2.2.1 | Antes de la constitución de 1991. | 45 |
| 2.2.1.1 | El Código de Petróleos. | 48 |
| 2.2.2 | Después de la Constitución de 1991. | 50 |
| 2.2.2.1 | La definición de la propiedad del subsuelo minero. | 50 |
| 2.2.2.2 | La constitución del Fondo Nacional de Regalías. | 51 |
| 2.2.2.3 | La Participación de Municipios y/o Distritos Portuarios en las regalías. | 51 |
| 2.2.3 | La ley 141 de 1994. | 52 |
| 2.2.4 | La ley 756 de 2002. | 56 |
| 2.3 | ENTIDADES ENCARGADAS DEL MANEJO DE LAS REGALIAS EN COLOMBIA. | 63 |
| 2.3.1 | Departamento Nacional de planeación. (DNP). | 63 |
| 2.3.2 | Agencia Nacional de Hidrocarburos. (ANH). | 63 |
| 2.3.3 | Ministerio de Minas y Energía. | 64 |
| 2.3.4 | Contraloría General de la República. (CGR). | 65 |
| 3. | LIQUIDACION Y DISTRIBUCION DE LAS REGALIAS DIRECTAS EN SANTANDER. | 67 |
| 3.1 | COMO SE LIQUIDAN LAS REGALIAS. | 67 |
| 3.1.1 | Precio del petróleo. | 68 |

| | | |
|-------|--|----|
| 3.1.2 | Tasa de cambio. | 70 |
| 3.1.3 | Producción mensual de hidrocarburos. | 70 |
| 3.1.4 | Porcentaje de regalías. | 70 |
| 3.1.5 | Ejemplo (liquidación de regalías). | 71 |
| 3.2 | DEPARTAMENTOS PRODUCTORES. | 72 |
| 3.3 | MUNICIPIOS PRODUCTORES EN SANTANDER. | 75 |
| 3.4 | MUNICIPIOS PUERTOS EN SANTANDER. | 78 |
| 3.5 | REGALIAS DESTINADAS POR EL DEPARTAMENTO AL FONDO NACIONAL DE REGALIAS. | 79 |
| 4. | ANALISIS DE LAS REGALIAS EN SANTANDER. | 80 |
| 4.1 | PANORÁMICA DE SANTANDER FRENTE A LOS DEMÁS DEPARTAMENTOS PRODUCTORES. | 80 |
| 4.1.1 | Ingresos por regalías directas en los Departamentos productores. | 80 |
| 4.1.2 | Población beneficiada por las regalías en Colombia. | 82 |
| 4.1.3 | Regalías per cápita en Colombia, y sus principales Departamentos productores. | 84 |
| 4.2 | EFFECTOS ECONOMICOS DE LAS REGALIAS DIRECTAS EN SANTANDER Y SUS PRINCIPALES MUNICIPIOS PRODUCTORES. | 87 |
| 4.2.1 | Ingresos por regalías directas en los Municipios productores de Santander. | 87 |
| 4.2.2 | Población beneficiada por las regalías en los Municipios productores. | 88 |
| 4.2.3 | Regalías per cápita en Santander y sus principales Municipios productores. | 89 |
| 4.2.4 | Importancia de las regalías por hidrocarburos dentro de los ingresos en el departamento de Santander y sus municipios. | 90 |
| 4.3 | DESTINOS Y USOS DE LAS REGALIAS DIRECTAS POR HIDROCARBUROS EN SANTANDER. | 93 |
| 4.3.1 | Destino de las Regalías en Santander (1998-2003). | 93 |
| 4.3.2 | Destino de las Regalías Petrolíferas en Barrancabermeja. | 94 |
| 4.3.3 | Destino de las Regalías Directas en San Vicente del Chucurí. | 96 |

| | | |
|-------|---|-----|
| 4.3.4 | Destino de las Regalías Directas en Sabana de Torres. | 98 |
| 5. | PROYECCION DE LAS REGALÍAS EN SANTANDER. | 100 |
| 5.1 | EXPLICACION PRELIMINAR. | 100 |
| 5.2 | METODO PARA DETERMINAR LA ECUACIÓN. | 104 |
| 5.3 | DECLINACIÓN DE LOS CAMBIOS EN SANTANDER. | 106 |
| 5.4 | PROYECCION DE LAS REGALÍAS EN SANTANDER. | 111 |
| 5.5 | DISMINUCIÓN PORCENTUAL AL APLICAR LA LEY 756 DE 2002. | 114 |
| 5.6 | EFFECTOS SOCIO-ECONOMICOS EN SANTANDER. | 116 |
| 6. | CONCLUSIONES | 117 |
| 7. | RECOMENDACIONES | 120 |
| | BIBLIOGRAFIA | 121 |

INDICE DE FIGURAS.

| | |
|---|-----|
| Figura 1. Renta Petrolera desde el punto de vista de los inversionistas. | 40 |
| Figura 2. Renta petrolera desde el punto de vista del gobierno. | 40 |
| Figura 3. Porcentaje de regalías de acuerdo ley 756. | 43 |
| Figura 4. Distribución porcentual de las regalías directas a Departamentos productores. | 82 |
| Figura 5. Per cápita regalías Departamentos productores. | 86 |
| Figura 6. Distribución porcentual de las regalías directas a Municipios productores. | 88 |
| Figura 7. Per cápita regalías Municipios productores. | 90 |
| Figura 8. Grafica dispersión de las regalías Vs $TC \cdot N_p \cdot WTI$. | 105 |
| Figura 9. Grafica Producción de crudo en Santander. (1997-2005) | 106 |
| Figura 10. Curvas de declinación en Santander. | 109 |
| Figura 11. Grafica Gas Vs Aceite en Santander. | 110 |

INDICE DE TABLAS.

| | |
|---|----|
| Tabla 1. Reservas Mundiales de Petróleo (Giga barriles). | 23 |
| Tabla 2. Consumo y producción mundial de petróleo en el 2004. | 24 |
| Tabla 3. Reservas de petróleo en América Latina (Giga Barriles). | 25 |
| Tabla 4. Producción y Reservas de Hidrocarburos en Colombia. | 27 |
| Tabla 5. Exploración y Explotación de Hidrocarburos. | 37 |
| Tabla 6. Esquema de Regalías para Colombia. | 42 |
| Tabla 7. Regalías de acuerdo a la Ley 37 de 1931. | 47 |
| Tabla 8. Distribución de las regalías antes de la ley 141. | 48 |
| Tabla 9. Distribución de las regalías petroleras según Ley 141/94. | 54 |
| Tabla 10. Cobertura mínima de inversión con regalías por programa. | 56 |
| Tabla 11. Regalías petroleras asignadas al puerto fluvial de Barrancabermeja. | 60 |
| Tabla 12. Comparación de la distribución de las regalías petroleras. | 61 |
| Tabla 13. Producción de Petróleo por Departamento. | 72 |
| Tabla 14. Producción de Gas por Departamentos. | 73 |
| Tabla 15. Regalías departamentos productores. | 74 |
| Tabla 16. Regalías municipios productores Dpto. De Santander. | 75 |
| Tabla 17. Distribución de los campos en los municipios de Santander. | 77 |
| Tabla 18. Regalías destinados por el Dpto a municipios puertos. | 78 |
| Tabla 19. Regalías municipios puertos Dpto. de Santander. | 78 |
| Tabla 20. Regalías destinados por el Dpto al fondo nacional de regalías. | 79 |
| Tabla 21. Regalías asignadas a los Departamentos productores. (2003-2005). | 81 |
| Tabla 22. Población por Departamentos. (Año 2005). | 84 |
| Tabla 23. Regalías per cápita anual Departamentos productores. | 85 |
| Tabla 24. Regalía per cápita anual en Colombia (2005). | 86 |
| Tabla 25. Regalías municipios productores Depto. de Santander. | 87 |
| Tabla 26. Población Municipios Productores Depto. Santander. | 89 |

| | |
|--|-----|
| Tabla 27. Regalía per cápita anual Municipios Productores Santander. | 90 |
| Tabla 28. Participación de los Ingresos por regalías petroleras dentro de los Gastos de Inversión 2003. Cifras en millones de pesos. | 92 |
| Tabla 29. Destinación de las regalías Petroleras en el Departamento de Santander, período 1998-2003. Cifras en millones de pesos. | 94 |
| Tabla 30. Destinación de las regalías petroleras en Barrancabermeja 2001-2003. Cifras en millones de pesos. | 95 |
| Tabla 31. Destinación de las regalías petroleras en San Vicente del Chucurí Año 2003. Cifras en millones de pesos. | 98 |
| Tabla 32. Destinación de las regalías petroleras en Sabana de Torres año 2002. Cifras en millones de pesos. | 99 |
| Tabla 33. Destinación de las regalías. Ley 756/2002 | 101 |
| Tabla 34. Regalías totales en el Departamento de Santander. (2003-2005). | 102 |
| Tabla 35. Distribución del área para el Campo petrolero Yariguies. | 102 |
| Tabla 36. Producción de Hidrocarburos en los campos ubicados en Santander. | 103 |
| Tabla 37. Ejemplo enero del 2003. | 105 |
| Tabla 38. Producción proyectada de Hidrocarburos en Santander. | 111 |
| Tabla 39. Distribución porcentual de las Regalías en Santander. | 112 |
| Tabla 40. Regalías proyectadas en Santander (2006-2013). Cifras en millones de pesos. | 113 |
| Tabla 41. Proyección de las regalías en Santander aplicando la ley 756/02, periodo (2006-2013). Cifras en millones de pesos. | 115 |
| Tabla 42. Programa de Inversión en Santander vigencia 2005. | 116 |

INTRODUCCIÓN.

Durante varias décadas, la economía Colombiana ha dependido en buena parte del comportamiento de la Industria del Petróleo. Este sector es importante por su alta participación en el producto interno bruto (PIB) del país, ya que posee un porcentaje alto en las exportaciones y genera regalías para el estado.

A lo largo de la historia petrolera del país, el Departamento de Santander ha jugado un papel importante, puesto fue en el valle medio del Magdalena donde se originó la primera concesión, llamada concesión de mares, en la cual se descubrió uno de los tres más grandes yacimientos del país, el campo La Cira -Infantas. Por tal razón Santander es considerado un departamento productor de hidrocarburos, lo cual genera ingresos por concepto de regalías, fuente de vital importancia para el desarrollo de programas y proyectos tanto en el Departamento como en los diferentes municipios productores.

Por otra parte no es un secreto que el país afrontará una crisis petrolera, que se vislumbra desde finales de la década anterior, pues hubo una estampida de los inversionistas extranjeros debido al poco atractivo para invertir en una industria de alto riesgo, donde el conflicto armado y los cambios en las reglas de juego en las políticas petroleras, ocasionaron un desinterés por nuestro recurso, por lo tanto la exploración se hizo casi nula al iniciarse el nuevo milenio.

Debido a esto, el gobierno se propuso atraer de nuevo a dichos inversionistas, haciendo cambios sustanciales en materia de política petrolera. Fue así como en primera medida se modificó el contrato de asociación por el de una concesión moderna, se garantizó confianza en materia de seguridad y además se hizo una

reforma sustancial a la antigua ley de regalías 141 de 1994, creándose la Ley 756 de julio de 2002.

Pero estos correctivos no han dado sus frutos y seguimos sin hallar descubrimientos importantes. Por el contrario casi todos nuestros campos están declinando de una forma alarmante y Santander no es ajeno a esta crisis petrolera nacional, por lo que sus reservas disminuyen día a día. Esto creará un impacto negativo, al decaer seriamente los recursos provenientes de regalías, si se tiene en cuenta que más de la mitad del presupuesto de inversión del departamento proviene de dichas fuentes. Toda esta problemática afectará así mismo a los municipios productores y en general a toda la comunidad.

Por todos estos motivos la Universidad Industrial de Santander mediante su Escuela de Ingeniería de Petróleos propuso realizar una investigación para recalcar desde un punto de vista técnico y social las perspectivas en ingresos por regalías petroleras, que tendrá el Departamento de Santander en los próximos ocho años, lo que permitirá diagnosticar la inminente crisis social, incentivada a la vez por los cambios que plantea la Ley 756 de 2002.

Esta investigación realizada mediante convenio entre la UIS y el Comité de Veeduría Ciudadana de la Contraloría General de la República Gerencia Santander, pretende dar un aporte, para visualizar de una manera objetiva esta panorámica y proponer fórmulas que permitan aminorar dicho impacto, tratando de poner correctivos inmediatos.

Estamos seguros que este informe servirá de ayuda para funcionarios del Estado y ciudadanos comprometidos con el desarrollo del Departamento.

1. POLITICA PETROLERA EN COLOMBIA.

Desde los comienzos de la exploración y explotación de Hidrocarburos en Colombia, el estado ha tratado de manejar y organizar los procesos técnicos y económicos, que en la industria se llevan a cabo, tales como contratación, desarrollo (exploración y explotación) y fiscalización. Esto hace necesario que exista una legislación (leyes, decretos, etc.) la cual genera una política petrolera.

En este capítulo se dará a conocer sucesos y eventos históricos que han ocasionado nuestra actual política petrolera.

1.1 MARCO HISTÓRICO.

La actividad petrolera en Colombia, tiene sus raíces desde finales del siglo XX, esto equivale a más de 100 años de historia. Para mejor entendimiento del lector la secuencia de acontecimientos se maneja cronológicamente.

1.1.1 1886-1975.

1.1.1.1 Concesión Isaacs. Primera concesión petrolera del país, otorgada por la nación a favor de Don Jorge Isaacs para la explotación de huyeras y fuentes de petróleo en Aracataca, Sierra Nevada de Santa Marta, La Guajira y el Golfo de Urabá. En la Concesión Isaacs nunca se encontró ni explotó el petróleo¹. En caso de haberlo encontrado y explotado hubiera pagado como regalía el 15% de las utilidades líquidas, desde el momento de la explotación².

¹ BENDECK OLIVELLA, Jorge. ECOPETROL, Historia de una gran empresa. Colección temas petroleros. Santa fe de Bogotá DC., Colombia. Punto Llano Ltda. 1993.

² Diario oficial N° 14581

1.1.1.2 Concesión de Mares. En febrero de 1903, el Coronel José Joaquín Bohórquez encontró lo que hoy es conocido como el campo de Infantas. Sin embargo, el beneficio del descubrimiento fue para el grupo que, encabezado por Don Roberto de Mares ciudadano de ascendencia francesa (a quien Bohórquez había enterado de su hallazgo), celebró el 28 de Noviembre de 1905³ un contrato con el gobierno representado por el Ministro Garcés para la explotación de petróleo y asfalto, el cual fue aprobado dos días después por el Consejo de Ministros; el 6 de Diciembre lo firmó el Presidente Reyes. De allí el nombre de la Concesión de Mares, situada en territorios ubicados entre los ríos Carare y Sogamoso, a lo largo del río Magdalena.

El concesionario se obligó a dar al Gobierno el quince por ciento (15%) del producto neto de toda producción, por semestres vencidos. Para tal efecto el Gobierno, por medio de un agente o comisionado especial, examinaría las cuentas de las empresas.

Del petróleo producido en los campos de la concesión de Mares, Colombia inicia sus actividades comerciales internacionales de hidrocarburos en 1926, cuando la Tropical Oil Company (TROCO), realizó el primer embarque de petróleo crudo (88.000 barriles) al exterior, desde el puerto de Cartagena.

1.1.1.3 Concesión Barco. En el año de 1902, el General Virgilio Barco penetró hacia la región del Catatumbo (Tibú -Norte de Santander) encontrando ricos yacimientos petrolíferos, los cuales se conocen con el nombre de la Concesión Barco, otorgada el 16 de Octubre de 1905 por el Señor Presidente de la República General Rafael Reyes al General Virgilio Barco para la explotación de hidrocarburos.

³ SANTIAGO REYES, Miguel Ángel. Crónica de la Concesión de Mares. Santa fe de Bogotá DC., Colombia. ECOPETROL. 1986

El contrato de la Concesión Barco, fue aprobado por el Consejo de Ministros el 31 del mismo mes. El término contaba 50 años a partir del momento de su perfeccionamiento. El concesionario debía pagar como regalías el 15% de las utilidades líquidas desde el momento en que comenzara la explotación.

El 6 de marzo de 1918 el gobierno traspasa a favor de la Compañía Colombiana de Petróleo (Colpet) el contrato celebrado por la Nación con el señor Virgilio Barco.

Por problemas limítrofes con Venezuela, en 1923 se aplazaron los trabajos. En 1925 establecidos los linderos con Venezuela, Colpet pidió al gobierno reanudar las labores, pero por el tiempo transcurrido se dio caducidad al contrato en 1926.

Los conflictos judiciales entre el Gobierno y los concesionarios del contrato del General Virgilio Barco, terminaron con la firma del Contrato Chaux-Folsom, suscrito en Washington el 3 de Marzo de 1931.

El contrato se aprobó a través de la Ley 80 de 1931 que autorizó el traspaso a la Colombian Petroleum Company y a la South American Gulf Oil Company, ambas filiales de la Gulf Oil Company.

En 1951, después de intensos años de exploración se comercializa el campo del Catatumbo⁴ y cinco años más tarde la Colombían Petroleum encontró en el Valle Inferior del Magdalena los campos de Cicuco, Violo, Cenón y Boquete. En 1974 se crea el Distrito Norte con el fin de recibir la reversión de la concesión Barco (campos de Tibú y Cicuco).

1.1.1.4 Otros acontecimientos. En 1938, se adjudicó a la Compañía El Cóndor (filial de la Shell) la Concesión Yondó, municipio de Remedios (Antioquia), dentro de

⁴ GARCÍA RAMÍREZ, Jorge, NUR ORTIZ, Yamile. Manual Sistematizado En Ingeniería De Petróleos, Tomo 1. Bucaramanga. Colombia. UIS. Facultad de Ciencias Fisicoquímicas, escuela de ingeniería de petróleos. 1992

cuya área se descubrieron los Campos de Casabe y el Difícil en 1941, sobre la margen Occidental del río Magdalena. Sólo después de cinco años comienza la producción del campo con el Pozo Casabe i con 400 bpd. En ese momento, se construyó la refinería de Tibú y el Oleoducto entre los Campos del Catatumbo y el Puerto de Coveñas.

En 1946, la multinacional Texaco después de 20 años de exploración, probó con éxito el Pozo Velásquez 1 el cual significó el descubrimiento del Campo Velásquez, en el Magdalena Medio, uno de los de mayor extensión e importancia que se han encontrado en el País. Sólo hasta 1949 comienza la producción del Campo Velásquez. En la actualidad este Campo es propiedad de Omimex de Colombia, Ltd., siendo el único campo petrolero privado del País, es decir, 100% OMIMEX.

En el año de 1.955, el Estado Colombiano otorgó a la Compañía International Petroleum (Colombia) Limited - Intercol, las Concesiones El Roble-605, El Conchal-625 y El Limón-604, dentro de los cuales se descubrió el campo Provincia, manejado hoy por ECOPETROL. Así mismo, en 1.956 se otorgó a la misma compañía la Concesión Neiva-540, la cual ya revirtió a la Nación.

En 1944 la actividad exploratoria se concentró en los Llanos Orientales, en donde Shell perforó unos pozos, pero desde esa época y hasta 1960 no hubo más actividad petrolera de alto impacto, hasta que a finales de la década de los 60's la Chevron encontró 100 millones de barriles de crudo pesado en el campo Castilla.

A principios de 1960 se descubrió Orito, en el Putumayo. Con reservas iniciales cercanas a los 200 millones de barriles.

1.1.2 1975-1985.

1.1.2.1 Crisis a finales de los 70. En el período comprendido entre los años de 1975 a 1985, Colombia vivió una época en la que se presentó un déficit en la producción de petróleo, es decir, la demanda de crudo era mucho mayor a la producción. A partir de 1971 el agotamiento de las reservas remanentes fue notorio, y por consiguiente la producción tuvo un descenso marcado a partir de ese año frente al continuo crecimiento de la demanda interna, lo que condujo a que se evaporara con rapidez el excedente exportable, y comenzaran a crecer en forma sumamente rápida las importaciones netas de petróleo y derivados a partir de 1975, con el fin de suplir las necesidades internas, significando para el país un gasto de 4.725 millones de dólares durante esa década, equivalentes al 44.4% de la deuda externa que tenía el país al final de 1985. Después de un largo período de exportar petróleo (1926 – 1974), el país se convirtió en importador neto de hidrocarburos en 1976, justo después de que se habían cuadruplicado los precios del crudo en los mercados internacionales por efectos del embargo petrolero mundial impulsado por los árabes, y volvió a recuperar la condición de exportador neto solamente hasta 1986.

Frente a esta crisis el gobierno reaccionó, y una de sus políticas, llevada a cabo, fue la de fortalecer el Contrato de Asociación, que había sido creado por la Ley 20 de 1969, pero se había mantenido inoperante. El Decreto 2310 de 1974, regulado por el Decreto 743 de 1975 estableció que, a excepción de los derechos adquiridos por las concesiones aún vigentes, ECOPETROL tendría la única autoridad para explorar y producir hidrocarburos en Colombia. ECOPETROL podría realizar dicha actividad en forma directa o mediante contratos de asociación.⁵

En materia de exploración uno de los hallazgos más significativo fue el de Elf Aquitaine en el campo trinidad en 1974, un hallazgo de crudo liviano. Elf hizo descubrimientos posteriores en el Casanare, e Intercol (subsidiaria de Exxon) encontrando más crudo liviano cerca de Arauca. En 1975 Texaco descubrió

⁵ Adriana Barrios, el Contrato de Asociación en Colombia

reservas de gas libre en las aguas territoriales colombianas, actualmente explotadas desde las plataformas de Chuchupa, en la Guajira.

A pesar de la disminución de la actividad exploratoria, en 1982 ECOPETROL hizo importantes descubrimientos en Apiay, departamento del Meta, lo que permitió adicionar reservas de petróleo y gas.

1.1.3 1985-2005.

1.1.3.1 Descubrimiento de Caño Limón. El 13 de Julio de 1983 se descubre el campo de Caño Limón, con reservas estimadas en 1.000 millones de barriles, es decir, las reservas de petróleo del país toman un nuevo realce, llegándose a la conclusión del gran valor estratégico que significa contar con autosuficiencia en materia de hidrocarburos y la búsqueda de políticas contractuales que conduzcan a una mayor exploración, y por ende un aumento en la productividad, transformación, transporte de crudos como también el de sus respectivos derivados.

La producción de petróleo se inicia a finales de 1985, fiscalizada por el contrato de asociación entre ECOPETROL, Occidental de Colombia y Shell, con una participación del 50%, 25% y 25% respectivamente.

1.1.3.2 Descubrimiento de Cusiana. El descubrimiento de Cusiana en 1991 representó para el país un aumento en el índice de reservas – producción de 11 a 22 años para el petróleo y de 22 a 44 años para el gas natural, con reservas estimadas de petróleo por 3.000 millones de barriles recuperables y 12 terapés de gas natural.

Posteriormente en 1993 se perforaron pozos en el campo cupiagua. En la actualidad los campos de Cusiana, Cupiagua, Floreña y Pauto, son campos que le aportan al

país, una producción alrededor de 166.000⁶ barriles diarios lo que equivale a casi el 35% de la producción diaria de Colombia.

Los contratos de asociación en estos campos, se firmaron entre ECOPETROL, BP, TOTAL Y TRITON.

1.1.3.3 Otros acontecimientos. En el año 2000, fue anunciado por parte de Braspetro el descubrimiento de Guandó, un campo de aproximadamente 87 millones de barriles.

En la actualidad el campo tiene una comercialidad de 60 millones de barriles equivalentes pero se espera que con la inyección de agua y las nuevas tecnologías que se están aplicando se recuperen los 120 millones de barriles que se proyectaron inicialmente.

El 6 de mayo de de 2002 Occidental de Colombia decidió devolver el campo Gibraltar. En ese momento ECOPETROL asumió el campo y realizó algunos estudios que le permitieron hacer una nueva apuesta.

La información de Gibraltar 1 hecho por Occidental y en el cual invirtió cerca de 60 millones de dólares, fueron la base de los estudios que se continuaron y que generaron confianza.

Antes de realizar una nueva exploración y gracias a los resultados de los estudios, se hizo algunas desviaciones del pozo a finales del 2002, hasta obtener un resultado positivo.

⁶Producción diaria promedio de los campos pauto, cusiana, cupiagua y floreña. 2004. ACIPET

El 3 de marzo de 2003 se produjo la primera presencia de hidrocarburos. Ese hallazgo generó confianza y guió el camino para apostarle a un segundo pozo exploratorio denominado Gibraltar 2.

Al concluir la perforación de este segundo pozo y encontrar un potencial de hidrocarburos, se determinó realizar pruebas extensa, es decir poner a producir de forma constante Gibraltar 2, para determinar el verdadero potencial del campo.

En la actualidad se habla de 15 millones de barriles y más de 630 gigapies cúbicos de gas.

1.2 PANORÁMICA MUNDIAL.

En la actualidad los precios del petróleo oscilan alrededor de los US\$ 70 por barril, lo que rompe todos los esquemas, es tal impacto de estos elevados precios que las acciones norteamericanas solo se valorizaron un 3% en el 2005⁷. Este es un simple ejemplo, que se deriva de la necesidad de los países industrializados que demandan más de lo que ofrecen en cuestión energética. Otro factor que influye en la panorámica global es la Geopolítica, los constantes problemas en el medio oriente afectan los precios y por ende las políticas petroleras, ya que la mayoría de los países de la OPEP (Organización de Países Exportadores de Petróleo) se encuentran en esta región. Por último, los elevados precios del crudo han generado que la Revolución Bolivariana, impulsada por Hugo Chávez se expanda por toda Latinoamérica, donde cada vez más se ven gobiernos de “izquierda”. Todos estos parámetros influyen indirectamente sobre la economía petrolera Colombiana, lo que hace necesario analizar el contorno mundial.

1.2.1 Organización de Países exportadores de petróleo (OPEP).

Organización internacional que se ocupa de coordinar las políticas relativas al petróleo programadas por sus Estados miembros. Fundada en 1960, en la

⁷ Revista Semana edición 1.239

actualidad está constituida por los siguientes países: Arabia Saudita, Argelia, Emiratos Árabes Unidos, Indonesia, Irak, Irán, Kuwait, Libia, Nigeria, Qatar y Venezuela. También pertenecieron a la OPEP Ecuador (que se incorporó en 1973, pero abandonó la organización en 1992) y Gabón (que se retiró en 1995). Su sede es Viena (Austria). Su autoridad suprema es la Conferencia, compuesta por altos representantes de los gobiernos de los Estados miembros, que se reúnen al menos dos veces al año para definir las líneas políticas que se seguirán respecto a las exportaciones petroleras. El Comité de Gobernadores aplica las resoluciones de la Conferencia y gestiona la Organización.

A finales de la década de 1950, la producción mundial de petróleo excedía de forma considerable a la demanda. El precio del crudo cayó, y con él las cantidades que las compañías petroleras internacionales pagaban a los países productores. La OPEP fue creada como reacción ante esta caída de los pagos. Además de pasar a formar parte de la OPEP, algunos países productores nacionalizaron la producción de petróleo y los equipos de refinado de las compañías petroleras, con lo que generaron grandes ingresos.

A principios de 1970, la demanda internacional de petróleo empezó a superar a la oferta, y entre 1973 y 1974 la OPEP elevó los precios del crudo en casi un 400% incrementando el precio del barril hasta casi 12 dólares. En 1979 y 1980 los miembros de la OPEP votaron a favor de una segunda ronda de subidas, lo que elevó el precio del barril por encima de los 30 dólares y aumentó la inflación de los países industrializados. Gobiernos y bancos subieron los tipos de interés, con lo que se agudizaron los problemas de amortización de deudas, que todavía sufren la mayoría de los países en vías de desarrollo.

Como consecuencia de esto, los efectos combinados de las medidas de ahorro que se aplicaron en las naciones consumidoras de petróleo y de la recesión económica hicieron disminuir la demanda. La presión a la baja de los precios se vio potenciada

por el hallazgo de nuevos campos petroleros y por la incapacidad de varios miembros de la OPEP de cumplir con las cuotas de producción impuestas por la Organización con el fin de defender los precios. A comienzos de 1986, el precio del barril había descendido a menos de 10 dólares. Los precios subieron más tarde, aunque rara vez pasaban de 20 dólares el barril, excepto durante el periodo 1986-1991 que culminó en la guerra del Golfo Pérsico, en el que los precios aumentaron de forma temporal hasta alcanzar los 25 dólares por barril.

En 1976, en parte para ayudar a compensar a otros países en vías de desarrollo los efectos que las subidas del precio del petróleo habían tenido en sus economías, se creó el Fondo de la OPEP para el Desarrollo Internacional. Además de mantener la balanza de pagos (de los países en vías de desarrollo, principalmente), este órgano proporciona préstamos y ayudas preferenciales para realizar programas de desarrollo económico y social. Su capital, que en un principio fue de 800 millones de dólares, había ascendido en los primeros años de la década de 1990 a más de 3.000 millones⁸.

Los países de la OPEP disponen del 76.16% de las reservas mundiales de petróleo, equivalentes a unos 770.200 millones de barriles, de los cuales 660.600 millones están en el Medio Oriente y originan el 65.32% de la oferta mundial.⁹

La OPEP desde principios de los años 80's, se ha visto afectada por gravísimas crisis internas, las cuales sólo han podido superarse a través de la concertación de sus miembros. Estos conflictos han evidenciado el enorme grado de la concentración de la producción petrolera en el Medio Oriente. Arabia Saudita solamente ha contribuido desde 1974 con la tercera parte de los suministros de la OPEP. Tal concentración y su localización, al efectuarse un cambio en la producción

⁸ Biblioteca de Consulta Microsoft Encarta. 2002

⁹ Datos a Diciembre del 2004.

de cualquiera de estos principales exportadores, afectan gravemente la oferta mundial, y en especial los precios.

1.2.2 Cambio del sistema concesionario al contractual. A finales de la década de los cuarenta los gobiernos de los países productores de petróleo empezaron a aflorar una insatisfacción acerca del sistema de contratación concesionario debido a la forma en que eran distribuidas las utilidades con relación al inversionista.

Venezuela fue el primer país que promulgo una ley en la que modificó su impuesto de renta y logró equiparar la participación del gobierno de recibir únicamente pocas regalías e impuestos a participar activamente en el negocio con el sistema de distribución 50/50 en utilidades. Esta idea revolucionaria no presento mucha objeción por parte de las compañías privadas por lo cual empezaron a unirse otros países, especialmente en el medio oriente

Adicional a estos nuevos cambios Irán reclamó mayores beneficios para los cuales las compañías si interpusieron argumentos. Esto concluyó con la nacionalización del petróleo iraní lo que le acarreo un embargo de la producción de las empresas nacionalizadas con sus respectivas consecuencias.

Sin embargo siguiendo el ejemplo de Venezuela, los gobiernos que tenían sistema concesionario presionaron a las empresas para incluir en los contratos el compartir información tanto en tecnología, como técnica de los yacimientos y el manejo del mercado de hidrocarburos, información clave y relativa en precios y niveles de producción, argumentando que esta actitud iba en detrimento de los intereses de cada nación.

1.2.3 Venezuela en América Latina. Venezuela cuenta con una fuerte carta petrolera para jugar en el tablero geopolítico y la empleará claramente en los procesos de integración regional. Petrocaribe hizo un acuerdo entre Venezuela y 14 países caribeños, donde PDVSA suministrará 185.000 barriles por día y productos derivados a precios de descuento; Cuba recibirá el 50%, así mismo allí se reconstruirá la refinería de Cienfuegos.

Petrosur abarca negocios con Argentina, donde Chávez adquirió la refinería RHASA por 100 millones de dólares, dos barcos petroleros por 120 millones de dólares y construirá un gasoducto de 1500Km por 350 millones de dólares; además pagó 500 millones de dólares de su deuda externa.

En Uruguay invertirá 600 millones de dólares en una refinería y suministrará 1000 barriles mensuales a descuento. Con Brasil construirán una refinería de 2500 millones de dólares e invertirán 2200 millones de dólares en campos Venezolanos. Así mismo un gasoducto que una a los dos países.

Petroandina busca la integración con Perú, Ecuador y Colombia. A Ecuador le suministró petróleo en un momento de crisis y pagó 250 millones de dólares de su deuda externa.

En Colombia se acordó la construcción de un gasoducto que conectará a Maracaibo con la Guajira, por un valor de 320 millones de dólares y 300Km de extensión. Se habló de un oleoducto para exportar crudo Venezolano a China, desde un puerto en el Chocó. Para Colombia lo bueno es que queda interconectada con un vecino rico y abundantes reservas de hidrocarburos, en momentos que el país esta sumido en una crisis petrolera, donde se prevé que en el 2011 se tendrá que importar petróleo. También la opción de exportar gas a Venezuela sería una gran fuente de ingresos, sin embargo el gobierno Colombiano ha buscado blindar esas operaciones de las

mismas contractilidades políticas que puedan desestabilizar la democracia colombiana.¹⁰”

1.2.4 Reservas y consumo Mundial de Petróleo.

1.2.4.1 Mundial. En materia de petróleo, se tiene hoy día unas reservas mundiales conocidas del orden de 1.024 Giga barriles¹¹ de petróleo (Ver tabla 1). En términos del cociente de esas reservas sobre la producción anual 73.2 MBb¹² por día, podemos decir que el mundo tiene una relación reservas/producción de sólo 38 años¹³ (Ver tabla 2).

Un factor para tener en cuenta en este análisis es la ubicación de las zonas que poseen las reservas probadas y los centros de mayor consumo en el mundo. Es así como Medio Oriente con unas reservas aproximadas del 67%, una producción del 34% del total mundial consume solamente el 6%. Estos datos contrastan con zonas como Norte América que con un bajo nivel de reservas, 2%, una producción del 11%, es quien consume la mayor cantidad de petróleo, 31% del total mundial.

Tabla 1. Reservas Mundiales de Petróleo (Giga barriles).

| Regiones | 1997 | 1998 | 1999 | 2000 | 2001 | 2002 | 2003 | 2004 |
|-------------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|
| Medio Oriente | 676,9 | 673,6 | 675,5 | 683,5 | 685,8 | 685,6 | 680 | 680 |
| Europa Oriental | 59,1 | 59,1 | 59,1 | 59,1 | 59 | 58,6 | 56,4 | 55,3 |
| Norte América | 26,8 | 27,5 | 26,9 | 26 | 26,5 | 22 | 20 | 17,6 |
| América Latina | 124,6 | 135,6 | 115,8 | 120,8 | 120,3 | 119,1 | 114,8 | 114,5 |
| Africa | 70 | 70,4 | 74,8 | 74,9 | 76,7 | 76,7 | 78 | 78,4 |
| Europa Occidental | 18,1 | 18,7 | 18,6 | 19,2 | 18,7 | 17,1 | 16,4 | 16,1 |
| Lejano Oriente | 42,2 | 43 | 44 | 44 | 44 | 43,8 | 43 | 43 |
| TOTAL | 1018 | 1028 | 1015 | 1027 | 1031 | 1023 | 1009 | 1005 |

Fuente: ECOPETROL, Estadísticas de la Industria Petrolera 2004.

¹⁰ Revista Semana edición 1236

¹¹ 1 Gigabarril = 1×10^9 barriles = 1.000'000.000 Bb

¹² 1 MBb = 1×10^6 barriles = 1'000.000 Bb

¹³ Estadísticas de la Industria Petrolera 2004. ECOPETROL. Bogotá. 2005.

Tabla 2. Consumo y producción mundial de petróleo en el 2004.

| Regiones. | Consumo (MBbd) | Producción (MBbd) | Duración (Años) |
|-------------------|-----------------------|--------------------------|------------------------|
| Medio Oriente | 4,06 | 20 | 94 |
| Europa Oriental | 5,68 | 7,3 | 22 |
| Norte América | 21,21 | 10,7 | 6 |
| América Latina | 4,25 | 8,8 | 40 |
| África | 2,3 | 7,1 | 30 |
| Europa Occidental | 14,35 | 6,5 | 7 |
| Lejano Oriente | 18,2 | 7,3 | 16 |

Fuente: Los Autores.

1.2.4.2 América Latina. Las naciones de América Latina, con excepción de México, Venezuela, Brasil, Colombia y Argentina dependen en alto grado de la importación de petróleo y de gas para satisfacer sus necesidades energéticas.

La balanza petrolera de América Latina generalmente presenta un superávit, Venezuela y México, efectúan la mayoría de las exportaciones. Para los demás países del continente, con la excepción de Argentina y Brasil, la situación no es alentadora, pues deben importar inmensos volúmenes de crudo para abastecer su consumo interno.

Con un 12% del total de reservas mundiales, América Latina produce el 11% mundial y consume el 6%, permitiéndole exportar el excedente.

Es de resaltar la fuerte influencia que Venezuela y México ejercen en la balanza de las exportaciones de América Latina al resto del mundo; parece que esta tendencia continuará siendo el indicador del desarrollo de la economía de la región en el corto plazo (Ver tabla 3).

Tabla 3. Reservas de petróleo en América Latina (Giga Barriles).

| Regiones | 1997 | 1998 | 1999 | 2000 | 2001 | 2002 | 2003 | 2004 |
|-----------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|
| Venezuela | 71,7 | 72,6 | 72,6 | 76,9 | 77,7 | 76,9 | 75,8 | 76,0 |
| México | 40 | 47,8 | 28,4 | 28,3 | 26,9 | 26,6 | 23,4 | 23,0 |
| Brasil | 4,8 | 7,1 | 7,4 | 8,1 | 8,5 | 8,5 | 8,7 | 8,9 |
| Colombia | 2,6 | 2,6 | 2,2 | 2 | 1,8 | 1,7 | 1,6 | 1,4 |
| Ecuador | 2,1 | 2,1 | 2,1 | 2,1 | 2,1 | 2,1 | 2,1 | 2,1 |
| Argentina | 2,6 | 2,6 | 2,8 | 3,1 | 3 | 3 | 2,9 | 2,8 |
| Perú | 0,8 | 0,8 | 0,3 | 0,3 | 0,3 | 0,3 | 0,3 | 0,3 |
| Total | 124,6 | 135,6 | 115,8 | 120,8 | 120,3 | 119,1 | 114,8 | 114,5 |

Fuente: ECOPETROL Estadísticas de la Industria Petrolera 2004.

América Latina es una región que cuenta con una cantidad considerable de recursos naturales, un gran potencial de energías exportables de petróleo y gas, un mercado alrededor de cuatrocientos millones de consumidores con una producción actual exportable de petróleo.

Para las compañías más importantes de la industria petrolera (Exxon, BP-Amoco, Chevron-Texaco, Shell, Oxy, Petrobras), el tema de América Latina en lo que respecta a la actividad de exploración y producción de hidrocarburos no es indiferente. El hecho más significativo es que la mayoría de estas multinacionales petroleras tienen trazadas estrategias en América Latina y todas, absolutamente todas concuerdan que en esta región del globo existen reservas abundantes e inexploradas de crudo¹⁴.

La mayoría de los países de la zona se están orientando hacia la liberación de los mercados, abandonando las antiguas posiciones de monopolio; existen marcos legales transparentes y confiables. Además, el crecimiento económico está aumentando en forma constante, más importante aún, el potencial de crecimiento a largo plazo es muy grande; como resultado final América Latina se ha vuelto

¹⁴ CARTA PETROLERA Diciembre 2003 – Enero 2004. ECOPETROL. Bogotá DC. Colombia. 2004

competitiva a nivel mundial, las compañías petroleras apuntan a esta región en donde el negocio energético tiene mucho futuro¹⁵.

1.2.4.3 Colombia. Todas las actividades de producción efectuadas en 2004 tuvieron como objetivo fundamental maximizar las reservas de campos existentes y frenar el declive que se viene presentando en este indicador desde 1999.

En efecto, la disminución de la producción fue de 2,4%, al pasar de 541.332 barriles diarios en 2003 a 528.430 barriles diarios en 2004.

Se destacan los resultados de crudos pesados y especialmente la producción del campo Castilla, ubicado en la cuenca Llanos, que comenzó el año con una producción de 38.098 barriles por día, 9.700 barriles por día más que en 2003 y se estima que llegará a 60.000 barriles por día durante 2005.

Así mismo, los resultados del campo Yarigui-Cantagallo que aumentó su producción en 3.000 Bbd con respecto al año 2003 y el campo Guando de la Asociación Boquerón que aumentó su producción en 11.500 Bbd en el mismo periodo.

Estos resultados permitieron que las reservas de petróleo al 31 de diciembre de 2004 fueran de 1.477,7 MBb es decir, 64,3 MBb menos que en 2003. En total, el país hizo una reposición de reservas de petróleo de 66,4% de las reservas consumidas durante el año (ver tabla 4).

El total de las reservas probadas remanentes al cierre del año fue de 633,1 MBb, cifra que muestra con respecto al 2003 un crecimiento neto en reservas de 15,1 MBb, lo que equivale a decir que se hizo una reposición de reservas probadas de 133%.

¹⁵ DEBATE SOBRE POLITICA PETROLERA NACIONAL. Comisión 5ª de Senado y Cámara de Representantes. Bogotá DC. octubre de 1996.

El país cuenta con 4.186,9 Gpc (giga pies cúbicos) de reservas probadas de gas, de los cuales 1.810,1 son de gas comercial y 2.376,8 de volúmenes próximos a comercializar.

Estas reservas probadas durante el año 2004 presentaron una variación positiva de 372 Gpc, resultado de la disminución de 225,2 Gpc por los volúmenes producidos en el año, el incremento de 204 Gpc del campo Chuchupa, y el aumento de la capacidad de tratamiento de gas del campo Cusiana por 86 Gpc.

Tabla 4. Producción y Reservas de Hidrocarburos en Colombia.

| COLOMBIA | 2002 | 2003 | 2004 |
|----------------------------|-------------|-------------|-------------|
| Producción | | | |
| Petróleo (KBbd) | 578 | 541 | 528 |
| Gas natural (Mpcd) | 603,19 | 581,5 | 619,64 |
| Reservas | | | |
| Crudo-remanentes (MBb) | 1.632 | 1.542 | 1.478 |
| Gas reservas probadas(Gpc) | 4.225 | 4.040 | 4.187 |

Fuente: Estadísticas ECOPETROL 2004.

1.2.5 Desarrollo y prospectiva petrolera en Colombia. Desde comienzos del gobierno Pastrana 1998, se preveía una crisis petrolera y 2005 no fue ajeno a esa tendencia, pasando en blanco en materia de descubrimientos. Sin embargo después de varios años se ha consolidado la reactivación del sector petrolero. Es una tendencia positiva, la cual se espera que continúe en 2006.

Colombia ha mejorado su competitividad internacional gracias a los cambios contractuales, fiscales y las perspectivas económicas del país. En 2005 se corrieron 10.600Km de sísmica y se perforó 38 pozos exploratorios, además se espera perforar más de 40 en el 2006. Como el desarrollo de un nuevo campo puede

demorarse entre seis u ocho años, los resultados solo los veríamos en la segunda época, lo que explica la decisión del gobierno de incentivar nuevas actividades en los campos maduros, donde normalmente se extrae entre el 30 al 50% de las reservas. Con nueva tecnologías de punta es posible aumentar este porcentaje incrementándose la producción. Ejemplos de estos es el incremento en la producción del campo Castilla y los trabajos que se iniciaron en la Cira – Infantas. Esta opción es válida, puesto que el 16% de los ingresos de la nación provienen de ECOPETROL.

La llegada de nuevos inversionistas se explica por la mayor seguridad y menos papeleo, así como la expedición de la nueva ley de regalías 756 de 2002. El año 2006 va a ser una prueba de fuego, donde muchos de los nuevos proyectos deben empezar a dar sus frutos, de lo contrario puede dar al traste con las perspectivas esperadas, pues la mera exploración por sí sola no sirve para salir de la crisis petrolera¹⁶.

1.3 EVOLUCION DE LA POLITICA PETROLERA EN COLOMBIA.

El nacimiento de cada uno de los sistemas contractuales tiene su razón de ser en procesos históricos, que nos muestran una serie de elementos reales, esenciales para entender y diferenciar cada uno de tales sistemas.

En general, todos los sistemas de contratación petrolera en el mundo evolucionaron desde sus raíces hacia modelos menos rígidos que proporcionan una mayor flexibilidad en la negociación de sus términos.

Se podría afirmar que existen dos corrientes históricas que marcan la evolución entre los diferentes regímenes petroleros: primero está la llamada era de los “regímenes de licencias”, en los cuales el Estado concede derechos a los particulares sobre sus

¹⁶ Revista Semana edición 1239

hidrocarburos, bien sea en forma exclusiva o asociándose con ellos, para llevar a cabo las operaciones, y la otra corriente, conocida como de los “regímenes contractuales”.

Dentro de los “regímenes de licencia” podemos encuadrar a aquellas naciones que tienen un sistema de Concesión y de Joint Venture; dentro del otro régimen se encuentran los Contratos de producción compartida (Contratos de Asociación) y los Contratos de Servicios¹⁷.

1.3.1 Concesiones. Es la más antigua forma de contratación petrolera. Las primeras concesiones fueron firmadas a finales del siglo IXX, con las compañías que dieron origen a las que ahora son las más grandes multinacionales.

A través del sistema de concesión se explotaba el petróleo en Colombia desde 1886 cuando el Gobierno otorgó la primera Concesión a Jorge Isaacs hasta 1974 cuando el presidente Alfonso López Michelsen expidió el Decreto Ley 2310 por medio del cual abolió el sistema concesionario como mecanismo de contratación petrolera en el país. Luego de la abolición de las Concesiones, a los concesionarios se les respetaron los derechos hasta la fecha de reversión.

Este contrato en general era bastante rígido y consistía en que la nación otorgaba a un particular un área determinada para explorar y explotar petróleo. Su filosofía consistía en entregar a las compañías el derecho exclusivo a buscar, obtener, explotar, desarrollar, disponer para la venta, transportar, exportar y vender el petróleo y las sustancias derivadas, sobre grandes extensiones territoriales, por largos períodos, a cambio de regalías y algunos impuestos. El Gobierno no tenía participación en la administración de las operaciones ni aportaba capital de riesgo.

¹⁷ MARTÍNEZ VILLEGAS, Alejandro. “Contratos de Exploración y Explotación en la Industria del Petróleo”. Petróleo: Presente y Futuro. 1990 p. 107 – 120.

Las labores que se desarrollaron bajo el sistema de Concesión condujeron a que en el país se descubrieran 54 yacimientos comercialmente explotables, con reservas recuperables de 2.600 millones de barriles que le permitieron a Colombia atender completamente sus requerimientos internos hasta finales de 1975, cuando se inició la importación de hidrocarburos para atender las necesidades nacionales de consumo.

Las principales características de los contratos de Concesión eran las siguientes:

- **Extensión.**

El área que se otorgaba debía ser mínima de 5.000 hectáreas y máxima de 50.000. En los territorios situados en la zona oriental, es decir, al este y sureste de la cima de la cordillera oriental, esta extensión podía llegar hasta 200.000 hectáreas.

- **Término de exploración.**

El término inicial para desarrollar las actividades exploratorias era de cinco años, con prórrogas ordinarias de tres años y extraordinarias de otros tres. En la zona oriental era de siete años, con las mismas prórrogas antes mencionadas.

- **Término de explotación.**

Vencido el plazo de exploración, el concesionario, si encontraba petróleo, debía poner en producción el campo durante un lapso de 30 años, prorrogables por diez años más. Para la zona oriental era de cincuenta años, prorrogables por veinte años más. Al expirar estos períodos, las concesiones revertirían gratuitamente al Estado con todas sus instalaciones.

- **Regalías.**

El concesionario pagaría una participación, en especie o en dinero a voluntad del gobierno, que fluctuaba entre 3 y 14.5 por ciento del producto bruto explotado, de acuerdo con la distancia entre el campo de producción y el puerto de embarque. El

porcentaje aumentaría a medida que el campo estaba más cerca del puerto de embarque.

- **Agotamiento.**

El concesionario tenía derecho a una deducción anual por agotamiento con base en un porcentaje fijo igual al 10% del valor bruto del producto material extraído del yacimiento o yacimientos que estaban en explotación. Este porcentaje no podía exceder en ningún caso el 20% del total de la renta líquida fiscal del contribuyente, calculada antes de hacer las deducciones por agotamiento. Algunas compañías petroleras firmaron Contratos de Concesión con base en el Decreto Ley 2140 de 1955, que estableció una deducción anual ordinaria del diez por ciento y una especial del quince por ciento cuando se invertía cada año no menos de US\$ 800.000 en actividad exploratoria.

- **Impuesto de renta y complementarios.**

El concesionario paga impuestos sobre renta y complementarios, derechos de aduana, etc.

1.3.2 El contrato de Asociación. En 1969 con la aprobación de la Ley 20 se inicia una nueva etapa en la industria petrolera colombiana, en la cual, si una empresa extranjera o nacional, estatal o privada quería realizar actividades de exploración en el territorio nacional debía asociarse con la empresa Colombiana de petróleos ECOPETROL a partir de la declaración de comercialidad del campo descubierto.

A partir de allí el gobierno se vio en la necesidad de incentivar la exploración y en ese entonces se determinó una estructura de precios del petróleo para los nuevos campos descubiertos con base en el precio internacional del petróleo.

La asignación de áreas de exploración era llevada a cabo por ECOPETROL a través de un sistema que combinaba la contratación directa y un método de licitaciones o concursos. Bajo el sistema de licitaciones, la negociación era sujeta a los términos y condiciones de cada procedimiento.¹⁸

En este tipo de contrato se manejaba un alto riesgo, el cual era asumido por el asociado hasta el momento del descubrimiento y la declaración de comercialidad del campo. Esta era una de las características que hacían poco atractiva la inversión en Colombia.

Estas circunstancias generaron un ambiente de competencia entre los países de cada región para atraer capital extranjero, diseñando sistemas particulares de contratación que van desde las concesiones modernas hasta contratos tipo *Joint venture* pasando por contratos de servicios y producción compartida, pero lo que ha generado cierto grado de competitividad es la mezcla de los anteriores, la cual da como resultado un contrato híbrido como es el que manejó Colombia hasta el 31 de diciembre de 2003, fecha en la cual comienza a regir el contrato tipo concesión moderna, quedando sin embargo vigentes, los contratos firmados con anterioridad.

La principal diferencia de los tipos de contratación anteriormente mencionados así como los híbridos diseñados por cada gobierno, difieren en la participación en el riesgo y la repartición de la torta de ganancias.

El contrato Colombiano llamado “de asociación” nació a raíz de los cambios fiscales a nivel mundial y con el propósito de atraer hacia el país capital privado para invertir en proyectos de exploración y así tratar de descubrir reservas que suplieran las necesidades energéticas. Como se mencionó anteriormente el sistema de contratación petrolero colombiano es denominado híbrido porque no se ajusta

¹⁸ DEBATE SOBRE POLÍTICA PETROLERA NACIONAL. Comisiones 5 de Senado y Cámara de Representantes. Bogotá DC. Colombia, Octubre de 1996.

exactamente a los ya expuestos, sino que es una mezcla de algunas características de estos.

Es así como se tomaba el concepto de regalía estipulado en el sistema de concesión, la producción se distribuía entre las partes como lo hacen los modelos de producción compartida; y ECOPETROL participaba con un porcentaje en las inversiones de desarrollo como si fuera un “Joint Venture”.

En definitiva, estos contratos buscaban un acuerdo para que una compañía explorara un área determinada por ECOPETROL, de propiedad de la nación. El contrato de asociación colombiano era básicamente de adhesión en el cual únicamente se negociaba el área a ser contratada, los compromisos exploratorios que debía realizar la Asociada durante el período de exploración y unas obligaciones respecto de programas de transferencia tecnológica.

El Contrato colombiano tenía una duración máxima de 28 años contados a partir de la fecha efectiva del contrato (60 días a partir de la fecha de firma) y constaba de dos etapas principales: Período de Exploración y Período de Explotación.

▪ **Período de Exploración.**

Su duración inicial era de tres años con posibilidad de ser prorrogado anualmente hasta por tres años adicionales a solicitud de la Asociada y con la debida aprobación por parte de ECOPETROL. Durante este período, todos los trabajos exploratorios que adelantaba la compañía Asociada para dar cumplimiento a los compromisos adquiridos al suscribir el contrato, corrían por cuenta y riesgo de la misma. De igual forma, la Asociada debía ofrecer programas de capacitación para el personal de ECOPETROL con el fin de cumplir con los compromisos de transferencia tecnológica.

La información que se generaba en desarrollo de las actividades exploratorias debía ser entregada por la compañía Asociada a ECOPETROL, que podría supervisar las Operaciones que adelantaba la Asociada, cuando lo considerara necesario.

El contrato terminaría al finalizar el tercer año, a menos que previamente, se hubiese solicitado y autorizado las prórrogas al período de exploración, o al término del sexto año, si no se había descubierto un campo comercial.

▪ **Período de Explotación.**

Si durante el período de exploración, en cumplimiento de las obligaciones exploratorias pactadas, la Asociada realizaba un descubrimiento de hidrocarburos, debía presentar a consideración y evaluación de ECOPETROL un estudio que demostrara que dicho campo era comercialmente explotable.

Si ECOPETROL aceptaba la existencia de un campo comercial, se daba comienzo a la operación conjunta y se creaba el Comité Ejecutivo del Contrato. Sólo hasta entonces, ECOPETROL entraba a participar con el 50% de las inversiones necesarias para el desarrollo del campo y los gastos de operación los cubría cada una de las partes en la misma proporción en que se distribuía la producción. Así mismo, ECOPETROL reconocía a la Asociada el 50% de los costos de exploración (Sísmica y pozos exploratorios perforados anteriores al descubrimiento comercial), con el 50% de la producción que le corresponde, después de deducido el porcentaje correspondiente a regalías (%). El monto de dichos costos se determinaba en dólares, tomando como fecha de referencia aquella en que la Asociada había efectuado los desembolsos.

Por otro lado, si ECOPETROL no aceptaba la comercialidad del campo, la Asociada podría ejecutar los trabajos que considerara necesarios para explotarlo por su cuenta y riesgo y se podría rembolsar con el cien por ciento de su producción, después de deducido lo correspondiente a la regalía, hasta el 200% de los trabajos realizados

para producir el petróleo y hasta el 50% de los costos directos de exploración en que había incurrido para el descubrimiento del mismo. Una vez se efectuaba el reembolso por parte de la Asociada, las instalaciones y los bienes adquiridos por la asociada para la explotación del campo pasarían a formar parte de la cuenta conjunta y ECOPETROL podría entrar a participar en la explotación del campo, si así lo deseara.

El período de explotación tenía una duración de 22 años. Sin embargo, con una anticipación no menor a cinco años a la fecha de vencimiento del Contrato, ECOPETROL y la Asociada podrían entrar a estudiar las condiciones para que esta última continuara la operación de los campos en explotación, con posterioridad al término de 28 años establecido como duración máxima del Contrato.

1.3.3 El nuevo marco contractual en Colombia. EL 26 de junio de 2003, al amparo de las facultades extraordinarias para reestructurar el estado, el Gobierno nacional expidió el Decreto 1760 que reorganiza el sector de hidrocarburos en Colombia. El decreto convirtió a ECOPETROL en una Sociedad Pública por acciones, cuyo accionista principal es el Ministerio de Hacienda y Crédito público.

El proceso también creó una Unidad Administrativa Especial adscrita al Ministerio de Minas y Energía denominada Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH), que asumió las actividades de naturaleza industrial y comercial de exploración, explotación, refinación, transporte y comercialización de hidrocarburos y sus derivados, de la administración de las reservas de hidrocarburos de propiedad de la Nación.

La ANH se constituye hoy en el punto focal de estrategias para la búsqueda y recuperación de nuevas reservas de hidrocarburos, que permitan garantizar la autosuficiencia en esta materia, al igual que continuar con su aporte a la balanza comercial y a los ingresos de la Nación.

Para estimular la inversión en el sector petrolero, el Gobierno Nacional definió el nuevo marco contractual, en el que se especifican los esquemas de participación para la contratación en el sector y se reglamenta la interacción entre los inversionistas y el Estado. En abril de 2004 se presentó el nuevo Modelo Contractual, en el cual se plasmaron las nuevas directrices de la política hidrocarburífera del Gobierno.

“Con éste nuevo modelo, Colombia se ubica en una mejor posición competitiva a nivel internacional para la consecución de inversión de capital de riesgo destinado a la exploración y a la explotación de yacimientos”, sostuvo el Ministro de Minas y Energía.

1.3.3.1 Política de Contratación. En el nuevo modelo, desaparece el Contrato de Asociación, siendo el inversionista quien asume el riesgo a cambio de obtener la totalidad de los derechos de producción, después de regalías. La asignación de áreas se hará de manera directa, sin previo tratamiento exploratorio por parte de ECOPETROL S.A. Ofrece además una mayor flexibilidad en la etapa de riesgo al inversionista privado para hacer la evaluación del proyecto. El Estado no interfiere en las decisiones sobre el negocio, pero si supervisará el cumplimiento de los compromisos.

En cuanto a tiempos, los inversionistas tendrán seis años para explorar y 24 para explotar el campo, periodo que podrá extenderse hasta el límite económico de los yacimientos bajo el cumplimiento de unas condiciones preestablecidas. Finalmente el contrato contempla cobrar un monto representativo por la utilización del suelo, cuyo objetivo principal es evitar el congelamiento de áreas y lograr una mayor actividad en las mismas.

En la tabla 5 se resume el papel que el estado y el contratista llevan a cabo, en el nuevo esquema de contratación.

Tabla 5. Exploración y Explotación de Hidrocarburos.

| Contratista | Estado | |
|---|--|--------------------------|
| Responsabilidad, Costos y Riesgos | ANH: Administrador del recurso hidrocarburífero del estado | |
| Operación según normas legales y buenas prácticas de la industria | ANH: Seguimiento | |
| Derechos sobre la producción | Regalías e Impuestos | ANH: Derechos económicos |

Fuente: Ing. Oscar Vanegas.

1.3.3.2 Esquema de Contratación.

▪ Exploración.

El período de exploración básico es de seis años, el cual se divide en fases de acuerdo con la propuesta del contratista. Sin embargo, el contratista podrá continuar el trabajo de exploración hasta por cuatro años más, siempre y cuando elabore un programa de exploración adicional y entregue parte del área. A la firma del contrato se acuerda un programa de trabajo mínimo inicial para el período de exploración, el cual podrá ajustarse antes de comenzar cada fase dependiendo de los resultados obtenidos. Si el contratista pretende prorrogar el período de exploración deberá presentar un programa de exploración adicional.

▪ Evaluación.

Si el contratista hace un descubrimiento y presenta un programa de evaluación, tendrá derecho a un período de evaluación de uno a dos años para crudos livianos y de hasta cuatro años para los descubrimientos de gas natural y crudo pesado. Al final de éste período, el contratista decide si declara o no la comercialidad. Se podrán aceptar hasta dos pozos del programa de evaluación como cumplidores de los compromisos de exploración.

▪ **Explotación.**

Una vez declarada la comercialidad se dará inicio al período de explotación que es de 24 años para cada campo. El contratista podrá prorrogar este periodo hasta la vida económica de los campos si cumple con tres requisitos básicos preestablecidos: estar explotando regularmente el campo, tener un proyecto activo de recobro mejorado o perforación “infill”, y un pago de 5% (en caso de gas) o de 10% (para petróleo) de la producción. El contratista es autónomo en la conducción de las operaciones, las cuales serán por su cuenta y riesgo, dándole así gran flexibilidad en todos los asuntos operacionales. Sin embargo, deberá informar regularmente a la ANH acerca del desarrollo de las operaciones, la ejecución de los programas de exploración y la evaluación del plan de explotación, además de entregar toda la información geológica esencial y técnica que la ANH le solicite. El contratista se obliga igualmente a propender por contenido nacional en sus operaciones, a tener un programa de responsabilidad social y a realizar transferencia de tecnología.

El contratista tendrá los derechos sobre la producción después de descontar las regalías en los montos que indica la legislación vigente, en el punto donde los hidrocarburos se encuentren en especificaciones mínimas para uso o transporte.

Para crudos livianos, cuando la explotación acumulada supere los cinco millones de barriles y cuando el precio del crudo de referencia internacional esté por encima de un precio de predefinido (aproximadamente de veintisiete dólares por barril), se causa un pago adicional a la ANH, del 30% de los ingresos adicionales reales del contratista. El crudo de referencia para el precio internacional es el “West Texas Intermediate” – WTI y el precio pre definido depende de la calidad real del hidrocarburo producido, medido según su gravedad API. Es importante anotar, que para el caso de crudos pesados se señala un precio de referencia superior a los US\$40/Bb como un incentivo a los inversionistas y en el gas este pago adicional será sujeto a negociación dependiendo de las condiciones del área y a la firma de los respectivos contratos.

Todos los activos serán propiedad del contratista. En caso que el contrato se termine antes de que se agote el yacimiento, se transferirán a la ANH los activos esenciales, incluidos fondos/garantías ambientales y de abandono. Por último, los conflictos se resolverán directamente entre las partes y de no ser posible se recurrirá al arbitramento legal en Colombia.

▪ **Asignación de áreas.**

Como prerrequisito para la contratación, la ANH diseñó y elaboró el reglamento de calificación de compañías y asignación de áreas, el cual fue aprobado por el Consejo Directivo. En este reglamento se definieron las áreas que están disponibles para contratación y especifica el área máxima a asignar por contrato según la ubicación, conocimiento geológico e información disponible del área solicitada.

Igualmente presenta las modalidades de contratación, informa del procedimiento de publicación de dichas áreas, fija el procedimiento de asignación para cada una y los requisitos que las compañías deben cumplir en los aspectos legales, técnicos, financieros y operacionales para obtener la asignación de cada una.

Paralelamente, se viene trabajando en la elaboración de un modelo de “Contrato de Evaluación Técnica” y un “Permiso de Prospección”, en razón de las múltiples manifestaciones de interés para contratar áreas.

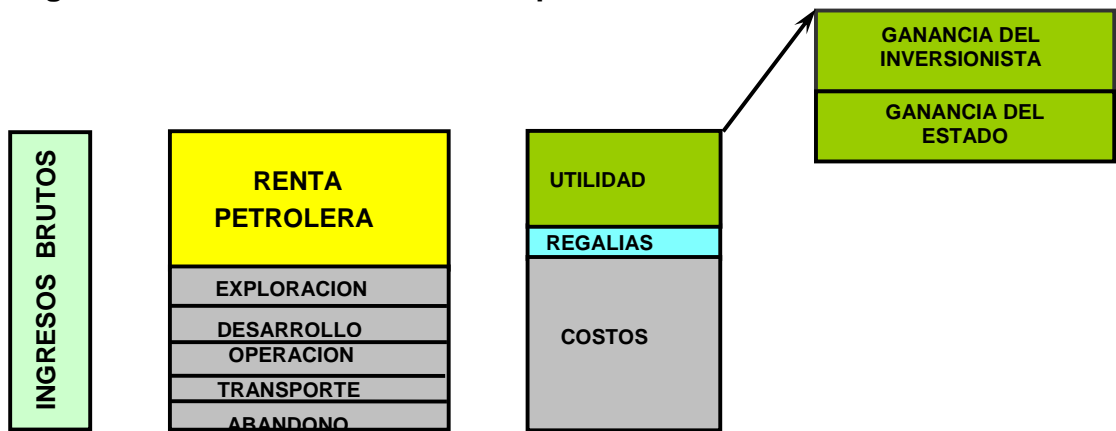
1.4 RENTA PETROLERA.

La renta petrolera es el conjunto de ítems por los cuales un gobierno y los contratistas reciben dividendos a partir de la explotación de este recurso. Estos dividendos se ven representados en utilidad, ganancia del inversionista, ganancia del Estado.

Los gobiernos tratan de capturar tanta renta económica como sea posible a través de varios recaudos, impuestos, regalías y bonos, los tres últimos conocidos como Participación del Estado.

En la figura 1 se muestra la Renta petrolera desde el punto de vista del inversionista y en la figura 2 la renta petrolera desde el punto de vista del gobierno.

Figura 1. Renta Petrolera desde el punto de vista de los inversionistas.



Fuente: Presentaciones del Ministerio de Minas.

Figura 2. Renta petrolera desde el punto de vista del gobierno.



Fuente: Presentaciones del Ministerio de Minas.

1.4.1 Impuesto a la Renta. Esta conformado por un Impuesto Básico (Renta) y unos gravámenes complementarios (ganancias ocasionales y remesas), sobre las utilidades que obtienen las personas naturales y jurídicas, las sociedades y otros entes determinados por la ley tributaria al cual incluye la explotación de hidrocarburos.

El Impuesto a la Renta para el año de 2005 fue del 38,5% sobre las ganancias después de regalías. Dicho Impuesto es calculado como los ingresos, menos los costos operacionales y ventas, menos los intereses de financiamiento, menos las deducciones por la depreciación de los activos tangibles e intangibles.

1.4.2 Impuesto al Transporte. El impuesto al transporte de oleoductos fue creado mediante la Ley de 1931 y se mantiene vigente actualmente en el código de petróleos (Art. 52). Establece que los oleoductos construidos a partir del 7 de octubre de 1952 pagarán el 6% del valor que resulte de multiplicar el número de barriles transportados por la tarifa vigente para cada oleoducto. No están sujetos a este impuesto los oleoductos de uso privado dedicados al servicio exclusivo de explotaciones de petróleo de propiedad particular. Para los oleoductos que se encuentran al Este o Sureste de la cima de la Cordillera Oriental, este impuesto es de solo 2%.

1.4.3 Regalías. La exploración de hidrocarburos en Colombia por ley está sujeta al siguiente esquema de regalías (tabla 6), de acuerdo con la tasa diaria de producción (KBbD), sobre una base de promedio mensual.

Para la explotación en campos ubicados en tierra firme y costa fuera hasta una profundidad inferior o igual a mil (1000) pies se aplicara el 80% y para la explotación en campos ubicados costa afuera a una profundidad superior a 1000 pies se aplicara el 60% de la base de liquidación mostrada en la tabla 4. Los campos que revirtieron

a la Nación desde Enero 1 de 1994 liquidaran un 12% adicional. La liquidación de regalías se disminuye al 75% cuando el crudo tenga una gravedad API inferior a 15, esto aplica también para contratos de producción incremental o de campos descubiertos no desarrollados.

Para el cálculo de las regalías a los hidrocarburos gaseosos, se aplicará la siguiente equivalencia:

1 Bb de Petróleo equivale a 5700 pies cúbicos de gas

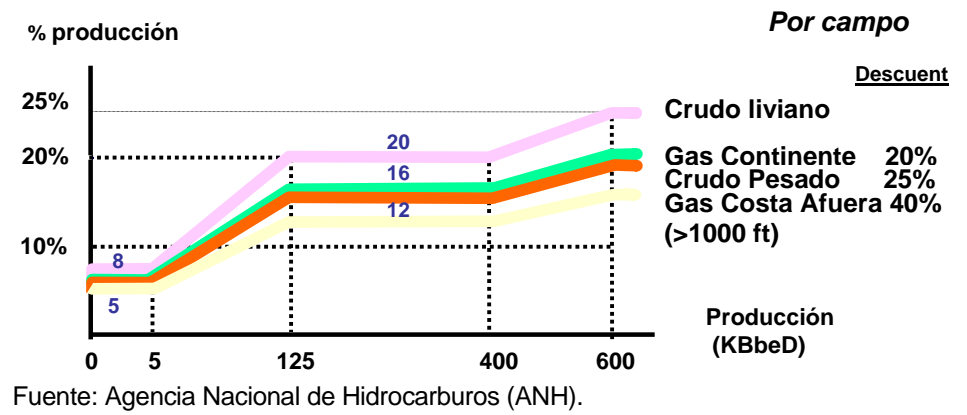
En el figura 3 se observa claramente el esquema actual de regalías

Tabla 6. Esquema de Regalías para Colombia.

| Producción Diaria Promedio Mes | Porcentaje De Pago De Regalías |
|---|---------------------------------------|
| Menor o igual a 5 KBbD | 8% |
| Mayor a 5 KBbD e inferior a 125 KBbD | X |
| Mayor a 125 KBbD e inferior a 400 KBbD | 20% |
| Mayor a 400 KBbD e inferior a 600 KBbD | Y |
| Igual o superior a 600 KBbD | 25% |
| $X = 8 + (\text{producción KBbD} - 5 \text{ KBbD}) * (0.10)$ $Y = 20 + (\text{producción KBbD} - 400 \text{ KBbD}) * (0.025)$ KBbD = Producción Diaria Promedio Mes expresada en Miles de Barriles Por Día. | |

Fuente: Ley. 756/2002.

Figura 3. Porcentaje de regalías de acuerdo ley 756.



2. LAS REGALÍAS EN COLOMBIA.

Para entender el manejo actual que se le dan a las regalías petroleras en Colombia, es necesario conocer y analizar el marco histórico legal que se le ha dado a las regalías petroleras en el país, el cual ha generado una política petrolera cambiante en Colombia, que se ha distinguido por sus altibajos en el ámbito mundial.

El tema de las regalías petroleras en Colombia comienza desde el mismo momento en que la actividad exploratoria y productora de la industria dio sus primeros pasos en nuestro territorio, lo cual data desde finales del siglo IXX.

2.1 CONCEPTO DE REGALIA.

La Corte Constitucional señala: “Por regalía se ha entendido una contraprestación económica determinada a través de un porcentaje sobre el producto bruto explotado que el Estado exige como propietario de los recursos naturales no renovables.”¹⁹

2.1.1 Regalías Directas. Las regalías directas benefician directamente a las entidades territoriales en donde se adelantan explotaciones de recursos naturales no renovables (hidrocarburos, carbón, níquel, hierro, cobre, oro, plata, platino, sal, calizas, yesos, arcillas, gravas, minerales radioactivos, minerales metálicos, minerales no metálicos, esmeraldas y demás piedras preciosas), a los municipios con puertos marítimos y fluviales por donde se transportan dichos recursos y a los municipios del área de influencia de esos puertos.

¹⁹ Sentencia # C567 / 95, Noviembre 30 de 1995. Expediente # D – 850. Magistrado Ponente Dr. Fabio Morón Díaz, p. 46

Las regalías directas deben destinarse por ley a proyectos de inversión contenidos en los planes de desarrollo territorial, con prioridad en saneamiento ambiental, cobertura y ampliación de servicios de salud, educación, electricidad, agua potable, alcantarillado, aseo y demás servicios públicos básicos esenciales.

2.1.2 Regalías Indirectas. Las regalías indirectas son recursos no asignados directamente a entidades territoriales que ingresan al Fondo Nacional de Regalías. A los recursos FNR pueden acceder todas las entidades territoriales presentando proyectos de promoción de minería, preservación del medio ambiente y proyectos regionales de inversión definidos como prioritarios en los planes de desarrollo. Existen además destinaciones específicas de recursos FNR otorgadas por ley en favor de diferentes entidades.

2.2 RETORICA LEGAL DE LAS REGALÍAS EN COLOMBIA.

En busca de dar un entendimiento claro al lector de este tema tan extenso, el capítulo se divide en dos partes: antes de la constitución de 1991 y después de la constitución de 1991, donde se resumen los principales acontecimientos.

2.2.1 Antes de la constitución de 1991. En la Constitución Política de 1.886 sentó el principio de que la nación es el propietario del subsuelo y, por ende, de los recursos naturales no renovables, lo que da origen al pago de regalías por parte de los explotadores de tales recursos naturales. Con el establecimiento de la propiedad sobre el subsuelo el Estado buscaba permitirse la libertad de actuar de determinadas maneras a la vez que aceptaba la existencia de un costo de transacción derivado del usufructo particular e individual que hasta ese momento se venía haciendo de la riqueza que generaba el subsuelo.

A principio del Siglo XX, el gobierno del General Rafael Reyes exigió a los beneficiarios de la Concesión Barco y De Mares una regalía del 15% sobre la

producción neta de hidrocarburos. Posteriormente, la explotación de hidrocarburos y minerales en el territorio nacional fue reglamentada con una serie de Leyes y Decretos que, de manera separada, establecían el pago de regalías por la explotación de ciertos recursos naturales.

La Ley 63 de 1916 estableció que de las utilidades de la Nación en los contratos que celebre para la explotación de minas, fuentes o depósitos de petróleo crudo, correspondería una participación del 50% al Departamento en cuyo territorio se encuentren dichos depósitos, minas o fuentes de petróleo. Era la primera vez que se planteaba el hecho de que las utilidades que obtuviera la Nación con base a los contratos de explotación, debiesen ser compartidas con las entidades territoriales. Sin embargo, de una vez se dejó sentado que esta participación cedida a los Departamentos no constituía derechos a perpetuidad, sino que podría ser modificada por leyes posteriores.

Con la Ley 120 de 1919, que fue la primera dictada expresamente para petróleos, en su artículo 2° dispuso en materia de regalías la división del territorio nacional en tres zonas así: Primera, comprendía los yacimientos situados a 200 kilómetros o menos de la orilla del mar; los cuales pagarían un impuesto mínimo de explotación del 10% del producto bruto. Segundo, los depósitos entre 200 kilómetros y 400 kilómetros de la orilla del mar pagarían un 8% y tercera, los depósitos situados a más de 400 kilómetros de la orilla del mar pagarían un 6%.

La Ley 37 de 1931 dispuso que los yacimientos, de acuerdo con su situación respecto a la orilla del mar deberían pagar distintos porcentajes (Ver tabla 7), de acuerdo al producto bruto explotado, haciendo la distinción entre yacimientos estatales, los cuales pagarían entre el 2% y 11%, y los yacimientos privados quienes quedaban entre el 0.1% y el 8%. En 1950 se expide el decreto 10, en el cual se aumenta los beneficios nacionales en dos puntos porcentuales con respecto a la Ley 37 de 1931.

Posteriormente fue modificado el sistema de determinación de los porcentajes de regalías y se dividió el territorio nacional en dos grandes zonas: la oriental y la occidental; para llevar esto a cabo se tomó la cima de la Cordillera Oriental como parámetro principal. Dicho sistema se contempló en el Decreto 1056 de 1953 (que reglamenta el Código de petróleos), en el Decreto 2140 de 1955 y en la Ley 10 de 1961.

En el artículo 39 del Código de Petróleos se lee: “Todo concesionario de exploración y explotación de petróleos de propiedad de la Nación pagará al gobierno la siguiente participación, en especie o en dinero, a voluntad del gobierno en el campo de producción, determinada en las instalaciones en las que se efectúe la fiscalización. Zonas situadas al Este y Sureste de la cima de la cordillera Oriental pagarán el 11.5% del producto bruto explotado. Zonas en el resto del territorio nacional, incluyendo las aguas marítimas territoriales, 14.5% del producto bruto explotado”.

Tabla 7. Regalías de acuerdo a la Ley 37 de 1931.

| Distancia a la orilla del mar (Kms) | Regalía (%) |
|-------------------------------------|-------------|
| A menos de 100 | 11% |
| 100-200 | 10% |
| 200-300 | 9% |
| 300-400 | 8% |
| 400-500 | 7% |
| 500-600 | 6% |
| 600-700 | 5% |
| 700-800 | 4% |
| 800-900 | 3% |
| Más de 900 | 2% |

Fuente: ley 37 de 1931.

Esta distribución de porcentajes refleja la medida que se venía tomando desde la Ley 37 de 1931 de asignar mayores porcentajes de regalías a las zonas situadas más cerca del mar; las zonas situadas al Este y Sureste de la cordillera Oriental están más alejadas de la orilla del mar y el transporte del petróleo presenta mayores dificultades, cuya explotación debe hacerse más atractiva, reduciendo los costos para la empresa explotadora del recurso.

Con la expedición de la Ley 20 de 1969 se recopiló toda la legislación dispersa sobre el pago de regalías por la explotación de los recursos naturales no renovables. Se determinó que todas las minas pertenecían a la Nación. En esta ley se instituye el sistema de Asociación, facultando al Estado para entregar antiguas áreas de concesión a ECOPETROL con el fin de explorarlas y explotadas directamente o en asocio con capital privado nacional o extranjero. Se establecen las regalías petrolíferas en un porcentaje general del 20% sobre la producción, no importando si esta se efectuaba en asociación o directamente por ECOPETROL, o la ubicación geográfica del yacimiento. Estas regalías se distribuían así: 47.5% para el departamento, 40% para la Nación y 12.5% para el municipio, como se muestra en la tabla 8.

Tabla 8. Distribución de las regalías antes de la ley 141.

| Entidad | % |
|---------------|------|
| Nación | 40.0 |
| Departamentos | 47.5 |
| Municipios | 12.5 |

Fuente: Ing. Oscar Vanegas.

2.2.1.1 El Código de Petróleos. El gobierno nacional, autorizado por la ley 18 de 1952, expide mediante decreto 1056 de abril 20 de 1953 el Código de Petróleos. Una excelente labor de compilación, sistematización y ordenación de las disposiciones en ese entonces vigentes que durante un largo periodo facilitó a los

interesados el conocimiento preciso y oportuno de las regulaciones existentes en Colombia sobre hidrocarburos, o sea, de las reglas del juego.

La compilación que concluyó en el Código de Petróleos obedeció a una técnica jurídica muy particular, pues en él se recopilaron leyes, decretos legislativos y decretos reglamentarios²⁰. Algunos de esos decretos legislativos adquirieron valor legal por mandato de la ley 10 de 1961.

Este Código consta de dos partes: una que incluye las disposiciones legales, y otra las disposiciones reglamentarias; la primera tiene 89 artículos, y la segunda, 242; cada parte se divide en 12 capítulos, cuyos títulos son:

1. Disposiciones generales.
2. Exploración superficial.
3. Contratos de exploración y explotación.
4. Tramitación de propuestas y oposiciones.
5. Avisos de perforación y revisión de títulos.
6. Regalías.
7. Impuestos sobre el petróleo de propiedad privada.
8. Transportes.
9. Refinación y distribución.
10. Exenciones, agotamiento y amortización.
11. Sanciones y caducidad de los contratos.
12. Disposiciones finales.

²⁰ SOTO BERARDINELLI, Francisco José "Desarrollo y Perspectivas de la Legislación sobre hidrocarburos en Colombia". Petróleo: Presente y futuro, 1990. p. 55 - 65

El código de Petróleos está en mora de reformarse, el 70% del contenido de su normatividad es para cuando se explotaba en concesión; además se presentan muchos vacíos jurídicos en materia de petroquímica y de transporte de crudos²¹.

2.2.2 Después de la Constitución de 1991. Con la Asamblea Nacional Constituyente de 1991 que reformó la Constitución de 1886, se pretendía acabar con todos los problemas, enredos, vacíos, ilegalidades e injusticias generadas por las regalías e impuestos provenientes de la explotación de los recursos naturales no renovables.²² Finalmente lo que estableció la Constituyente con respecto al tema, fueron tres principios fundamentales:

2.2.2.1 La definición de la propiedad del subsuelo minero. Las minas ya no serían de la Nación, tal como lo indicaba la Constitución de 1886, sino del Estado, artículo 332 de la nueva Constitución Nacional: *“El estado es propietario del subsuelo y de los recursos naturales no renovables...”*. Y es que siendo las minas propiedad de la Nación, las regalías que generaba la minería, también lo eran, es por ello que hasta este momento hacían parte de los ingresos del presupuesto general de la Nación.

La función principal de la aparición de los derechos de propiedad del Estado sobre las minas era distributiva, es decir, se busca la socialización de los efectos benéficos que generan esta riqueza natural, concediéndoles participación a las entidades territoriales. Así mismo se pretendía actualizar los viejos derechos de propiedad sobre regalías, adjudicándole nuevos derechos a los entes territoriales, pretendiendo con ello dar respuesta a la implementación y desarrollo de un modelo de descentralización territorial.

²¹ SUSA LOPEZ, Luis Eduardo. Análisis del Sector Energético. Congreso Nacional Petrolero. Santa Fe de Bogotá DC., Colombia. 1994

²² TORRES PICO, Aníbal. Régimen de Regalías Mineras e Hidrocarburos. Bogotá DC.: Leyer. 2003. p.10.

Según interpretaciones posteriores de la Corte Constitucional “la palabra “Estado” no se refiere exclusivamente a la Nación sino que se emplea en general para designar el conjunto de órganos que realizan las diversas funciones y servicios estatales, ya sea en el orden nacional, o ya sea en los otros niveles territoriales.

Conforme a lo anterior, la corte considera que cuando la carta constitucional se refiere al Estado, y le impone un deber, o le confiere una atribución, debe entenderse que la norma constitucional habla genéricamente de las autoridades estatales de los distintos órdenes territoriales²³.

2.2.2.2 La constitución del Fondo Nacional de Regalías. El artículo 361 de la C.N dice: “Con los ingresos provenientes de las regalías que no sean asignados a los departamentos y municipios productores o portuarios se creara un Fondo Nacional de Regalías cuyos recursos se destinarán a las entidades territoriales en los términos que señale la ley, estos fondos se aplicarán a la promoción de la minería, a la preservación del ambiente y a financiar proyectos regionales de inversión definidos como prioritarios en los planes de desarrollo de las respectivas entidades territoriales”.

Esta cesión tiene una característica muy especial, ya que por excepción constitucional señala tanto a los destinatarios como la destinación específica de los recursos. Se perseguía hacer una distribución más equitativa de las regalías, que fuera acorde con el desarrollo armónico de las regiones.

2.2.2.3 La Participación de Municipios y/o Distritos Portuarios en las regalías. El último inciso del artículo 360 de la C.N reza: “Los departamentos y municipios en cuyo territorio se adelanten explotaciones de recursos naturales no renovables así como los puertos marítimos y fluviales por donde se transporten dichos recursos o productos derivados de los mismos tendrán derecho a participar en las regalías y

²³ CORTE CONSTITUCIONAL - Sentencia STC 119/1992.

compensaciones”. Lo de regalías para los entes territoriales portuarios, es una novedad en la Nueva Constitución; antes estas entidades no recibían regalías, sólo recibían la inmensa contaminación ambiental que dejaba el transporte de los minerales por su jurisdicción.

El derecho de las entidades territoriales citadas es a participar en las regalías, esto es, a recibir un porcentaje que el Estado le cede como titular de una contraprestación económica que le ha sido pagada por los encargados de extraer el recurso natural. La carta Política no reconoce un derecho de propiedad al departamento, al municipio productor o al puerto marítimo o fluvial sobre la regalía, puesto que, como se ha visto, las entidades territoriales del Estado, al no ser propietarias del recurso natural no renovable, tampoco lo son de los beneficios que de la extracción de los mismos se deriven.²⁴

2.2.3 La ley 141 de 1994. La ley 141 de junio 28 de 1994, que además de buscar la coherencia entre las políticas sectoriales y convertir el Fondo Nacional de Regalías en un instrumento financiero para el desarrollo nacional, regional y municipal, tenía el propósito de transformar los recursos naturales no renovables en otro activo más, fortalecer la descentralización y aumentar la inversión pública.

La Ley 141 recogió todos los aspectos sueltos en diferentes normas y se refirió a algunos fundamentales como: el régimen y las participaciones de las regalías y compensaciones, el Fondo y la Comisión Nacional de Regalías y los mecanismos de control y seguimiento.

- ***Porcentajes y liquidación de regalías.***

²⁴ CORTE CONSTITUCIONAL, Sentencia C-221 de 29 de abril de 1997.

La Ley 141 en su artículo 16 estableció los porcentajes para cada recurso natural no renovable, clasificándolos en hidrocarburos como el gas y el petróleo a los cuales se les aplica el 20% del precio barril en boca de pozo.

Un aspecto fundamental para determinar el valor de las regalías es el precio. Para el petróleo se toma como base el precio promedio ponderado de realización del petróleo en una sola canasta de crudos que se refinan en el país, deduciendo los costos de transporte, trasiego, manejo y refinación y manejo para llegar al precio en boca de pozo. En el caso del gas, se establecerá con base en el precio promedio ponderado de realización de todo el gas nacional en los sitios de entrega por parte de ECOPETROL, deduciendo los costos de transporte y manejo para llegar al precio en boca de pozo en cada caso.

- ***Las participaciones en las regalías.***

La Ley 141/94 reguló, además de los montos de las regalías, su distribución. Para ello se tiene en cuenta los diferentes entes y las varias entidades que por disposición constitucional tienen derecho a participar en las regalías causadas por la explotación del recurso natural no renovable. Se tiene en cuenta para definir la distribución correspondiente las cantidades producidas en los municipios productores estableciendo unos topes racionales a partir de los 20.000 barriles hasta los 50.000, lo cual supone un escalonamiento razonable para evitar el desajuste en los ingresos y la irracional e inequitativa distribución de la riqueza petrolera, reconociendo porcentajes más altos de participación en las regalías a los municipios que producen menos, y menos regalías a los que producen más barriles. Los porcentajes que les corresponden a los beneficiarios de los recursos de las regalías de hidrocarburos quedo tal como lo ilustra la tabla 9.

En caso de que la producción total de hidrocarburos de un municipio sea inferior a 20.000 barriles promedio mensual diario, las regalías correspondientes serán distribuidas así: Departamentos productores (47.5%), Municipios productores (25%),

Municipios portuarios (8%) y Fondo Nacional de Regalías (19.5%). Cuando la producción de un municipio sea superior a 20.000 e inferior a 50.000 barriles promedio mensual diario, las regalías correspondientes a los primeros 20.000 barriles serán distribuidos de acuerdo a la anterior escala y el excedente en la forma establecida en la tabla 9.

Tabla 9. Distribución de las regalías petroleras según Ley 141/94.

| Entidad | Porcentaje |
|----------------------------|-------------------|
| Departamentos productores | 47.5% |
| Municipios productores | 12.5% |
| Municipios portuarios | 8.0% |
| Fondo nacional de regalías | 32.0% |
| Total | 100% |

Fuente: ley 141 de 1994, artículo 31.

Los departamentos y municipios productores después de cierto volumen de producción tienen unos límites en sus participaciones. A los departamentos productores se les aplica el siguiente escalonamiento: por los primeros 180.000 barriles promedio diario mensual el departamento recibe el 100% de las regalías. Para una producción entre 180.000 y 600.000 barriles promedio diario mensual el departamento recibe sólo el 10% y el restante 90% se distribuye entre el Fondo Nacional de Regalías y los demás departamentos no productores de la región. Para una producción superior a 600.000 barriles promedio diario mensual el departamento recibe el 5%.

De igual modo, a los municipios productores se les aplica el siguiente escalonamiento: por los primeros 100.000 barriles promedio diario mensual el municipio recibe el 100% de las regalías. Para una producción superior a 100.000 barriles promedio diario mensual el municipio recibe sólo el 10% y restante 90% se

distribuye entre los municipios no productores del mismo departamento y el Fondo Nacional de Regalías.

- ***Destinación de las regalías directas.***

Como lo hemos visto, las regalías deben entenderse como una contraprestación que reciben los entes territoriales, restringida en el tiempo. De ahí la importancia de su correcto uso en los términos que fueron definidos por el legislador, con miras a atender en forma debida la población en tanto se pueda contar con ellas. Como rentas cedidas del Estado, las regalías se deben orientar a la inversión social, teniendo como marco de regencia el buscar una mejor calidad de vida de la comunidad, utilizándola como herramienta de desarrollo, descentralización y pacificación. Como instrumento de desarrollo social debe permitir no solo el crecimiento económico, sino un mejor nivel de vida de los beneficiarios. Como mecanismo de descentralización, su inversión debe orientarse a consultar las necesidades de la comunidad, escogiendo los proyectos que en forma equitativa irriguen sus beneficios en el entorno. Como instrumento de pacificación las regalías deben permitir entregar a las comunidades el apoyo que el Estado no ha podido brindar para satisfacer sus necesidades.²⁵

Los recursos de regalías y compensaciones distribuidos a los departamentos y municipios productores deberán ser destinados en un cien por ciento (100%) a inversión en proyectos prioritarios que estén contemplados en el plan general de desarrollo de la respectiva entidad territorial. Los departamentos deben invertir al menos el 50% y los municipios el 80% de los recursos que reciban por concepto de regalías y compensaciones monetarias directas, hasta cumplir unas coberturas mínimas que se encuentran definidas por el artículo 20 del decreto 1747 de 1995. (Ver tabla 10).

²⁵ Germán Humberto Hernández Leal. En Impacto de las Regalías Petroleras en el Departamento del Meta. Villavicencio: Estudios sectoriales del Banco de la República. 2004. p. 12.

Tabla 10. Cobertura mínima de inversión con regalías por programa.

| | |
|---|------|
| Mortalidad infantil máxima | 1% |
| Cobertura mínima en salud de la población pobre | 100% |
| Cobertura mínima en educación básica | 90% |
| Cobertura mínima en agua potable y alcantarillado | 70% |

Fuente: Decreto 1747, artículo 20° de 1995.

2.2.4 La ley 756 de 2002. A mediados de 1998 la industria minera y sobre todo la petrolera tuvo un gran estancamiento en materia exploratoria, ante lo cual se advirtió que de no darse descubrimientos importantes en el país, este se vería obligado a importar petróleo para satisfacer las más elementales necesidades en el sector. Bajo este argumento el gobierno de Andrés Pastrana con el propósito de incentivar las inversiones en materia exploratoria mejorando la competitividad del sector para atraer inversión, sobre todo extranjera, introduce en la Ley 508 de 1999, Plan de Desarrollo 1998-2002, el concepto de regalías diferenciales dependientes de la producción en los campos y variables dentro de un rango del 5% al 25%, cuando en la Ley 141 estaban determinadas de manera fija, en un 20% sobre producción boca de pozo; sin embargo, esta ley fue declarada inexecutable por la Corte Constitucional, de tal manera que solo tuvo diez meses de vida.

Luego, el gobierno con el ánimo de revivir toda la estantería jurídica caída, expide el Decreto 955 del 2000 que corrió igual suerte en la Corte Constitucional por vicios de procedimiento, finalmente se crea la Ley 619 del 20 de Octubre de 2000 que prácticamente recoge todo lo que el Gobierno había querido implantar y que no había podido, tales como tarifas flexibles en regalías para nuevos descubrimientos de hidrocarburos y producciones incrementales de campos existentes.

No obstante, también la Ley 619 del 2000 fue declarada inexecutable por la Corte Constitucional en julio de 2001, mediante sentencia C-737, pero difiere la inexecutableidad a julio 20 de 2002 para darle tiempo al Congreso de la República de expedir la nueva norma y no crear tanto traumatismo en el país. Por lo anterior el Gobierno Pastrana presento con mensaje de “urgencia” un nuevo Proyecto de Ley de Regalías al Congreso de la República, en la Cámara de Representantes en particular, donde se tramitó con el número 102 de 2002, con lo cual entre otras cosas, dijo el Gobierno, se quiso llenar algunos vacíos de la legislación y establecer mecanismos que permitieran que las regalías fueran manejadas de manera óptima por las entidades territoriales; este proyecto fue aprobado y se convirtió en la Ley 756 de 2002.

Es primordial tener en cuenta que la Ley 756 de 2002 como tal, desde su formulación ha sido concebida como una institución que reduce la incertidumbre en la industria petrolera colombiana; su función es establecer nuevos derechos de propiedad sobre las regalías, los cuales desde el punto de vista institucional internalizan las externalidades, es decir tienen en cuenta los costos de transacción existentes en el mercado de exploración petrolera en Colombia, y mediante la otorgamiento de ventajas a los inversionistas, buscan incentivar en estos el interés por el negocio petrolero en el país.

A continuación se procede a identificar y describir todos los cambios generados sobre el régimen de regalías de petróleo, por parte de la ley 756 de 2002; buscando resaltar aquellas que tienen que ver con la modificación del esquema de liquidación de regalías para explotación de hidrocarburos, la nueva distribución implementada y las que tienen que ver son el uso o destinación de las mismas. Para hacer el análisis más metodológico, se dividen las reformas en dos: por un lado aquellas que tienen que ver con el Fondo Nacional de Regalías o sea en las regalías indirectas y las otras las que hacen referencia al Régimen de regalías directas.

- ***Fondo nacional de regalías.***

Con esta Ley se obliga al Fondo Nacional de Regalías a tener personería jurídica y estar adscrito al Departamento Nacional de Planeación. Antes no tenía personería jurídica y era un sistema separado de cuentas. La Ley 756 de 23 de julio de 2002 en el artículo 1° ha establecido: “El Fondo Nacional de Regalías tendrá personería jurídica propia, estará adscrito al Departamento Nacional de Planeación”, mientras que el segundo inciso del artículo 1° de la Ley 141 de 1994 decía “El Fondo será un sistema separado de cuentas, sin personería jurídica”.

Con esta reforma se busca la reorganización de la estructura administrativa del F.N.R, que permita su replanteamiento y optimización, con miras a facilitar el logro de los objetivos propuestos con su creación por parte de la Constitución de 1991.

Se propone extraer a esta entidad del ambiente “politiquero” en el que siempre se han visto inmersas sus decisiones sobre la aprobación de proyectos y dejarla bajo la dirección de una entidad técnica como Planeación Nacional.

La nueva Ley 756 de 2002 en el párrafo único del artículo 1° dice: “Los recursos del Fondo Nacional de Regalías son propiedad exclusiva de las entidades territoriales y seguirán siendo recaudados y administrados por la Dirección General del Tesoro Nacional del Ministerio de Hacienda y Crédito Público”. Desde luego una cosa es la propiedad de los recursos del Fondo y otra es la de la propiedad de las minas y/o subsuelo, y la propiedad de las regalías de manera general que está en cabeza del Estado.

- ***Régimen de regalías y compensaciones.***

La nueva Ley 756 de 2002 cambió los criterios establecidos por la Ley 141 de 1994, en cuanto al porcentaje para liquidar las regalías generadas a partir de la explotación de hidrocarburos. De un 20% fijo sobre producción, se pasa a una escala de

regalías variables dependientes de la producción de los campos, tal como lo ilustra la tabla 6 del capítulo 1.

Para campos cuya producción es menor o igual a 5.000 barriles diarios promedio mes, se paga una regalía del 8%; para una producción mayor a 5.000 e inferior o igual a 125.000 barriles promedio mes, las regalías se liquidan en un porcentaje variable entre 8% y 20%; para producciones mayores a 125.000 e inferior o igual a 400.000 barriles promedio mes, la regalía es del 20%; para producciones mayores a 400.000 e inferior o igual a 600.000 barriles promedio mes, la regalía es variable entre el 20% y el 25%; y con producciones superiores a 600.000 barriles promedio mes, las regalías equivalen al 25%.

Estos parámetros se aplicarán sólo para los nuevos descubrimientos de hidrocarburos. También se aplicará a los contratos de producción incremental y a los campos descubiertos y no desarrollados.

Con la nueva Ley se establece que los campos de los contratos de concesión o asociación que reviertan, tendrán que dar un 12% de regalías adicional sobre la producción básica, la cual se repartirá en un 30% para el municipio productor y un 70% para el departamento productor, esto también rige para los campos que revirtieron después del 1 de enero de 1994. De esta forma se busca compensar un poco la situación desventajosa a que fueron sometidos la mayoría de municipios y departamentos cuyas riquezas se explotaron bajo la figura de Concesión.

En el artículo 8° de la Ley 756/2002 se establece que cuando un yacimiento de un recurso natural no renovable se encuentre ubicado en dos o más entidades territoriales, la distribución de las regalías y compensaciones productos de su explotación, se realizará en forma proporcional a la participación de cada entidad en dicho yacimiento, independientemente del área que se este explotando en el momento de la liquidación de las regalías.

Para explotaciones de recursos naturales no renovables que se encuentren en los espacios marítimos jurisdiccionales, la distribución de la participación de las regalías y compensaciones se realizará en forma proporcional a las entidades territoriales con costas marítimas que estén ubicadas hasta a cuarenta (40) millas náuticas de la zona de explotación.

Se deja abierta la posibilidad de que más municipios sean considerados como municipios portuarios y por ende beneficiarios de regalías directas y compensaciones, pues se establece que cuando por primera vez se empiece a transportar por un municipio portuario, marítimo o fluvial, recursos naturales no renovables y sus derivados, se hará la respectiva distribución de las regalías y compensaciones causadas, también se deberá establecer si el área de influencia por el cargue y descargue de dichos recursos abarca a otros municipios vecinos y, en consecuencia se tendrán en cuenta como beneficiarios de la respectiva distribución. Se redistribuyen las regalías asignadas al puerto fluvial de Barrancabermeja, haciendo participe a varios municipios de su área de influencia. La nueva distribución será como lo ilustra la tabla 11.

Tabla 11. Regalías petroleras asignadas al puerto fluvial de Barrancabermeja.

| Municipio Beneficiario | Porcentaje de Regalía asignada |
|-------------------------------|---------------------------------------|
| Barrancabermeja (Santander) | 57.5% |
| Puerto Wilches (Santander) | 7.5% |
| San Pablo (Bolívar) | 7.5% |
| Cantagallo (Bolívar) | 7.5% |
| Yondó (Antioquia) | 20% |
| TOTAL | 100% |

Fuente: Ley 756 de 2002, artículo 10°.

Se reconoce a las comunidades indígenas ubicadas cerca a los yacimientos el derecho a las inversiones en regalías, pues con la nueva ley se establece que

cuando en un resguardo indígena o en un punto ubicado a no más de cinco kilómetros de la zona del resguardo indígena, se exploten recursos naturales no renovables, el cinco por ciento (5%) del valor de las regalías correspondientes al Departamento por esa explotación, y el veinte por ciento (20%) de las correspondientes al municipio, se asignarán a inversión en las zonas donde estén asentadas las comunidades indígenas.

Se modifica la distribución de las regalías derivadas de la explotación de hidrocarburos de la siguiente manera: en la Ley 141/1994 el primer parámetro límite establecido fue veinte mil (20.000) barriles diarios promedio mes. La Ley 756/2002 reduce ese parámetro a diez mil (10.000) barriles diarios promedio mes, aumentando la participación del departamento y municipio productor en detrimento de la participación del Fondo Nacional de Regalías, (ver tabla 12).

Tabla 12. Comparación de la distribución de las regalías petroleras.

| | LEY 141/94 | LEY 756/2002 |
|---|-------------------|---------------------|
| Ente territorial/Producción por campo diaria promedio mes | Q<20,000 barriles | Q<10,000 barriles |
| Departamento | 47,50% | 52,00% |
| Municipio | 25,00% | 32,00% |
| Puertos | 8,00% | 8,00% |
| F.N.R | 19,50% | 8,00% |
| TOTAL | 100,00% | 100,00% |

Fuente: Ley 756 de 2002, artículo 27°.

A partir de los veinte mil (20.000) y hasta los cincuenta mil (50.000) barriles diarios promedio mes, la Ley 756/2002 establece que en caso de que la producción total de un municipio sea superior a diez mil (10.000) barriles, e inferior a veinte mil (20.000) barriles promedio mensual diarios, las regalías correspondientes al excedente sobre los diez mil (10.000) barriles promedio mensual diaria, serán distribuidas así: Departamentos productores (47.5%), Municipios productores (25%), Municipios

portuarios (8%) y Fondo Nacional de Regalías (19.5%). Ahora, con la Ley 756/2002, cuando la producción total de hidrocarburos de un municipio es superior a veinte mil (20.000) e inferior a cincuenta mil (50.000) barriles promedio mensual diario, las regalías correspondientes a los primeros veinte mil (20.000) barriles son distribuidas de acuerdo a la anterior escala y el excedente de la siguiente forma: Departamentos (47.5%), Municipios Productores (12.5%), Municipios Portuarios (8%) y Fondo Nacional de Regalías (32%), igual suerte corre cuando la producción es mayor a cincuenta mil (50.000) barriles promedio mensual diarios.

- ***Utilización de las Regalías por las Entidades Territoriales.***

La Ley 756 de 2002 reduce a noventa por ciento (90%) el porcentaje del total de los recursos recibidos, que se debe destinar para financiar los proyectos considerados prioritarios, dejando de esta manera el remanente de diez por ciento (10%), para sufragar gastos originados de la interventoría técnica que conlleve los proyectos que se ejecuten con estos recursos (5%) y los gastos de operación o funcionamiento de los mismos proyectos. De la misma manera se eleva a sesenta por ciento (60%) el porcentaje mínimo de los recursos de regalías recibidas que deben invertir los departamentos para alcanzar coberturas mínimas en los sectores señalados anteriormente.

Se modifica la destinación de las regalías recibidas por los municipios. La Ley 756/2002 disminuye a noventa por ciento (90%) el porcentaje de los recursos recibidos por los municipios que deben destinar para la construcción y ampliación de los servicios públicos esenciales anteriormente señalados, quedando a su vez el diez por ciento (10%) restante de los recursos, para financiar los gastos causados por interventoría técnica y la operación de los proyectos.

De la misma manera se disminuye a setenta y cinco (75%) el porcentaje mínimo de los recursos de regalías recibidas que deben invertir los municipios para alcanzar coberturas mínimas en los sectores señalados anteriormente.

2.3 ENTIDADES ENCARGADAS DEL MANEJO DE LAS REGALIAS EN COLOMBIA.

2.3.1 Departamento Nacional de planeación. (DNP). Como organismo técnico asesor del Presidente, en el marco de la Constitución Nacional el Departamento Nacional de Planeación, define operativamente e impulsa la implantación de una visión estratégica del país en los campos social, económico y ambiental, a través del diseño, la orientación y evaluación de las políticas públicas colombianas, el manejo y asignación de la inversión pública, la definición de los marcos de actuación del sector privado, y la concreción de las mismas en planes, programas y proyectos del Gobierno.

Con el Decreto 195 de enero 29 de 2004, el Departamento Nacional de Planeación quedó a cargo de administrar el Fondo Nacional de Regalías; de priorizar los proyectos para ser financiados con dicho Fondo; de ejercer el control y vigilancia de la correcta utilización de las regalías, y de adoptar correctivos administrativos por incorrecta utilización de dichos recursos.

2.3.2 Agencia Nacional de Hidrocarburos. (ANH). Es la encargada de administrar el recurso petrolero de propiedad de la Nación y dependerá del Ministerio de Minas y Energía.

Entre sus funciones figuran administrar áreas y asignarlas, evaluar el potencial petrolero del país, hacer promoción internacional, apoyar en la formulación de la política petrolera al Ministerio de Minas y Energía, administrar la información técnica, diseñar, celebrar y administrar nuevos contratos para exploración y explotación, administrar la participación del Estado en los nuevos contratos, administrar bienes muebles e inmuebles que se obtengan por terminación de los contratos, recaudar las

regalías y pagarlas, efectuar retenciones, hacer giros del Fondo de Estabilización Petrolera y propender por el adecuado abastecimiento de la demanda nacional de hidrocarburos.

2.3.3 Ministerio de Minas y Energía. En el año de 1941 se crea el Ministerio de Minas y Petróleos (hoy Ministerio de Minas y Energía), entidad del Estado que en la actualidad se encarga de adoptar la política nacional en materia de exploración, explotación, transporte, refinación, procesamiento, beneficio, transformación, distribución de minerales e hidrocarburos, así como la política sobre generación, transformación, interconexión, distribución, establecimiento de normas técnicas en materia de electricidad, sobre el uso racional de energía y el desarrollo de las fuentes alternas, en general, sobre todas las actividades técnicas, económicas, jurídicas, industriales, comerciales relacionadas con el aprovechamiento integral de los recursos naturales no renovables, de la totalidad de las fuentes energéticas del país, en concordancia con los planes generales de desarrollo.

Dentro de sus funciones se encuentran:

- Dictar los reglamentos y hacer cumplir las disposiciones constitucionales, legales y reglamentarias relacionadas con la exploración, explotación, transporte, refinación, distribución, procesamiento, beneficio, comercialización y exportación de los recursos naturales no renovables.
- Divulgar las políticas, planes y programas del sector. En desarrollo de esta función, el ministerio podrá directamente o a través de sus entidades descentralizadas, realizar campañas informativas y publicitarias y en general emplear todos los medios de comunicación que sean necesarios para la consecución de este fin.

2.3.4 Contraloría General de la República. (CGR). La Contraloría General de la República (CGR) es el máximo órgano de control fiscal del Estado. Como tal, tiene la misión de procurar el buen uso de los recursos y bienes públicos, y contribuir a la modernización del Estado, mediante acciones de mejoramiento continuo en las distintas entidades públicas.

En cumplimiento del artículo 119 de la Constitución Nacional, la Contraloría General de la República ejerce, en representación de la comunidad, la vigilancia de la gestión fiscal y de los particulares o entidades que manejan fondos o bienes de la Nación.

Evalúa los resultados obtenidos por las diferentes organizaciones y entidades del Estado, al determinar si adquieren, manejan y/o usan los recursos públicos dentro del marco legal, sujetos a los principios de economía, eficiencia, eficacia, equidad y sostenibilidad ambiental.

Examina la razonabilidad de los estados financieros de los sujetos de control fiscal y determina en qué medida logran sus objetivos y cumplen sus planes, programas y proyectos.

Tiene a su cargo establecer la responsabilidad fiscal de los servidores públicos y de los particulares que causen, por acción o por omisión y en forma dolosa o culposa, un daño al patrimonio del Estado.

Impone las sanciones pecuniarias que correspondan y las demás acciones derivadas del ejercicio de la vigilancia fiscal.

Procura, igualmente, el resarcimiento del patrimonio público. En ejercicio de la denominada jurisdicción coactiva, intenta recuperar los recursos y bienes públicos

que han sido objeto de deterioro como resultado de su mala administración, o que han sido apropiados en forma indebida por los funcionarios o por los particulares.

Adicionalmente, la Contraloría General de la República genera una cultura de control del patrimonio del Estado y de la gestión pública.

El organismo fiscalizador promueve la transparencia en el uso de los recursos públicos, mediante un proceso estratégico y focalizado en aquellas entidades y/o áreas de alto riesgo previamente identificadas.

La CGR vincula activamente a la ciudadanía en el control de la gestión pública y apoya técnicamente al Congreso de la República para el ejercicio del control político y el desarrollo de la función legislativa.

3. LIQUIDACIÓN Y DISTRIBUCIÓN DE LAS REGALIAS DIRECTAS EN SANTANDER.

Desde mediados del siglo pasado el Departamento de Santander, ha jugado un papel importante en el desarrollo de la industria petrolera del país ya que debido a su posición geográfica, cuenta en todo su oeste con la cuenca sedimentaria del valle medio del Magdalena, zona rica en hidrocarburos y de fácil explotación. Es por esto que Santander es considerado como un Departamento productor de Hidrocarburos, lo cual le genera ingresos por regalías, fuente de vital importancia para el desarrollo del mismo, ya que más de la mitad de su presupuesto de inversión, se sustentan en dichas.

3.1 COMO SE LIQUIDAN LAS REGALIAS.

La liquidación de las regalías en los campos de Santander y en todos los demás campos del país se realiza usando la siguiente relación, la cual esta hecha para valores de regalías en pesos colombianos mensuales:

$$R_{HCs} = Q_{O/G} \times F_R \times P_R \times TC$$

Donde:

- RHCs = Regalía por concepto de hidrocarburos, en pesos.
- QOIG = Producción mensual de petróleo o gas, en barriles o miles de pies cúbicos (KPC) respectivamente.
- F_R = Regalía de hidrocarburo, fracción.
- P_R = PRC = Precio de liquidación de regalía, en dólares por cada barril, para el caso de petróleo, y por cada KPC para gas.

-TC =Promedio de la tasa de cambio representativa del mercado en el período a liquidar.

3.1.1 Precio del petróleo. El crudo de referencia para el precio internacional es el “West Texas Intermediate” WTI y el precio pre definido depende de la calidad real del hidrocarburo producido, medido según su gravedad API.

El precio de liquidación de regalía (PRC) se obtiene, dando cumplimiento al artículo 20 de la ley 141 de 1994, el cual establece:

“Para la liquidación de las regalías del petróleo se tomará como base el precio promedio ponderado de realización del petróleo en una sola canasta de crudos, deduciendo para los crudos que se refinan en el país los costos de transporte, trasiego, manejo y refinación, y para los que se exporten los costos de transporte, trasiego para llegar al precio de boca de pozo.

A su vez para determinar el precio promedio ponderado de la canasta se tendrá en cuenta, para la porción que se exporte el precio efectivo de exportación; y para el que se refine, el de los productos refinados. Por tanto los valores netos de las regalías que se distribuyan solo variarán unos de otros en financiación de los costos de transporte.

El precio base para la liquidación de las regalías no puede ser en ningún caso inferior al que actualmente estipula el Ministerio de minas y Energía de acuerdo al Decreto 545 de 1989”

De lo anterior la resolución 8-2104 de 1994 en desarrollo de la ley 141 establece en su artículo 4 la formula para determinar el precio del petróleo según los parámetros dados en el artículo 20 de la Ley 141 de 1994. El cual es:

“A su vez, para determinar el precio promedio de la canasta se tendrá en cuenta para la fracción que se exporte el precio promedio ponderado efectivo de exportación FOB puerto de embarque; y para la que se refine, el precio promedio ponderado que ECOPETROL obtiene como ingreso por la venta de los productos refinados, según la siguiente fórmula:

$$PRC = (PF - CT_1) \times \left(\frac{V_1}{V_T} \right) + (PX - CT_2) \times \left(\frac{V_2}{V_T} \right)$$

- PRC =Precio base para la liquidación de las regalías del crudo, en dólares de los Estados Unidos de América por barril (US\$/Bb).
- PF =Precio promedio ponderado que ECOPETROL, obtiene como ingreso por la venta de los productos refinados; en (US\$/Bb).
- V1 =Volumen de crudo refinado en el respectivo trimestre, en Bb.
- V2 =Volumen de crudo exportado en el respectivo trimestre, en Bb
- VT =Volumen total de crudo (refinado más exportado) en el respectivo trimestre, en Bb.
- CT₁ =Es el resultado de sumar el costo del transporte del crudo desde el campo a la planta de refinación, el costo promedio de transporte de productos de la refinería a las plantas de abasto o puerto de exportación; el costo de trasiego y manejo del crudo para refinación, el costo de trasiego y manejo de los derivados y el costo de refinación, en US\$/Bb.
- PX =Precio promedio ponderado efectivo de exportación FOB puerto de embarque, en US\$/Bb.
- CT₂ =Es el resultado de sumar el costo del transporte del crudo desde el campo al puerto de embarque, el costo de trasiego y manejo del crudo de exportación, en US\$/Bb.

El artículo 6º de la Resolución 8-2104 de 1994, establece que las bases para la determinación del precio básico para liquidar las regalías de petróleo crudo y de gas, se determinan anualmente mediante resolución emanada del Ministerio de Minas y Energía, para lo cual según el párrafo del mismo artículo “La Empresa Colombiana

de Petróleos, deberá enviar a la Dirección General de Hidrocarburos dentro de los tres (3) primeros meses del año correspondiente”, la información necesaria para que pueda darse cumplimiento a esta obligación.

Resumiendo lo anterior, la resolución emitida anualmente por el ministerio de minas establece la forma para calcular las variables CT1 y CT2, que comprenden factores de transporte en US\$/Bb-Km y factores de manejo en US\$/Bb, y también suministra los factores de corrección por azufre y API.

3.1.2 Tasa de cambio. Se debe tener en cuenta que en el caso de hidrocarburos, los precios se determinan en dólares de Estados Unidos de América, para la conversión a pesos, se toma como base el promedio aritmético de la tasa de cambio representativa del mercado (TC) del respectivo período de liquidación, de acuerdo con lo establecido en el parágrafo del artículo 19 de la ley 141 de 1994.

La liquidación de regalías hidrocarburos debe realizarse mensualmente, dado que las condiciones para su distribución se basan en los promedios mensual diario de producción de hidrocarburos. Sin embargo en la actualidad se efectúa trimestralmente, por autorización dada en el Decreto 2319 de 1994, por lo tanto la tasa de cambio es equivalente al promedio aritmético del trimestre liquidado.

3.1.3 Producción mensual de hidrocarburos. La producción mensual de petróleo o gas (QOIG) es particular de cada campo, la cual se debe registrar en el ministerio de minas, para que posteriormente la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH) realice la liquidación correspondiente.

3.1.4 Porcentaje de regalías. La fracción de regalía de hidrocarburo (FR) se toma partiendo de dos criterios fundamentales:

- Contratos por los cuales se explotan campos con anterioridad a la ley 756 de 2002. Para estos campos el porcentaje de regalía es 20%.
- Contratos por los cuales se explotan campos sometidos a la ley 756 de 2002. Para estos campos el porcentaje de regalía puede variar entre un 8% y un 25% dependiendo de la producción promedio mensual-diaría y su grado API.

3.1.5 Ejemplo (liquidación de regalías). Para ilustrar mejor como se realiza la liquidación de regalías para un campo, haremos un ejemplo sencillo:

- Producción diaria promedio mensual = 7500Bbd
- Tasa de cambio representativa en el trimestre: 1US\$ = 2300\$
- Precio base para las regalías = 2US\$/Bb

Desarrollo:

$$R_{HC's} = Q_{O/G} \times F_R \times P_R \times TC$$

a. Suponiendo que el campo opera con anterioridad a la ley 756.

- Fracción de regalía = 0,2
- RHC = 7500Bbd * 30d * 0,2 * 2US\$/Bb * 2300\$/US\$
- RHC = 207000000\$

b. Suponiendo que el campo opera con posterioridad a la ley 756.

- Suponiendo crudo liviano.
- Para hallar fracción de regalía utilizo: $X=8 + (Q - 5KBbD)*0.1$
- $X=8 + (7,5KBbD - 5KBbD)*0,1 = 8,25$
- RHC = 7500Bbd * 30 * 0,0825 * 2US\$/Bb * 2300\$/US\$
- RHC = 85387500

De lo anterior podemos concluir que si los campos no producen a volúmenes irracionales no acordes a la realidad, la disminución de las regalías es mayor a un 50% si se aplicara la ley 756.

3.2 DEPARTAMENTOS PRODUCTORES.

En Colombia actualmente se operan alrededor de 211 campos distribuidos entre 17 Departamentos, los cuales son: Casanaré, Arauca, Meta, Huila, Tolima, Antioquia, Santander, Putumayo, Bolívar, Boyaca, Cundinamarca, Norte de Santander, Cesar, Cauca, Nariño, Sucre y La Guajira. Estos campos en el 2005 registraron una producción de 192.057.205 de barriles (ver tabla 13) y 1292.185.996 miles de pies cúbicos de gas (ver tabla 14). Esta producción de Hidrocarburos sumada con la de los años 2003 y 2004, le reportó a estos Departamentos regalías directas por valor de \$3.501.604 millones de pesos (Ver tabla15).

Tabla 13. Producción de Petróleo por Departamento. Cifras en Barriles (Bb).

| DEPARTAMENTO | 2003 | 2004 | 2005 |
|------------------|------------------|------------------|------------------|
| Casanare | 88960786 | 73663055 | 63404605 |
| Arauca | 34907579 | 34980634 | 33732237 |
| Meta | 21515744 | 26842081 | 34973272 |
| Huila | 19593584 | 18592185 | 18411128 |
| Tolima | 8528068 | 12893222 | 13831791 |
| Antioquia | 6790821 | 8009495 | 8611160 |
| Santander | 6046692 | 6554195 | 6998842 |
| Putumayo | 3719717 | 3604754 | 4010958 |
| Bolívar | 1919087 | 3028754 | 3377124 |
| Boyaca | 1824022 | 1774144 | 1954276 |
| Cundinamarca | 1623075 | 1048572 | 829539 |
| Nte de Santander | 1092281 | 1030827 | 932584 |
| Cesar | 472528 | 467298 | 489759 |
| Cauca | 314532 | 482952 | 457671 |
| Nariño | 60082 | 57169 | 42217 |
| Sucre | 65 | 32 | 42 |
| Guajira | 0 | 0 | 0 |
| Total | 197368663 | 193029369 | 192057205 |

Fuente: Los autores basados en cifras del Ministerio de minas.

El mayor productor de petróleo del país es Casanare con un 33% aproximado de la producción total, Santander es el séptimo Departamento productor de petróleo en orden descendente con 3,6% aproximado del total de la producción. En materia de gas Casanare es el mayor productor en Colombia con 81% aproximado del total de la producción nacional, pero en un contexto comercial La Guajira es el mayor productor, esto debido a que el gas producido por los campos del piedemonte llanero es reinyectado en un 90% aproximadamente.

Santander es el tercer Departamento productor de Gas en orden descendente con 1,6% aproximado del total de la producción. En materia de regalías Casanare es el que mayor beneficio tiene con un 37,10% del total de regalías directas recibidas por los Departamentos, en el periodo del 2003 al 2005. Santander ocupa el quinto lugar en orden descendente con 5,26 % del total de las regalías ya mencionadas.

Tabla 14. Producción de Gas por Departamentos. Cifras en miles de pies cúbicos (Kpc).

| DEPARTAMENTO | 2003 | 2004 | 2005 |
|---------------------|-------------------|-------------------|-------------------|
| Casanare | 1053272115 | 1094310998 | 1058399135 |
| Guajira | 172469564 | 179189535 | 173309095 |
| Santander | 20705285 | 21512030 | 20806072 |
| Huila | 10843292 | 11265782 | 10896074 |
| Tolima | 6236239 | 6479223 | 6266595 |
| Meta | 6077449 | 6314246 | 6107032 |
| Putumayo | 4370696 | 4540992 | 4391971 |
| Cundinamarca | 3374249 | 3505721 | 3390674 |
| Sucre | 2469638 | 2565863 | 2481659 |
| Bolívar | 1883563 | 1956953 | 1892732 |
| Nte de Santander | 1545119 | 1605322 | 1552640 |
| Antioquia | 1465330 | 1522424 | 1472463 |
| Boyaca | 444506 | 461825 | 446670 |
| Cesar | 423777 | 440289 | 425840 |
| Nariño | 274061 | 284739 | 275395 |
| Arauca | 66933 | 69541 | 67259 |
| Cauca | 4667 | 4849 | 4690 |
| Total | 1285926483 | 1336030331 | 1292185996 |

Fuente: Los autores basados en cifras del Ministerio de minas.

Tabla 15. Regalías departamentos productores. (Cifras en millones de pesos).

| DEPARTAMENTO | 2003 | 2004 | 2005 | TOTAL | PORCENTAJE |
|---------------|---------------|-----------------|-----------------|-----------------|------------|
| ANTIOQUIA | \$ 27.298,36 | \$ 31.118,40 | \$ 33.584 | \$ 92.000,77 | 2,63% |
| ARAUCA | \$ 172.248,42 | \$ 218.990,76 | \$ 233.818 | \$ 625.057,02 | 17,85% |
| BOLIVAR | \$ 8.409,04 | \$ 17.175,84 | \$ 20.087 | \$ 45.671,95 | 1,30% |
| BOYACA | \$ 20.692,42 | \$ 35.942,15 | \$ 43.634 | \$ 100.268,43 | 2,86% |
| CASANARE | \$ 383.364,01 | \$ 449.042,72 | \$ 466.749 | \$ 1.299.155,45 | 37,10% |
| CAUCA | \$ 1.726,17 | \$ 3.302,51 | \$ 4.602 | \$ 9.631,08 | 0,28% |
| CESAR | \$ 2.910,36 | \$ 3.503,74 | \$ 4.050 | \$ 10.464,38 | 0,30% |
| CUNDINAMARCA | \$ 9.098,96 | \$ 7.495,56 | \$ 6.520 | \$ 23.114,36 | 0,66% |
| GUAJIRA | \$ 63.313,50 | \$ 56.103,13 | \$ 61.935 | \$ 181.352,02 | 5,18% |
| HUILA | \$ 93.213,23 | \$ 114.627,51 | \$ 123.533 | \$ 331.373,84 | 9,46% |
| META | \$ 101.847,33 | \$ 131.323,05 | \$ 155.812 | \$ 388.982,44 | 11,11% |
| NARIÑO | \$ 295,13 | \$ 358,52 | \$ 300 | \$ 953,19 | 0,03% |
| NTE SANTANDER | \$ 6.187,82 | \$ 7.159,02 | \$ 6.989 | \$ 20.335,61 | 0,58% |
| PUTUMAYO | \$ 15.715,21 | \$ 19.013,13 | \$ 20.906 | \$ 55.634,71 | 1,59% |
| SANTANDER | \$ 48.655,62 | \$ 62.427,81 | \$ 73.139 | \$ 184.222,05 | 5,26% |
| SUCRE | \$ 982,48 | \$ 663,88 | \$ 631 | \$ 2.277,24 | 0,07% |
| TOLIMA | \$ 30.191,41 | \$ 47.506,51 | \$ 53.412 | \$ 131.109,60 | 3,74% |
| TOTAL | \$ 986.149,45 | \$ 1.205.754,23 | \$ 1.309.700,43 | \$ 3.501.604,11 | 100,00% |

Fuente: Los autores basados en cifras del Ministerio de minas.

Santander en los últimos tres años ha recibido un total de \$184.222,05 millones de pesos producto de regalías directas, el cual corresponde a un 5% del total recibido por los otros Departamentos productores, ver tabla 15, donde Casanare y Arauca reciben entre los dos cerca del 55% del total, esto gracias a los yacimientos del piedemonte llanero y caño limón respectivamente.

Es importante resaltar que Santander ha aumentado sus ingresos por regalías comparando los años 2003 y 2005, esto debido a los incrementos del precio del crudo y al incremento de su producción, se aclara esto porque la mayoría de los campos en Santander no se le han añadido reservas, y aunque las regalías hayan aumentado la panorámica para el departamento es negativa.

3.3 MUNICIPIOS PRODUCTORES EN SANTANDER.

Como se mostró en el capítulo anterior las regalías generadas por los campos en el caso Santander, son distribuidas a los entes territoriales donde se realiza la explotación, al Fondo Nacional de Regalías y al fondo de puertos, con criterios establecidos en la ley 756 que ya fueron expuestos. Santander es Departamento productor, gracias a los municipios donde se realiza la explotación de Hidrocarburos, estos municipios son los siguientes:

- Barrancabermeja.
- Sabana de Torres.
- Puerto Wilches.
- Simacota.
- Cimitarra.
- El carmen.
- Rionegro.
- San Vicente del Chucuri.

Pero en realidad son los municipios de Barrancabermeja, Sabana de Torres, San Vicente y Puerto Wilches los que se llevan el 95% del total de regalías. Ver tabla 16.

Tabla 16. Regalías municipios productores Dpto. De Santander. (Cifras en millones de pesos).

| MUNICIPIO | 2003 | 2004 | 2005 | TOTAL | PORCENTAJE |
|--------------|--------------|--------------|--------------|---------------|------------|
| B/BERMEJA | \$ 11.009,01 | \$ 15.397,70 | \$ 18.118,29 | \$ 44.525,00 | 39,48% |
| SAN VICENTE | \$ 4.178,35 | \$ 4.866,66 | \$ 5.414,72 | \$ 14.459,73 | 12,82% |
| SIMACOTA | \$ 64,34 | \$ 68,70 | \$ 93,92 | \$ 226,96 | 0,20% |
| PTO. WILCHES | \$ 2.825,60 | \$ 4.466,50 | \$ 5.410,27 | \$ 12.702,37 | 11,26% |
| EL CARMEN | \$ 11,88 | \$ 11,67 | \$ 113,95 | \$ 137,50 | 0,12% |
| SABANA | \$ 9.953,31 | \$ 11.861,44 | \$ 13.594,50 | \$ 35.409,25 | 31,40% |
| RIONEGRO | \$ 760,19 | \$ 994,25 | \$ 1.130,48 | \$ 2.884,92 | 2,56% |
| CIMITARRA | \$ 1.038,19 | \$ 574,31 | \$ 814,57 | \$ 2.427,07 | 2,15% |
| TOTAL | \$ 29.840,86 | \$ 38.241,23 | \$ 44.690,71 | \$ 112.772,80 | 100,00% |

Fuente: Los autores basados en cifras del Ministerio de minas.

De la tabla 16 se nota que los municipios de Santander recibieron un total de \$112.772 millones de pesos.

Estas regalías se generan a partir de los campos existentes en el Departamento, los cuales específicamente pertenecen a la cuenca del valle medio del Magdalena, definir exactamente los campos en el territorio Santandereano y sus municipios es complicado ya que los límites políticos no coinciden con los límites geológicos, en resumen pueden existir campos que comparten fronteras.

La cuenca del valle medio del Magdalena se distribuye alrededor de Cesar, Bolívar, Santander, Antioquia y Cundinamarca. En esta cuenca se operan alrededor de 50 campos, por varias compañías petroleras como: ECOPETROL, PETROSANTANDER, OMIMEX, HARKEN, entre otras, con una producción alrededor de los 68.000 Kpcd (miles de pies cúbicos de gas por día) y 54.000 Bbd (barriles de petróleo por día). Pero en tierra Santandereana las más importantes compañías son ECOPETROL y PETROSANTANDER, las cuales alcanzan una producción de alrededor de 22.000 Bbd y 3500 Bbd respectivamente, siendo la Cira y la Salina sus campos con mayor producción respectivamente.

Los campos en Santander son 29 distribuidos en 8 municipios siendo Sabana de Torres y Barrancabermeja los que mas albergan, 8 y 7 respectivamente, ver tabla 17.

Tabla 17. Distribución de los campos en los municipios de Santander.

| MUNICIPIO | CAMPO | °API | PRODUCCION EN BbD | | | |
|-------------------------|---------------------|-------|-------------------|------|------|------|
| | | | 2002 | 2003 | 2004 | 2005 |
| BARRANCABERMEJA | Galán-San Silvestre | 20,60 | 399 | 391 | 579 | 591 |
| | Gala | 20,90 | 681 | 681 | 1210 | 1680 |
| | Infantas | 27,80 | 1159 | 1153 | 1117 | 1075 |
| | La Cira | 23,40 | 4689 | 4178 | 4301 | 4288 |
| | Lisama | 30,90 | 1912 | 1651 | 1540 | 1637 |
| | Llanito | 21,20 | 1366 | 1329 | 1584 | 1990 |
| SABANA DE TORRES | Payoa | 27,70 | 907 | 830 | 902 | 872 |
| | La Salina | 29,10 | 2226 | 1953 | 2233 | 2453 |
| | Corazón-Monas | 26,90 | 60 | 61 | 60 | 53 |
| | Aguas Claras | 21,40 | 23 | 10 | 8 | 4 |
| | Liebre | 31,57 | 89 | 115 | 125 | 127 |
| | Suerte- Sabana | 20,60 | 480 | 400 | 458 | 545 |
| | Santos | 21,10 | 1526 | 1475 | 1497 | 1585 |
| | Cristalina | 29,00 | 175 | 173 | 173 | 164 |
| SAN VICENTE | Colorado | 35,80 | 32 | 21 | 17 | 17 |
| | Nutria | 28,90 | 430 | 432 | 493 | 539 |
| | Peroles | 33,80 | 36 | 76 | 68 | 55 |
| | Tesoro | 34,30 | 429 | 390 | 428 | 367 |
| PUERTO WILCHES | Garzas | 31,00 | 88 | 86 | 75 | 58 |
| | Sogamoso | 29,00 | 13 | 12 | 11 | 11 |
| | Yariguí | 19,60 | 4051 | 4347 | 6722 | 7747 |
| CIMITARRA | Bajo Rio | 23,00 | 16 | 12 | 20 | 4 |
| | Peñas Blancas | 21,00 | 126 | 35 | 27 | 22 |
| | San Roque | 26,60 | 108 | 99 | 98 | 110 |
| | Conde | 12,20 | 278 | 268 | 248 | 223 |
| RIONEGRO | Bonanza | 20,90 | 576 | 554 | 580 | 611 |
| EL CARMEN | San Luis | 36,00 | 57 | 81 | 75 | 72 |
| SIMACOTA | Aguas Blancas | 35,00 | 27 | 47 | 40 | 50 |

Fuente: Los autores basados en cifras del Ministerio de Minas y ACIPET.

3.4 MUNICIPIOS PUERTOS EN SANTANDER.

Como en el caso del FNR, los municipios también destinan recursos por regalías al fondo de puertos, donde posteriormente estos recursos se giran a los municipios puertos, en este caso entran los municipios de Barrancabermeja y Puerto Wilches, esto esta estipulado en el parágrafo del artículo 10 de la ley 756 de 2002 que se menciona en el capítulo anterior.

En la tabla 18 se observa que Santander destino en los últimos tres años un total de \$28.439 millones de pesos al fondo de puertos, este porcentaje siempre va a ser el 8% del total.

Y del fondo de puertos, los municipios de Barrancabermeja y Puerto Wilches recibieron un total de \$9.483 millones de pesos en los últimos tres años por municipios puerto, como muestra la tabla 19.

Tabla 18. Regalías destinados por el Dpto a municipios puertos. (Cifras en millones de pesos).

| DEPARTAMENTO | 2003 | 2004 | 2005 | TOTAL |
|--------------|-------------|-------------|--------------|--------------|
| SANTANDER | \$ 7.502,02 | \$ 9.633,06 | \$ 11.304,08 | \$ 28.439,16 |

Fuente: Los autores basados en cifras del Ministerio de minas.

Tabla 19. Regalías municipios puertos Dpto. de Santander. (Cifras en millones de pesos).

| MUNICIPIO | 2003 | 2004 | 2005 | TOTAL |
|--------------|-------------|-------------|-------------|-------------|
| B/BERMEJA | \$ 2.230,08 | \$ 3.363,07 | \$ 2.884,72 | \$ 8.477,87 |
| PTO. WILCHES | \$ 290,88 | \$ 338,66 | \$ 376,27 | \$ 1.005,81 |

Fuente: Los autores basados en cifras del Ministerio de minas.

3.5 REGALIAS DESTINADAS POR EL DEPARTAMENTO AL FONDO NACIONAL DE REGALIAS.

En si los municipios de Santander son los que le destinan recursos al FNR al hacer la correspondiente distribución de sus regalías, este valor oscila entre el 10% y 15% del total de las regalías en el Departamento, este porcentaje no se puede tomar constante debido a que Barrancabermeja y Sabana de Torres producen mas de 10.000 barriles de petróleo diario, en tal caso donde estos produjeran menos de 10.000BbD el porcentaje seria del 8%. La tabla 20 muestra este valor.

Tabla 20. Regalías destinados por el Dpto al fondo nacional de regalías. (Cifras en millones de pesos).

| DEPARTAMENTO | 2003 | 2004 | 2005 | TOTAL |
|--------------|-------------|--------------|--------------|--------------|
| SANTANDER | \$ 7.476,71 | \$ 10.111,13 | \$ 12.167,58 | \$ 29.755,42 |

Fuente: Los autores basados en cifras del Ministerio de minas.

Como se ve en la tabla 20 Santander le Giro recursos al FNR en los últimos 3 años por un monto de \$29.755 millones de pesos.

En total los campos de Santander generaron regalías tanto para los municipios, el Dpto., el FNR y a los puertos, entre 2003, 2004 y 2005, un monto por \$355.189 millones de pesos.

4. ANÁLISIS DE LAS REGALÍAS EN SANTANDER.

Para dimensionar el monto económico recibido por regalías en los años 2003, 2004 y 2005 por el Departamento de Santander, es necesario ubicarlo en la panorámica nacional. Como se menciona en el capítulo anterior, Santander es uno de los 17 Departamentos productores de Hidrocarburos, entendiendo como Departamento productor aquel donde en su territorio se realiza la actividad de explotación de Hidrocarburos.

4.1 PANORÁMICA DE SANTANDER FRENTE A LOS DEMÁS DEPARTAMENTOS PRODUCTORES.

Cuando se compara un Departamento estadísticamente con los demás Departamentos en términos socio-económicos, es indispensable tener en cuenta el aspecto demográfico, ya que no es lo mismo que una familia compuesta por 5 miembros devengue igual que una familia compuesta por 20 miembros. De manera similar ocurre con las regalías en Colombia, un pequeño porcentaje de la población es la que se beneficia con este ingreso, cabe recordar que en este capítulo solo se tratará las regalías directas.

4.1.1 Ingresos por regalías directas en los Departamentos productores.

Los Departamentos productores recibieron por concepto de regalías directas, entre los años 2003 y 2005 un total de 3,5 billones de pesos, donde Santander ocupa el quinto lugar detrás de Casanare, Arauca, Meta y Huila, recibiendo un total de 0,18 billones de pesos, que en porcentaje equivale a un 5,26% del total. Cabe resaltar que Casanare y Arauca reciben entre los dos 54,95% del total de las regalías, y estos dos Departamentos junto con Meta; Huila, Santander y La Guajira recibieron el 85,96% del total de las regalías (ver tabla 21). Por esta razón en este

capítulo se discriminan los 6 principales Departamentos productores de los otros 11 Departamentos productores (Tolima, Boyacá, Antioquia, Putumayo, Bolívar, Cundinamarca, Norte de Santander, Cauca, Cesar, Sucre y Nariño), refiriéndose a estos como Resto de Deptos.

**Tabla 21. Regalías asignadas a los Departamentos productores. (2003-2005).
Cifras en millones de pesos.**

| DEPARTAMENTO | 2003 | 2004 | 2005 | TOTAL | PORCENTAJE |
|---------------------|------------|--------------|--------------|--------------|------------|
| ARAUCA | \$ 172.248 | \$ 218.991 | \$ 233.818 | \$ 625.057 | 17,85% |
| CASANARE | \$ 383.364 | \$ 449.043 | \$ 466.749 | \$ 1.299.156 | 37,10% |
| GUAJIRA | \$ 63.313 | \$ 56.103 | \$ 61.935 | \$ 181.351 | 5,18% |
| HUILA | \$ 93.213 | \$ 114.628 | \$ 123.533 | \$ 331.374 | 9,46% |
| META | \$ 101.847 | \$ 131.323 | \$ 155.812 | \$ 388.982 | 11,11% |
| SANTANDER | \$ 48.656 | \$ 62.428 | \$ 73.139 | \$ 184.223 | 5,26% |
| RESTO DPTOS. | \$ 123.507 | \$ 173.239 | \$ 194.715 | \$ 491.461 | 14,04% |
| TOTAL | \$ 986.149 | \$ 1.205.754 | \$ 1.309.700 | \$ 3.501.603 | 100,00% |

Fuente: Los autores basado en cifras del Ministerio de minas.

Como se muestra en la tabla 21 los ingresos por regalías recibidas por los principales Departamentos productores tienen un valor considerado, si se compara con el porcentaje que dichas tienen en los costos de inversión de cada ente territorial, por ejemplo en el caso de Santander el programa de inversión para el 2005 fue de 133.715 millones de pesos de los cuales 62.458 millones se obtienen de los ingresos por regalías²⁶, en pocas palabras el 46% del presupuesto de inversión se obtiene de regalías.

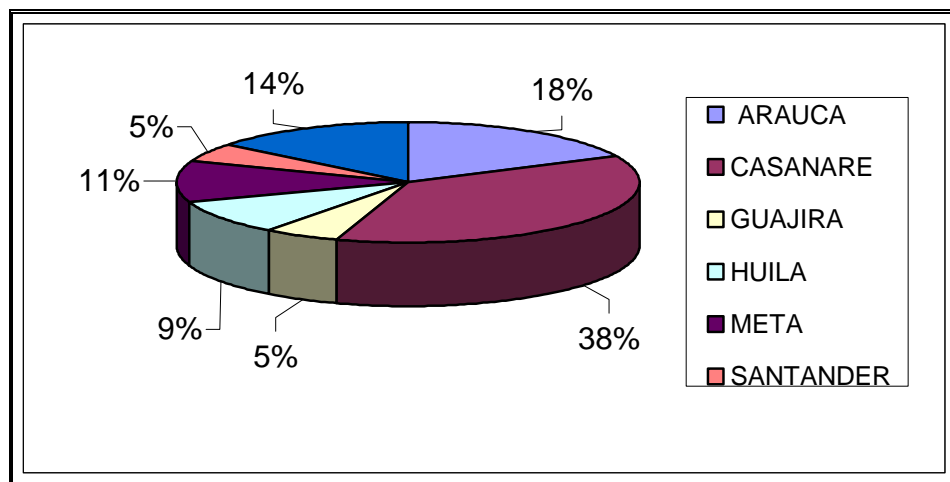
El presupuesto de regalías que manejan los entes no coincide con el suministrado por el Ministerio de Minas, ya que los entes obtienen este dato de proyecciones al inicio del año lo que denominan liquidación provisional. Si por circunstancias ajenas

²⁶ Programa de inversión vigencia 2005. Gobernación de Santander.

el ente recibe menos de lo presupuestado en el siguiente periodo, la corrección se hace con la respectiva devolución, y en caso contrario el ente en el siguiente periodo puede, hacer uso de este recurso adicional.

4.1.2 Población beneficiada por las regalías en Colombia. En este capítulo se toma en cuenta la población del resto de Dptos como una sola, ya que en estos Departamentos sus economías no se centralizan en el petróleo. Y como se mencionó en el capítulo anterior son solo 6 Departamentos los que se reparten la mayoría de la torta. (Ver figura 4).

Figura 4. Distribución porcentual de las regalías directas a Departamentos productores.



Fuente: Los autores basado en cifras del Ministerio de minas.

De los Departamentos el que mayor porcentaje demográfico tiene es Santander, con una población que alcanza los 2.086.649²⁷ habitantes, el cual equivale al 4,53% del total de la población en Colombia, que oscila alrededor de los 46.045.109 habitantes, entre los 6 principales Departamentos productores, su población alcanza el 10,84% del total, lo que equivale a 4.989.091 habitantes.

²⁷ Estadísticas población Colombia. www.dane.gov.co

Los 2 Departamentos que más reciben regalías Casanare y Arauca, ocupan demográficamente, en orden descendente el puesto 8 y 7 respectivamente entre los Departamentos de Colombia, en cifras quiere decir que el 54,9% de las regalías directas destinadas a los Departamentos productores se reparten entre el 1,32% de la población total.

En la tabla 22 se muestra la población de los Departamentos productores frente a la población total de Colombia.

Analizando la tabla 22, se deduce que en las zonas de mayor producción de Hidrocarburos habita relativamente poca gente, de esto se podría deducir que la calidad de vida en estas zonas es cómoda ya que los ingresos que deja la industria son elevados, pero la realidad es otra. En el caso de Casanare y Arauca, sucede algo particular, reciben mucho dinero no solo de regalías, y las condiciones de vida son precarias.

Casanare el principal receptor de regalías, tiene una población de 325.389 habitantes correspondiente al 0,71%, Arauca segundo receptor de regalías, tiene una población de 281.435 habitantes, correspondiente al 0,61% de la población, el Departamento del Meta, zona próspera de Colombia, es el tercer mayor receptor de regalías, y su población alcanza los 772.853 habitantes correspondiente al 1,68% del total, Huila que es el cuarto receptor de regalías tiene una población de 996.617 habitantes correspondiente al 2,16% y La Guajira que es el sexto receptor de regalías tiene una población de 526.148 habitantes correspondiente al 1,14% del total.

Tabla 22. Población por Departamentos. (Año 2005).

| DEPARTAMENTO | POBLACIÓN | PORCENTAJE |
|-----------------------------|------------------|-------------------|
| <i>ARAUCA</i> | 281.435 | 0,61% |
| <i>CASANARE</i> | 325.389 | 0,71% |
| <i>GUAJIRA</i> | 526.148 | 1,14% |
| <i>HUILA</i> | 996.617 | 2,16% |
| <i>META</i> | 772.853 | 1,68% |
| <i>SANTANDER</i> | 2.086.649 | 4,53% |
| <i>RESTO DPTOS.</i> | 20.002.169 | 43,44% |
| <i>DPTOS NO PROD</i> | 21.053.849 | 45,72% |
| <i>TOTAL</i> | 46.045.109 | 100,00% |

Fuente: Proyecciones DANE.

4.1.3 Regalías per cápita en Colombia, y sus principales Departamentos productores. Las regalías tienen como fin mejorar la calidad de vida de la población beneficiada, si estas se analizan por persona, se llega a dimensionar en términos cuantitativos su alcance.

En las regalías no se tienen en cuenta las recibidas por los municipios productores, ni las destinadas al Fondo Nacional de Regalías y a Puertos, ya que estas son específicas a Municipios.

El per cápita-regalías se hace dividiendo las regalías directas recibidas por Departamentos productores sobre el total de la población correspondiente. En este estudio el valor de las regalías es el monto recibido en el año 2005, y la población es la correspondiente al año 2005. Ver tabla 23.

Tabla 23. Regalías per cápita anual Departamentos productores.

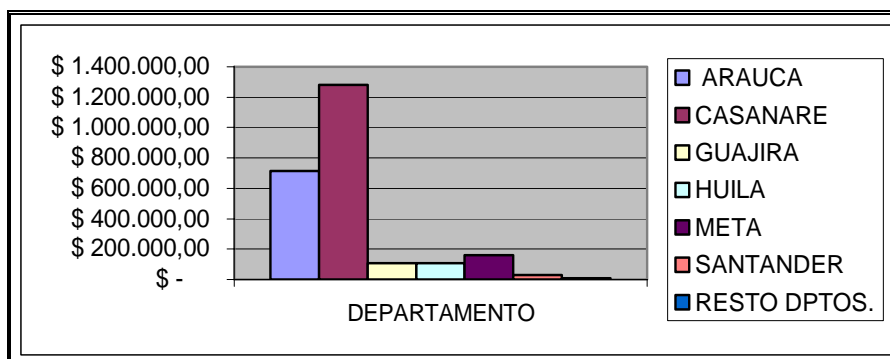
| DEPARTAMENTO | REGALÍAS EN MILONES DE PESOS | POBLACIÓN | PERCAPITA REGALIA |
|---------------------|------------------------------|------------|-------------------|
| ARAUCA | \$ 233.818 | 281.435 | \$ 830.806 |
| CASANARE | \$ 466.749 | 325.389 | \$ 1.434.433 |
| GUAJIRA | \$ 61.935 | 526.148 | \$ 117.715 |
| HUILA | \$ 123.533 | 996.617 | \$ 123.952 |
| META | \$ 155.812 | 772.853 | \$ 201.606 |
| SANTANDER | \$ 73.139 | 2.086.649 | \$ 35.051 |
| RESTO DPTOS. | \$ 194.715 | 20.002.169 | \$ 9.735 |

Fuente: Los autores basados en cifras del DANE y MinMinas.

La tabla 23 muestra que el Departamento del Casanare tiene un per cápita muy alto, si se divide por 12 meses y se multiplica por 5, que corresponde al promedio de miembros de un núcleo familiar se obtiene, que una familia promedio en el Departamento de Casanare, si las regalías se repartieran directamente en la población, recibiría un total de alrededor de \$ 598.000 pesos, cifra superior a un salario mínimo. En Arauca este valor sería de alrededor de \$ 346.000 pesos. En nuestro Departamento se nota que este valor es mínimo alrededor de \$ 15.000 pesos. En la figura 5 se visualiza mejor la tabla 23.

Para analizar la regalía per cápita en Colombia se toma el valor total de las regalías generadas en el país en el 2005 (Departamentos, Municipios, Puertos y FNR), este valor se divide por la población total de Colombia proyectada en el 2005. Ver tabla 24.

Figura 5. Per cápita regalías Departamentos productores.



Fuente: Los autores.

Tabla 24. Regalía per cápita anual en Colombia (2005).

| REGALIAS EN MILLONES DE PESOS | POBLACION | REGALIA PER-CAPITA |
|-------------------------------|------------|--------------------|
| \$ 2.683.006 | 46.045.109 | \$ 58.269 |

Fuente: Los autores.

En el año 2005 en Colombia se liquidaron alrededor de \$2,68 billones de pesos en regalías, siendo su distribución por población alrededor de \$58.000 pesos anuales o 4800 mensuales, si lo multiplicamos por 5 obtenemos \$24.200 pesos aproximados por familia, sería un buen subsidio en estratos 1 y 2.

Analizar en detalle estos datos, implicaría estudiar las condiciones de vida de los entes territoriales, principalmente a las que se refieren en las coberturas mínimas, que se establecen en el artículo 20 del decreto 1747 de 1995. Por lo cual los autores dejan explícito estos datos sin entrar en detalle, ya que se sale del campo de estudio.

4.2 EFECTOS ECONÓMICOS DE LAS REGALÍAS DIRECTAS EN SANTANDER Y SUS PRINCIPALES MUNICIPIOS PRODUCTORES.

Son 8 los municipios productores en Santander, pero son Barrancabermeja, Sabana de Torres y San Vicente del Chucuri los que mayor participación tienen en las regalías y en donde sus ingresos se centran principalmente en regalías petroleras, por lo cual no se entra en detalle con los otros municipios restantes.

4.2.1 Ingresos por regalías directas en los Municipios productores de Santander. Los municipios productores en Santander, recibieron por concepto de regalías directas entre los años 2003 y 2005, \$112.772,80 millones de pesos, como lo muestra la tabla 25. Barrancabermeja es el mayor receptor de regalías directas en Santander con un total de \$ 44.525 millones de pesos entre el mismo periodo, lo que indica que el puerto petrolero tiene un 39,48% de la participación de las regalías, a este le sigue el municipio de Sabana de torres con un total de \$ 35.409,25 millones de pesos, lo que equivale al 31,40%, esto indica que Sabana y Barranca son receptores de mas del 70% de las regalías directas destinadas a Municipios, pero a nivel nacional ocupan el puesto 12 y 14 respectivamente, donde el municipio de Aguazul, en el Departamento de Casanare es el mayor municipio receptor de regalías con un monto total de \$182.566 millones de pesos.

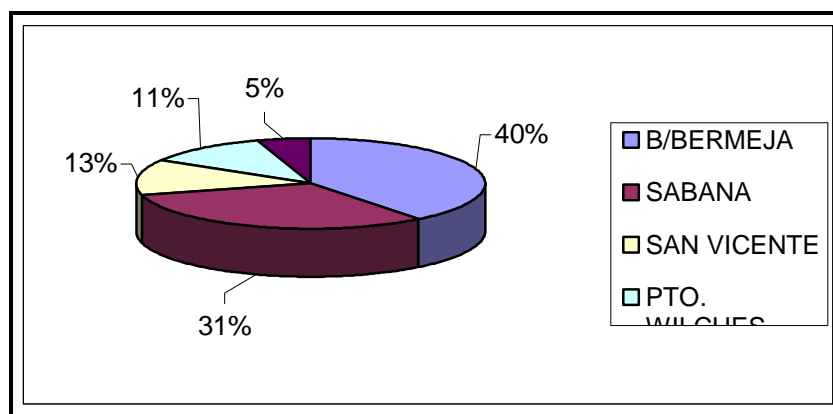
Tabla 25. Regalías municipios productores Depto. de Santander. (Cifras en millones de pesos).

| MUNICIPIO | 2003 | 2004 | 2005 | TOTAL | PORCENTAJE |
|---------------------|--------------|--------------|--------------|---------------|------------|
| B/BERMEJA | \$ 11.009,01 | \$ 15.397,70 | \$ 18.118,29 | \$ 44.525,00 | 39,48% |
| SABANA | \$ 9.953,31 | \$ 11.861,44 | \$ 13.594,50 | \$ 35.409,25 | 31,40% |
| SAN VICENTE | \$ 4.178,35 | \$ 4.866,66 | \$ 5.414,72 | \$ 14.459,73 | 12,82% |
| PTO. WILCHES | \$ 2.825,60 | \$ 4.466,50 | \$ 5.410,27 | \$ 12.702,37 | 11,26% |
| OTROS | \$ 1.874,59 | \$ 1.648,93 | \$ 2.152,93 | \$ 5.676,45 | 5,03% |
| TOTAL | \$ 29.840,86 | \$ 38.241,23 | \$ 44.690,71 | \$ 112.772,80 | 100,00% |

Fuente: Los autores basado en cifras del Ministerio de minas.

Después de Sabana y Barranca en el Departamento le sigue el municipio de San Vicente que entre los años 2003 y 2005 recibió un total de \$ 14.459,73 millones de pesos, lo que equivale al 12,82% del total, a este le sigue el Municipio de Puerto Wilches con un total de \$ 12.702,37 millones de pesos que corresponden al 11,26% del total. El 5,03% restante se reparte entre los municipios de Simacota, El Carmen, Rionegro y Cimitarra. Esta repartición porcentual se detalla mejor en la figura 6.

Figura 6. Distribución porcentual de las regalías directas a Municipios productores.



Fuente: Los autores basado en cifras del Ministerio de minas.

4.2.2 Población beneficiada por las regalías en los Municipios productores.

En el caso Santander ocurre algo similar que a nivel nacional, el total de las regalías directas destinadas a municipios productores, se reparte entre el 19% de la población, lo que equivale a 396.000 personas de 2.086.649 aproximadamente, estas cifras arrojan un dato interesante, el mayor generador de industria en el Departamento no esta acompañado de un alto índice demográfico.

Barrancabermeja es el municipio receptor con mayor población 208.500 habitantes, seguido de Puerto Wilches con 32.283 habitantes, San Vicente con 28.285

Habitantes y Sabana de Torres con 20.961 habitantes. Los municipios restantes albergan entre los cuatro 108.181 habitantes. Ver tabla 26.

Tabla 26. Población Municipios Productores Depto. Santander.

| MUNICIPIO | POBLACIÓN | PORCENTAJE |
|---------------------|-----------|------------|
| B/BERMEJA | 208.501 | 9,99% |
| SABANA | 20.961 | 1,00% |
| SAN VICENTE | 28.265 | 1,35% |
| PTO. WILCHES | 32.283 | 1,55% |
| OTROS | 106.181 | 5,09% |
| TOTAL | 2.086.649 | 18,99% |

Fuente: Proyecciones DANE.

4.2.3 Regalías per cápita en Santander y sus principales Municipios productores. Las regalías per cápita para mayor entendimiento del lector, se deducen tomando el valor de las regalías directas a municipios en el año 2005, luego este valor se divide por el número de habitantes de cada ente territorial en el año 2005, se resalta que en las regalías no se incluyen las destinadas a puertos.

En Santander por el solo hecho de tener cerca del 5% del total de la población, las regalías per cápita no son significantes, pero intradepartamentalmente ocurre algo similar que en Colombia. El municipio de Sabana de Torres tiene un per cápita muy alto cerca de \$649.000 pesos anuales por persona, lo que en términos económicos alcanza una cifra muy alta, ya que es más de un salario mínimo mensual, para comprender esta cifra mejor, es como si a toda la población se le girara mensualmente \$54.000 pesos, en estos días \$54.000 equivalen al costo de 54 almuerzos escolares, a un subsidio de transporte, etc. Por esto en este trabajo se deja explícito la necesidad de investigar a fondo al calidad de vida en el municipio de Sabana ya que su presupuesto de regalías es muy alto para la mínima población que se tiene. Ver tabla 27.

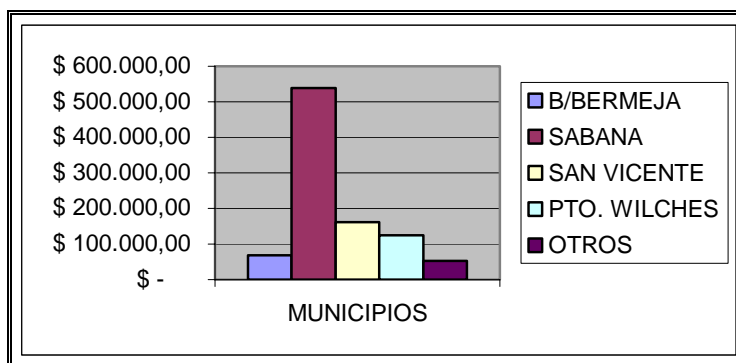
Tabla 27. Regalía per cápita anual Municipios Productores Santander.

| MUNICIPIO | REGALIAS 2005 | POBLACIÓN | PERCAPITA REGALIA |
|---------------------|-------------------|-----------|-------------------|
| B/BERMEJA | \$ 18.118.289.769 | 208.501 | \$ 86.897 |
| SABANA | \$ 13.594.504.470 | 20.961 | \$ 648.561 |
| SAN VICENTE | \$ 5.414.717.119 | 28.265 | \$ 191.569 |
| PTO. WILCHES | \$ 5.410.270.337 | 32.283 | \$ 167.588 |
| OTROS | \$ 2.152.926.494 | 106.181 | \$ 20.276 |

Fuente: Los autores basados en cifras del DANE y MinMinas.

En Barrancabermeja por ser este el tercer municipio de Santander con mayor población, las regalías per cápita son bajas comparadas con Sabana de Torres, pero de todos modos están alrededor de \$87.000 pesos anuales, pero en cambio en San Vicente y Puerto Wilches, su valor si es considerable \$191.500 y \$167.500 pesos. En la figura 7 se muestran didácticamente estos valores.

Figura 7. Per cápita regalías Municipios productores.



Fuente: Los autores.

4.2.4 Importancia de las regalías por hidrocarburos dentro de los ingresos en el departamento de Santander y sus municipios. Después de haber examinado el comportamiento de las regalías directas por hidrocarburos en el departamento y sus municipios beneficiarios, conviene con miras a tener una idea más precisa, analizar la importancia de estos recursos para las finanzas territoriales

Debido a la destinación específica que tienen los recursos por regalías, pues en su totalidad se deben utilizar en la financiación de proyectos de inversión prioritaria, se ha decidido hacer el análisis sobre participación de las regalías dentro de los gastos de inversión efectuados en las entidades territoriales beneficiaria de regalías en Santander, para determinar la verdadera relevancia que tienen estos recursos para el desarrollo económico y social del departamento.

La tabla 28 muestra los montos de inversión total efectuados durante el año 2003 en las entidades territoriales de Santander beneficiarias de regalías, incluido el departamento, aquí se tienen en cuenta todas las fuentes de financiación existentes en cada entidad (Sistema General de Participaciones, otros tipos de aportes o transferencias nacionales, recursos propios, recursos de crédito y las mismas regalías directas) y su relación con los recursos de regalías directas asignados a cada entidad durante la misma vigencia.

Las regalías directas giradas en el año 2003 contribuyeron a financiar el 40,5% de los gastos de inversión efectuados por las entidades territoriales de Santander que se benefician de ellas. El municipio de Sabana de Torres es donde mayor peso tienen las regalías dentro de la inversión total (77.6%), es decir más de las tres cuartas partes (3/4) de la inversión total de este municipio se financia con recursos de regalías. Le sigue en orden de importancia el municipio de San Vicente del Chucurí, donde más de la mitad (52,7%) de los gastos de inversión se efectúan con ingresos de regalías.

Tabla28. Participación de los Ingresos por regalías petroleras dentro de los Gastos de Inversión 2003. Cifras en millones de pesos.

| Municipio | Total de gastos de inversión 2003 | Regalías asignadas 2003 | Porcentaje |
|-------------------------|-----------------------------------|-------------------------|------------|
| Santander (Dpto) | 99.355 | 48.656 | 49,00% |
| Barrancabermeja | 61.920 | 15.469 | 25,00% |
| Sabana de Torres | 12.782 | 9.923 | 77,60% |
| San Vicente | 7.923 | 4.178 | 52,70% |
| Puerto Wilches | 7.490 | 3.116 | 41,60% |
| Cimitarra | 5.449 | 1.036 | 19,00% |
| Rionegro | 5.902 | 760 | 12,90% |
| El Carmen | 2.664 | 64 | 2,40% |
| Simacota | 2.147 | 12 | 0,60% |
| TOTAL | 205.632 | 83.216 | 40,50% |

Fuente: Los Autores con base en cifras del Min-Minas y Energía y el DNP.

Para el departamento, la contribución de las regalías a la inversión total fue muy significativa durante el período analizado, del 49%. En Barrancabermeja pese a ser el municipio que mayor cantidad de regalías recibe, éstas sólo contribuyen en el 25% de los gastos de inversión, sin embargo, esto se debe a que este municipio se beneficia significativamente de otro tipo de rentas, también asociadas a la industria petrolera, como los impuestos de industria y comercio, y predial unificado.

Al analizar de forma general los resultados obtenidos en la tabla 28, se puede inferir que los recursos de regalías representan en la actualidad la más importante fuente de financiación para la inversión efectuada por el conjunto de las entidades territoriales de Santander que se benefician de ellas, por ejemplo para el departamento de cada cien pesos que se destinan a inversión, 49 de ellos provienen de recursos de regalías, para el municipio de Sabana de Torres la relación es 100-78, para San Vicente 100-53, Puerto Wilches 100-42. Esto es muy significativo pues estos recursos han resultado siendo más relevantes para los entes territoriales mencionados, que otras fuentes de financiamiento de inversión como el Sistema

General de Participaciones, recursos que también se constituyen importantes para los procesos de descentralización territorial adelantados en nuestro país.

4.3 DESTINOS Y USOS DE LAS REGALIAS DIRECTAS POR HIDROCARBUROS EN SANTANDER.

4.3.1 Destino de las Regalías en Santander (1998-2003). La Gobernación de Santander ejecutó durante los años 1998 a 2003 por concepto de regalías directas la suma \$165.933 millones. La destinación sectorial que tuvieron estos recursos se muestra en la tabla 29. Se observa que la mayor parte de las regalías se utilizaron para financiar actividades y proyectos en los sectores de Educación con \$55.204,5 millones, equivalentes al 33,3% del total de los recursos, y Sector Infraestructura y Transporte donde se invirtió \$46.617,1 millones, que corresponden al 28,1%. En los dos sectores mencionados se utilizó durante este período el 61,4% del total de los recursos de regalías recibidas durante los años 1998-2003.

Otros sectores donde se invirtieron recursos relativamente significativos fue en Agua Potable y Saneamiento Básico con una asignación de \$7.125,3 millones, con participación de 4,3%, Desarrollo Social con \$6.439 millones (3.9%). Se evidencia el irrisorio gasto con regalías directas en el sector Salud, donde solo se invirtieron durante los seis años \$6.291,7 millones, lo que equivale al 3.8% del total de los recursos que por regalías se ejecutaron.

Los recursos recibidos por regalías directas por la Gobernación de Santander también son tomados para financiar gran parte del servicio de la deuda pública que se tiene. Durante el período 1998-2003 se ejecuto con estos recursos la suma de \$46.617, equivalentes al 28.1% del total de los recursos de regalías.

Otra contribución de los recursos de regalías en Santander es al saneamiento fiscal por medio del pago de los pasivos exigibles, es así que durante el período analizado se han pagado estos últimos con recursos de regalías en la suma de \$7.683 millones que corresponden al 4.6% del total de los recursos de regalías gastados. Presentándose en el año 2000, año donde se firman los convenios de desempeño, la más alta suma pagada, \$7.519 millones.

Tabla 29. Destinación de las regalías Petroleras en el Departamento de Santander, período 1998-2003. Cifras en millones de pesos.

| SECTOR / AÑO | TOTAL | PORCENTAJE |
|------------------------------|----------------|-------------|
| Educación | 55.205 | 33,30% |
| Pago de Deuda | 46.617 | 28,10% |
| Infraestructura y Transporte | 22.382 | 13,50% |
| Cubrir Déficit (Inversión) | 7.683 | 4,60% |
| Saneamiento Básico | 7.125 | 4,30% |
| Desarrollo Social | 6.439 | 3,90% |
| Salud | 6.292 | 3,80% |
| Desarrollo Institucional | 4.214 | 2,50% |
| Empleo y Empresa | 3.166 | 1,90% |
| Deporte y Recreación | 2.963 | 1,80% |
| Medio Ambiente | 1.008 | 0,60% |
| Seguridad y Convivencia | 802 | 0,50% |
| Electrificación | 642 | 0,40% |
| Desarrollo Rural | 671 | 0,40% |
| Vivienda | 444 | 0,30% |
| Cultura | 170 | 0,10% |
| Turismo | 111 | 0,10% |
| TOTAL SECTORES | 165.933 | 100% |

Fuente: Los Autores con base en cifras de la CGR y la Secretaría de Hacienda Departamental.

4.3.2 Destino de las Regalías Petrolíferas en Barrancabermeja. El municipio de Barrancabermeja gastó por concepto de regalías directas durante los años 2001-2003 la suma de \$26.136 millones. La asignación sectorial de estos recursos es mostrada en la tabla 30. En la ejecución presupuestal de los gastos de inversión por sectores durante el período 2001-2003, se observa que al igual de lo que sucede con la gobernación, el sector con mayor inversión fue el de

Educación con \$9.996 millones, que corresponde al 38.2% del total de los recursos invertidos con regalías directas, le sigue el de Salud con una asignación total de \$4.469 millones, equivalentes al 17.1% de las regalías ejecutadas. Dentro de los sectores Educación y Salud se gasto el 55.3% del total de los recursos de regalías ejecutados durante los tres años.

En el sector denominado Componente Económico se invirtieron \$2.337 millones, que corresponden al 8.9% de los ingresos, en el sector Saneamiento Ambiental se invirtieron \$1.847 millones que equivalen al 7.1% de los ingresos, en el sector Vías de comunicación se gasto durante el período \$1.758 millones que corresponden al 6.7% de los ingresos del municipio por regalías directas recibidos durante el período analizado.

Tabla 30. Destinación de las regalías petroleras en Barrancabermeja 2001-2003. Cifras en millones de pesos.

| CONCEPTO | 2001 | 2002 | 2003 | TOTAL | PORCENTAJE |
|-------------------------------|--------------|--------------|--------------|---------------|----------------|
| Educación | 4.785 | 1.599 | 3.611 | 9.996 | 38,20% |
| Salud | 1.478 | 2.340 | 650 | 4.469 | 17,10% |
| Componente Económico | 700 | 1.514 | 123 | 2.337 | 8,90% |
| Vías de Comunicación | 215 | 580 | 963 | 1.758 | 6,70% |
| Saneamiento Ambiental | 376 | 696 | 775 | 1.847 | 7,10% |
| Deuda Pública | 0 | 796 | 796 | 1.593 | 6,10% |
| Otros | 92 | 0 | 1.236 | 1.328 | 5,10% |
| Agua Potable y Alcantarillado | 145 | 586 | 441 | 1.173 | 4,50% |
| Pasivos Vigencias Expiradas | 0 | 0 | 1.135 | 1.135 | 4,30% |
| Participación Ciudadana | 300 | 0 | 0 | 300 | 1,10% |
| Vivienda de Interés Social | 200 | 0 | 0 | 200 | 0,80% |
| TOTAL | 8.293 | 8.113 | 9.731 | 26.136 | 100,00% |

Fuente: Los Autores con base en cifras de la CGR y la Secretaría de Hacienda de Barrancabermeja.

Otros gastos representativos fueron en el sector denominado otros, que en su gran mayoría representan programas de asistencia social a grupos de población vulnerable, de Desarrollo social, con \$1.328 millones que representan el 5.1% del total de recursos por regalías ejecutados, Sector Agua potable y alcantarillado con

\$1.172 millones, equivalentes al 4.5% de los recursos, Sector Participación Ciudadana donde se gasto \$300 millones equivalentes al 1.1% de los ingresos del Departamento por regalías directas recibidos durante el período analizado.

Al igual que en la gobernación de Santander, en el municipio de Barrancabermeja los recursos percibidos por regalías directas sirvieron para financiar pagos originados en el servicio de la deuda pública contraída por ente territorial.

Durante los años 2001-2003 se tomó de los recursos de regalías directas la suma de \$1.593 millones para el pago del servicio de la deuda, que corresponden al 6.1% de los ingresos del Municipio por regalías directas ejecutados durante el período analizado. De la misma manera estos recursos sirvieron para aliviar los pasivos de vigencias pasadas que tiene el municipio, gastándose para ello durante los años analizados la suma de \$1.135 millones, equivalentes al 4.3% del total de recursos por regalías directas ejecutados durante el período referenciado.

4.3.3 Destino de las Regalías Directas en San Vicente del Chucurí. El municipio de San Vicente de Chucurí ejecutó por concepto de regalías directas durante la vigencia fiscal 2003 la suma de \$4.434 millones. La asignación sectorial de estos recursos es mostrada en la tabla 31.

En la ejecución presupuestal de gastos de inversión por sectores durante este año, se observa que el sector con mayor inversión fue el de educación con \$1.379 millones, que corresponde al 31.1% del total de los recursos invertidos con regalías directas, le sigue el sector de Vías de comunicación una asignación total de \$853 millones, equivalentes al 19.2% de las regalías ejecutadas, en el sector Agua Potable y alcantarillado se invirtieron \$545 millones, que corresponden al 12.3% de los ingresos, en el sector Salud se invirtieron \$454 millones que equivalen al 10.2% de los ingresos, en el sector Electrificación se gasto durante el

período \$186 millones que corresponden al 4.2% de los ingresos del municipio por regalías directas recibidos durante la vigencia fiscal 2003.

Otros gastos representativos fueron en el sector Servicio de gas domiciliario, con \$177 millones que representan el 4% del total de recursos por regalías ejecutados, Sector Saneamiento Ambiental con \$145 millones, equivalentes al 3.3% de los recursos, Sector Planeación y Desarrollo Institucional donde se gastó \$141 millones equivalentes al 3.2% de los ingresos del municipio por regalías directas recibidos durante el período analizado.

Al igual que en la gobernación de Santander y en el municipio de Barrancabermeja los recursos percibidos por regalías directas por el municipio de San Vicente de Chucurí sirvieron para financiar pagos originados en el Saneamiento Fiscal adelantado por la entidad territorial, es así que durante el año 2003 se tomó de los recursos de regalías directas la suma de \$128 millones para el pago de obligaciones por saneamiento fiscal, que en su gran mayoría fueron originadas por la reestructuración administrativa, que corresponden al 2.9% de los ingresos del municipio por regalías directas ejecutados durante el período analizado.

Tabla 31. Destinación de las regalías petroleras en San Vicente del Chucurí Año 2003. Cifras en millones de pesos.

| CONCEPTO | TOTAL | PORCENTAJE |
|---------------------------------------|-----------------|----------------|
| Educación | 1.379,50 | 29,40% |
| Vías de Comunicación | 853,4 | 18,20% |
| Agua Potable y Alcantarillado | 545,7 | 11,60% |
| Salud | 454,2 | 9,70% |
| Desarrollo Industrial y Comercial | 294 | 6,30% |
| Electricidad | 185,6 | 4,00% |
| Servicio de gas domiciliario | 177,1 | 3,80% |
| Saneamiento Ambiental | 145 | 3,10% |
| Planeación y Desarrollo Institucional | 141 | 3,00% |
| Saneamiento Fiscal | 128 | 2,70% |
| Sector Agropecuario | 105,3 | 2,20% |
| Prevención y Atención de desastres | 63,9 | 1,40% |
| Gastos de Funcionamiento u operación | 51,1 | 1,10% |
| Equipamiento | 45,4 | 1,00% |
| Cultura | 44,4 | 0,90% |
| Recreación y Deporte | 40,5 | 0,90% |
| Desarrollo Comunitario | 28,1 | 0,60% |
| Vivienda de Interés Social | 8,2 | 0,20% |
| Otros | 8,3 | 0,20% |
| TOTAL | 4.698,70 | 100,00% |

Fuente: Los Autores con base en cifras de la CGR y la Secretaría de Hacienda Departamental.

4.3.4 Destino de las Regalías Directas en Sabana de Torres. El municipio de Sabana de Torres ejecutó por concepto de regalías directas durante la vigencia fiscal 2002 la suma de \$6.751,9 millones. La asignación sectorial de estos recursos es mostrada en la tabla 32. En la ejecución presupuestal de gastos de inversión por sectores durante este año, se observa que el sector con mayor inversión fue el Vías de comunicación con \$2.613 millones, que corresponde al 38.7% del total de los recursos invertidos con regalías directas, le sigue el sector de Educación con una asignación total de \$1.585 millones, equivalentes al 23.5%

de las regalías ejecutadas, en el sector Salud se invirtieron \$556 millones, que corresponden al 8.2% de los ingresos.

Tabla 32. Destinación de las regalías petroleras en Sabana de Torres año 2002. Cifras en millones de pesos.

| CONCEPTO | TOTAL | PORCENTAJE |
|-------------------------------|------------------|----------------|
| Vías de Comunicación | 2.613.417 | 38,70% |
| Educación | 1.585.393 | 23,50% |
| Salud | 556.020 | 8,20% |
| Desarrollo Institucional | 415.669 | 6,20% |
| Agua Potable y Alcantarillado | 412.983 | 6,10% |
| Medio Ambiente | 280.030 | 4,10% |
| Electricidad | 268.310 | 4,00% |
| Sector Agropecuario | 221.956 | 3,30% |
| Recreación y Deporte | 224.200 | 3,30% |
| Cultura | 111.000 | 1,60% |
| Equipamiento | 30.000 | 0,40% |
| Justicia | 23.130 | 0,30% |
| Vivienda de Interés Social | 9.792 | 0,10% |
| TOTAL | 6.751.900 | 100,00% |

Fuente: Los Autores con base en cifras de la CGR y la Secretaría de Hacienda Departamental.

En el sector Desarrollo institucional se gastó 416 millones, equivalentes al 6.2% del total de regalías ejecutadas, en el sector Agua potable y alcantarillado se invirtieron \$413 millones que equivalen al 6.1% de los ingresos, en el sector Medio Ambiente se gastó durante el período \$280 millones que corresponden al 4.1% de los ingresos del municipio por regalías directas recibidos durante la vigencia fiscal 2002.

Otros gastos representativos fueron en el sector Electrificación, con \$268 millones que representan el 4% del total de recursos por regalías ejecutados, Sector Agropecuario con \$222 millones, equivalentes al 3.3% de los recursos, Sector Recreación y deporte donde se gastó \$224 millones equivalentes al 3.3% de los ingresos del Departamento por regalías directas recibidos durante el período analizado.

5. PROYECCIÓN DE LAS REGALÍAS EN SANTANDER.

Para visualizar el papel que tendrán las regalías en el Departamento de Santander, es necesario realizar una proyección económica del monto a futuro, tomando como base las regalías liquidadas, el precio base del petróleo para Colombia, la tasa representativa del dólar y la producción fiscalizada tanto de gas como de crudo. A continuación se explica en detalle el método y los resultados obtenidos.

De antemano se aclara que la proyección de regalías no toma en cuenta posibles descubrimientos o reservas incrementales futuras, sino la declinación de los campos ya existentes en Santander, debido a que el correspondiente análisis busca comparar el impacto al aplicar la ley 756 y no al desarrollo petrolero en Santander.

5.1 EXPLICACIÓN PRELIMINAR.

Como se menciona en el capítulo 3, las regalías se liquidan trimestralmente, aplicando la ecuación lineal que involucra la tasa de cambio representativa en el trimestre, la producción mensual acumulada de Hidrocarburos tanto líquidos como gaseosos, la fracción que corresponde a regalía (varia de acuerdo a la ley con la cual se liquida 141 o 756) y el precio del barril neto.

$$R_{HCs} = Q_{O/G} \times F_R \times P_R \times TC \dots\dots\dots (1)$$

Donde:

- RHCs =Regalía por concepto de hidrocarburos, en pesos.
- QOIG =Producción mensual de petróleo o gas, en barriles equivalentes.
- F_R =Regalía de hidrocarburo, fracción.
- P_R =PRC =Precio de liquidación de regalía, en dólares por cada barril.

-TC =Promedio de la tasa de cambio representativa del mercado en el período a liquidar.

La ecuación 1 muestra el procedimiento matemático para liquidar regalías, como se menciona en el capítulo 3 las regalías se liquidan por campo, pero se destinan por municipios, y a su vez este destina al Departamento, puertos y FNR.

Como se establece en el artículo 27° de la ley 756, cuando la producción por municipio es menor a 10000 Bbd las regalías se distribuyen a los entes, como lo muestra la tabla 33.

Tabla 33. Destinación de las regalías. Ley 756/2002

| Ente territorial/Producción por campo diaria promedio mes | Q<10000 barriles | 10000<Q<20000 barriles |
|---|------------------|------------------------|
| Departamento | 52,00% | 47,50% |
| Municipio | 32,00% | 25,00% |
| Puertos | 8,00% | 8,00% |
| F.N.R | 8,00% | 19,5% |
| TOTAL | 100,00% | 100,00% |

Fuente: Ley 756 de 2002

En el caso de Santander la suma de las producciones por municipio rara vez, excepto por Barrancabermeja y Sabana de Torres superan los 10000 Bbd. De la anterior tabla se nota que el porcentaje girado a puertos no varía del 8%, por lo cual se considera constante.

Para efectos prácticos al momento de realizar la proyección de regalías, se toma como base la historia de estas destinadas por el Departamento al fondo puertos.

De las regalías giradas por el Departamento a Puertos, se tienen datos mensuales a partir de Enero del 2003 hasta Diciembre del 2005. Ver tabla 34.

Las regalías por mes se muestran en el anexo A.

**Tabla 34. Regalías totales en el Departamento de Santander. (2003-2005).
Cifras en miles de pesos**

| REGALIAS | 2003 | 2004 | 2005 |
|---|---------------|----------------|----------------|
| Regalías destinadas por el Departamento a Puertos. (8%) | \$ 7.502.017 | \$ 9.633.058 | \$ 10.861.815 |
| Regalías totales generadas por el Departamento. (100%) | \$ 93.775.216 | \$ 120.413.227 | \$ 135.772.688 |

Fuente: Los autores.

De la producción de los campos en Santander, tanto de petróleo como de gas, se tienen datos mensuales desde 1997, se aclara que esta producción no corresponde al 100% del total, su porcentaje es mayor, debido al efecto de los campos compartidos por distintos entes. Un ejemplo de este es el campo yariguies, que se distribuye entre los municipios de Cantagallo y Puerto Wilches. Ver tabla 35.

Tabla 35. Distribución del área para el Campo petrolero Yariguies.

| Municipio | Área Perteneciente | % del área |
|------------------|---------------------------|-------------------|
| Puerto Wilches | 2,92 Km ² | 23,78% |
| Cantagallo | 9,36 Km ² | 76,22% |
| TOTAL | 12,28 Km ² | 100% |

Fuente: Resolución 124016 de marzo 12 de 2004.

En este estudio, al tomar las regalías totales de Santander, se hace necesario detallar como un solo toda la producción del Departamento, sin discriminar por campos y municipios. En la tabla 36, se muestra esta producción de hidrocarburos. La producción mensual de gas y petróleo se muestra en el anexo A.

Tabla 36. Producción de Hidrocarburos en los campos ubicados en Santander.

| Producción | 2003 | 2004 | 2005 |
|-------------------|-------------|-------------|-------------|
| Gas Bbe | 3201211 | 3221852 | 3515502 |
| Petróleo Bb | 7612750 | 9036694 | 9835919 |
| Total HCs | 10813961 | 12258546 | 13351421 |

Fuente: Los autores.

La fracción de regalía que menciona la fórmula, corresponde al 20%, ya que los campos en Santander se operan con anterioridad a la ley 756.

El precio de liquidación de regalía en dólares por barril, es igual al precio de referencia para Colombia que se menciona en el artículo 20° de la ley 141, el cual es el promedio de la canasta de crudos en Colombia, basado en el WTI. Como se ilustra en la figura 1, este valor es prácticamente la ganancia que se obtiene neta por barril.

En este estudio, se determinó tomar como base de este precio el valor total del WTI, debido a lo tedioso de hallar el precio real del barril para liquidar regalías, del WTI se obtiene información mensual de estadísticas del DANE. Estos datos se muestran en el anexo A.

La tasa de cambio que se utiliza para liquidar regalías, es igual al promedio del trimestre a liquidar, este valor se obtiene de cifras emitidas por el Banco de la República. Ver anexo A.

5.2 MÉTODO PARA DETERMINAR LA ECUACIÓN.

La ecuación se determina del comportamiento histórico de las regalías afectado por sus tres variables principales: tasa de cambio, precio del barril y producción de hidrocarburos. Como se menciona en la explicación preliminar, se posee historia mensual de estas cuatro variables tres años atrás. En resumidas se puede decir que la ecuación anterior se comporta de la siguiente manera:

$$R_{hcs} [\$] \approx TC \left[\frac{\$}{\$US} \right] * C_1 * WTI \left[\frac{\$US}{barril} \right] * C_2 * Q_m [barril] * C_3$$

$$R_{hcs} [\$] \approx (C_1 * C_2 * C_3) \times TC \left[\frac{\$}{\$US} \right] * WTI \left[\frac{\$US}{barril} \right] * Q_m [barril]$$

$$Y \approx Cte * X \quad \dots\dots (2)$$

donde :

$$Y \approx R_{hcs} [\$] \rightarrow Cte \approx (C_1 * C_2 * C_3) \rightarrow X \approx TC \left[\frac{\$}{\$US} \right] * WTI \left[\frac{\$US}{barril} \right] * Q_m [barril]$$

Donde:

- R_{hcs} = Regalías en pesos.
- TC = Tasa representativa del mercado en el trimestre a liquidar, en pesos por dólares.
- WTI = Precio internacional de petróleo, de referencia para Colombia, en Dólares por barril
- Q_m = Producción mensual de hidrocarburos líquidos y gaseosos, en barriles.
- C1 = Constante que indica el precio del barril para los campos de Santander.
- C2 = Fracción de la producción que le corresponde en total a los campos de Santander.
- C3 = Fracción de regalía que equivale a 0,2.

En el Software Microsoft EXCEL, se graficaron en dispersión los 36 puntos correspondientes a los años 2003, 2004 y 2005, un ejemplo de estos puntos se muestra en la tabla 37.

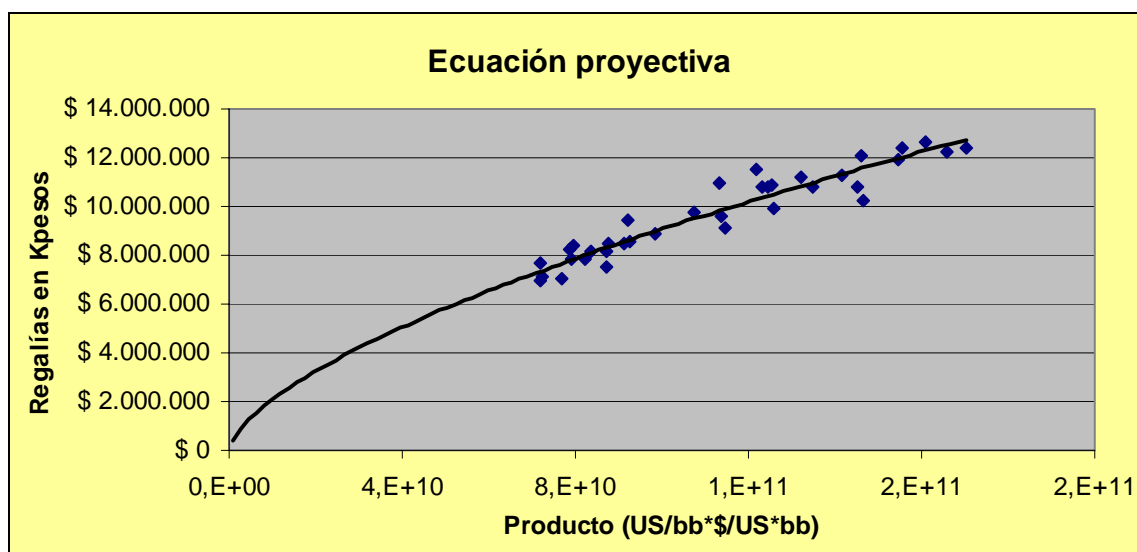
Tabla 37. Ejemplo enero del 2003.

| ENERO DEL 2003 | | | | |
|------------------|----------------|------|----------|-------------------------------|
| regalías = Y | Q _m | WTI | TC | Q _m * TC * WTI = X |
| \$ 8.525.291.275 | 957880 | 32,9 | 2.941,29 | 92692542381 |

Fuente: Los autores.

Al graficar estos puntos y agregar una tendencia potencial, se observa un buen comportamiento, que se corrobora con el factor R², ya que es mayor que 0,9, por lo cual la ecuación que obtengo me simula las regalías. Ver figura 8.

Figura 8. Grafica dispersión de las regalías Vs TC*Q_m*WTI.



Fuente: Los Autores.

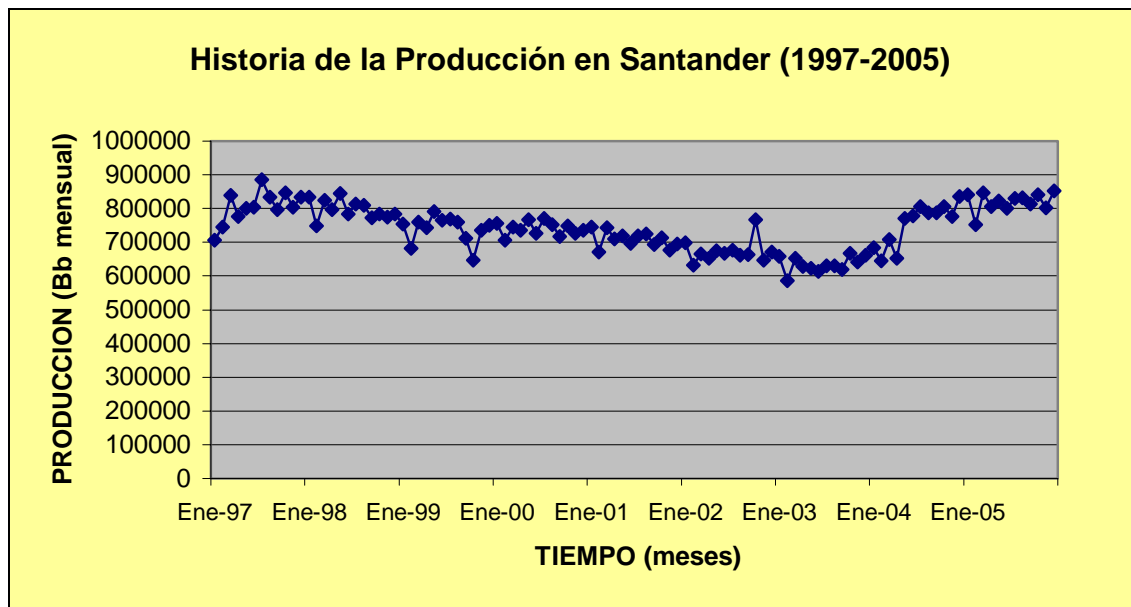
El factor R² es de 0,909 y la ecuación que simulan las regalías en Santander es:

$$R_{Hcs} \approx 0,849663 \times (TC * WTI * Q_m)^{0,63894} \dots\dots (3)$$

5.3 DECLINACIÓN DE LOS CAMPOS EN SANTANDER.

La explotación de hidrocarburos en Santander se encuentra, en una etapa de declinación, debido al no hallazgo de nuevos campos y al mínimo incremento de sus reservas recuperables. Por estas razones, no es prudente por el momento hablar de nuevos descubrimientos, por lo cual en este estudio se asume que el futuro petrolero de Santander depende solo de sus campos ya existentes. Como se menciona en la explicación preliminar se tienen datos de producción mensual de todos los campos de Santander, desde Enero de 1997 hasta Diciembre de 2005. Al graficar estos datos en Microsoft EXCEL, se nota un incremento de la producción a partir de Septiembre de 2003, este incremento no indica aumento en las reservas. Ver figura 9.

Figura 9. Grafica Producción de crudo en Santander. (1997-2005)



Fuente: Los Autores.

Para generar una curva de declinación en el tiempo, se puede utilizar varios tipos de curvas, una de ellas es la declinación exponencial, cuya ecuación es:

$$Np \approx \frac{q_i - q}{b} \dots\dots\dots (4)$$

Donde:

- Np = Producción acumulada en barriles.
- q_i = Tasa mensual inicial en barriles.
- q = Tasa mensual final en barriles.
- b = Declinación mensual.

En este estudio se supone que el inicio de la producción ocurre en Enero de 1997, y se asume que la tasa final es equivalente al 10% de la tasa inicial. En Microsoft EXCEL a la curva de producción se le agrega una tendencia exponencial, tomando como referencia el periodo desde Enero de 1997 hasta Septiembre de 2003, debido a que en esta fecha se presenta una producción incremental que se desajusta a la tendencia.

La tendencia generada muestra un buen comportamiento, que se corrobora con el factor R², el cual es mayor que 0,9. La ecuación que se adapta a esta curva, da un indicador muy aproximado de la declinación de la producción en Santander, estos datos se observan a continuación.

$$q \approx 832526 * e^{-0,0033 * t}$$

$$Lnq \approx Ln 832526 - 0,0033 * t \dots\dots\dots (5)$$

En la ecuación 5 al sacar LN a cada lado, se obtiene una ecuación de la forma Y = mX + CTE, donde m es la pendiente, en este caso la declinación mensual. Este que

se denomina b , en la ecuación 4 se reemplaza junto con el dato de la tasa mensual inicial, y así se hallan las reservas N_p .

$$\begin{aligned}
 N_p &\approx \frac{q_i - 0,1 q_i}{b} \\
 N_p &= \frac{0,9 (829783)}{0,0033} \dots\dots\dots (6) \\
 N_p &= 226304507 \quad \text{barriles}
 \end{aligned}$$

Las reservas de Santander al inicio de 1997 eran alrededor de 226,3 millones de barriles, de las cuales a finales del 2005 después de una producción acumulada de alrededor de los 80 millones de barriles, quedaron en 146,3 millones de barriles.

Como a partir de Septiembre de 2003 en Santander se incremento la producción en un 25% anual, la declinación a partir de enero 2006 periodo de referencia que se toma en este estudio es de:

$$\begin{aligned}
 b &\approx \frac{q_i - q}{N_p} \\
 b &\approx \frac{0,9 * 852392}{146236470} \approx 0,0052 \dots\dots\dots (7)
 \end{aligned}$$

En la ecuación 7 el valor q_i corresponde a la tasa en Diciembre de 2005, y N_p a las reservas en ese mismo periodo. Las producciones de petróleo que se asumen desde Enero de 2006 a Diciembre de 2013, se simulan a partir de la declinación mensual equivalente a 0,0052.

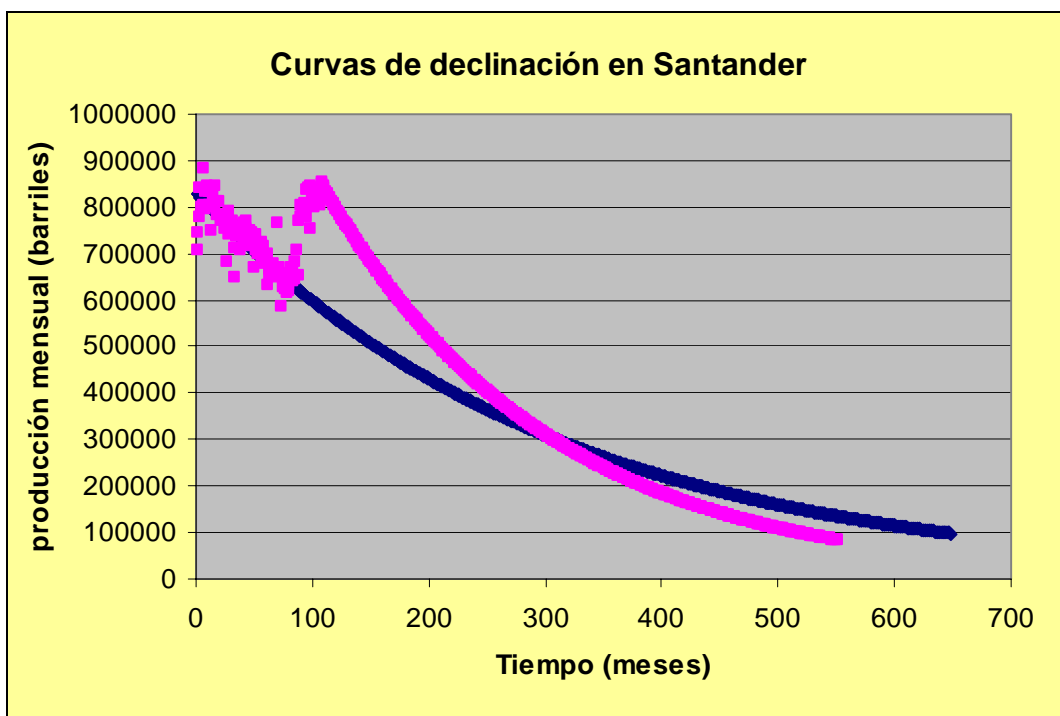
En la figura 10 se muestra, el procedimiento anterior, donde la curva de color morado corresponde a la producción proyectada basada en datos reales, y la curva morada

corresponde a la producción equivalente si en Santander no se hubiese incrementado la producción desde Septiembre de 2003.

En el eje de las ordenadas se tiene la tasa mensual en barriles, y en el eje X los periodos de tiempo, siendo 1-ene/97, 2-feb/97 así sucesivamente hasta 648-Dic/50.

La producción acumulada es el área bajo la curva, esto nos indica que en las dos curvas las producciones acumuladas son iguales.

Figura 10. Curvas de declinación en Santander.



Fuente: Los Autores.

En el caso del gas, Santander no posee campos. Este gas es asociado al petróleo por lo cual en este estudio, no se proyecta las producciones de gas, lo que se busca es una relación entre la producción de gas y la producción de aceite.

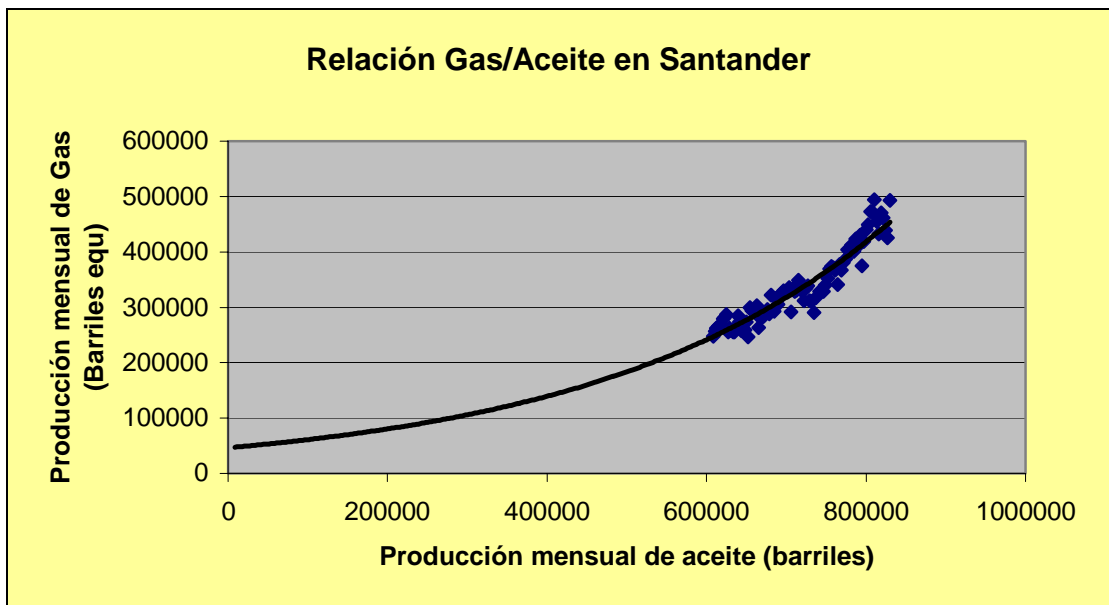
Las producciones de Gas vs Aceite se grafican en Microsoft EXCEL. Al agregar una tendencia exponencial, se nota un buen comportamiento que se corrobora con el factor $R^2 = 0,904$. La ecuación que se genera simula la producción de gas en los campos de Santander, esta ecuación es:

$$Pro(GAS) \approx 46447,8345e^{0,00000274 * Pro(aceite)} \dots\dots (8)$$

La relación se observa en la figura 11.

La ecuación 8 relaciona las producciones de aceite y gas, sin importar el tiempo, cuando se proyecte las producciones en Santander, solo necesito el valor de la producción de aceite.

Figura 11. Grafica Gas Vs Aceite en Santander.



Fuente: Los Autores.

Con los datos obtenidos en la figura 10, y aplicando la ecuación 8, se obtiene la proyección de enero de 2006 a Diciembre de 2013, de la producción total de Hidrocarburos en Santander. Ver tabla 38.

Tabla 38. Producción proyectada de Hidrocarburos en Santander. (2006-2013).

| AÑO | 2006-2007 | 2008-2009 | 2010-2011 | 2012-2013 |
|--|------------------|------------------|------------------|------------------|
| PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO EN BARRILES | 19171593 | 16903596 | 14903902 | 13140772 |
| PRODUCCIÓN DE GAS EN BARRILES EQUIVALENTES | 10031720 | 7733035 | 6147909 | 5022445 |
| TOTAL HIDROCARBUROS EN BARRILES | 29203313 | 24636631 | 21051811 | 18163216 |

Fuente: Los Autores.

5.4 PROYECCION DE LAS REGALIAS EN SANTANDER.

El periodo a proyectar las regalías en Santander, comienza en Enero del 2006 y culmina en Diciembre de 2013, esto equivale a 8 años, tiempo máximo de exploración en el marco contractual Colombiano.

Con la ecuación 3 y los datos obtenidos en la tabla 38, pero discriminados por mes, se calcula el valor futuro de las regalías totales en Santander. De estas regalías totales se determina el valor que le corresponderá al Departamento, a los municipios productores, Al monto designado por Santander al FNR y al fondo puertos. Los porcentajes se muestran en la tabla 39.

Tabla 39. Distribución porcentual de las Regalías en Santander.

| | |
|-------------------|---------|
| SANTANDER | 52% |
| MUNICIPIOS | 32% |
| Barrancabermeja | 12,36% |
| Sabana de Torres | 10,33% |
| San Vicente | 4,16% |
| Puerto Wilches | 3,50% |
| Cimitarra | 0,74% |
| Rionegro | 0,81% |
| El Carmen | 0,03% |
| Simacota | 0,06% |
| PUERTOS | 8% |
| F.N.R. | 8% |
| TOTAL | 100,00% |

Fuente: Los Autores.

Los porcentajes designados a los municipios en la tabla 39, son resultado de los promedios históricos que le ha correspondido a cada ente, del total de las regalías generadas por el Departamento. El valor del WTI referencia para Colombia se toma constante, debido a la incertidumbre que se tiene sobre los futuros precios del crudo. El valor que se asume es igual a 50 \$US/barril. La tasa representativa del mercado se proyecta constante, con un valor promedio a la tasa de cambio de los últimos 3 años. Este valor es igual 2400\$/US.

En la tabla 40 se muestran la proyección de las regalías totales en Santander, discriminadas por Departamento, Municipios, FNR y Puertos. Las regalías que generarán los campos en Santander en los próximos 8 años sobrepasan el billón de pesos, correspondiéndole al Departamento un total de \$0,52 billones de pesos, a los municipios un total de \$0,32 billones de pesos y al Fondo Nacional de Regalías y puertos un total de \$0,08 billones de pesos.

Tabla 40. Regalías proyectadas en Santander (2006-2013). Cifras en millones de pesos.

| AÑO | 2006 | 2007 | 2008 | 2009 | 2010 | 2011 | 2012 | 2013 |
|----------------------------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|
| PRODUCCIÓN PROYECTADA (Bbe) | 15249240 | 13954074 | 12819456 | 11817174 | 10925286 | 10126525 | 9407143 | 8756073 |
| REGALIAS TOTALES SANTANDER. | \$ 151.142 | \$ 142.810 | \$ 135.278 | \$ 128.422 | \$ 122.142 | \$ 116.359 | \$ 111.008 | \$ 106.036 |
| REGALIAS DEPARTAMENTO SANTANDER. | \$ 78.594 | \$ 74.261 | \$ 70.344 | \$ 66.779 | \$ 63.514 | \$ 60.506 | \$ 57.724 | \$ 55.138 |
| REGALIAS BARRANCABERMEJA. | \$ 18.677 | \$ 17.647 | \$ 16.717 | \$ 15.869 | \$ 15.093 | \$ 14.379 | \$ 13.717 | \$ 13.103 |
| REGALIAS SABANA DE TORRES. | \$ 15.613 | \$ 14.752 | \$ 13.974 | \$ 13.266 | \$ 12.617 | \$ 12.019 | \$ 11.467 | \$ 10.953 |
| REGALIAS SAN VICENTE. | \$ 6.294 | \$ 5.947 | \$ 5.633 | \$ 5.348 | \$ 5.086 | \$ 4.845 | \$ 4.622 | \$ 4.415 |
| REGALIAS PUERTO WILCHES. | \$ 5.292 | \$ 5.000 | \$ 4.737 | \$ 4.497 | \$ 4.277 | \$ 4.074 | \$ 3.887 | \$ 3.713 |
| REGALIAS CIMITARRA. | \$ 1.123 | \$ 1.061 | \$ 1.005 | \$ 954 | \$ 908 | \$ 865 | \$ 825 | \$ 788 |
| REGALIAS RIONEGRO. | \$ 1.225 | \$ 1.157 | \$ 1.096 | \$ 1.040 | \$ 989 | \$ 943 | \$ 899 | \$ 859 |
| REGALIAS EL CARMEN. | \$ 43 | \$ 40 | \$ 38 | \$ 36 | \$ 35 | \$ 33 | \$ 31 | \$ 30 |
| REGALIAS SIMACOTA. | \$ 94 | \$ 89 | \$ 84 | \$ 80 | \$ 76 | \$ 72 | \$ 69 | \$ 66 |
| FONDO NACIONAL DE REGALIAS. | \$ 12.091 | \$ 11.424 | \$ 10.822 | \$ 10.273 | \$ 9.771 | \$ 9.308 | \$ 8.880 | \$ 8.482 |
| PUERTOS. | \$ 12.091 | \$ 11.424 | \$ 10.822 | \$ 10.273 | \$ 9.771 | \$ 9.308 | \$ 8.880 | \$ 8.482 |

Fuente: Los autores.

Como se muestra en la tabla 40 las regalías en Santander, tienden a disminuir en el tiempo, esto genera un efecto negativo en las finanzas del Departamento, que se verá reflejado en la disminución de las fuentes de inversión, acarreado con ello un impacto negativo en la sociedad.

5.5 DISMINUCIÓN PORCENTUAL AL APLICAR LA LEY 756 DE 2002.

La ley 756 se aplica, a nuevos descubrimientos, producción incremental por aumento de reservas iniciales y a desarrollo de campos descubiertos con anterioridad. En Santander no ha ocurrido ninguno de los casos anteriores, por eso al decir que al aplicar la ley 756, se especula. Lo que pretende este estudio es asumir que en Santander se podría presentar, descubrimientos así sea de un solo campo o igual número de campos, pero con la misma tasa de producción.

La nueva ley de regalías tiene en cuenta tres parámetros que no se tomaban en cuenta con anterioridad a la hora de liquidar regalías, la tasa de producción total, la gravedad API y la producción de gas.

Como se menciona en el capítulo I, las regalías se liquidan por campo así:

- Para producciones menores de 5000BbD, las regalías son el 8%.
- Para producciones mayores a 5000BbD y menores a 125.000BbD, el porcentaje de regalías es igual a:
 - $\%R = 8 + (\text{producción KBbD} - 5 \text{ KBbD}) * (0.10)$
- Si el crudo tiene una gravedad API, menor a 15° el porcentaje de regalías equivale al 75%.
- Para producción de gas tierra firme las regalías equivalen al 80%.

La conclusión que se deriva de esto, es lo siguiente. No es lo mismo a la hora de liquidar regalías, 100 campos con una producción promedio mensual diaria de 1.000

barriles, que 1 campo con una producción promedio mensual diaria de 100.000 barriles.

En el análisis se asume dos casos, la producción de Santander como un solo campo, y la producción de Santander como es actualmente, donde ningún campo sobrepasa los 5.000 BbD. La gravedad API, en los campos en Santander es mayor a 15°. En la tabla 41 se muestra el monto total de la proyección de las regalías aplicando la ley 756, desde 2006 hasta 2013.

Tabla 41. Proyección de las regalías en Santander aplicando la ley 756/02, periodo (2006-2013). Cifras en millones de pesos.

| ENTIDAD | Ley 141/94 | Ley 756/02* | Disminución relativa | Ley 756/02** | Disminución relativa |
|-----------------------------------|--------------|-------------|----------------------|--------------|----------------------|
| Regalías totales Santander. | \$ 1.013.200 | \$ 462.529 | 54,35% | \$ 380.216 | 62,47% |
| Regalías Dep/to Santander. | \$ 526.864 | \$ 219.701 | 58,30% | \$ 197.712 | 62,47% |
| Regalías Municipios de Santander. | \$ 324.224 | \$ 57.816 | 82,17% | \$ 121.669 | 62,47% |
| Fondo Nacional de Regalías. | \$ 81.056 | \$ 148.009 | -82,60% | \$ 30.417 | 62,47% |
| Fondo Puertos. | \$ 81.056 | \$ 37.002. | 54,35% | \$ 30.417 | 62,47% |

* Se asume la producción de Santander, en un solo campo. Un solo municipio.

** Se asume la producción de Santander, en sus 28 campos. Varios municipios.

Fuente: Los Autores.

Como se muestra en la tabla 41, la ley 756 disminuye considerablemente el monto de regalías, sin importar que se asuma, en la proyección las regalías destinadas al Departamento, estas decaerán en más del 50%, si a la misma producción le aplicaran la ley 756. La única manera de amortiguar este declive, es encontrando campos con una producción mayor a 125.000 BPD, en pocas palabras un campo que tenga una tasa diaria equivalente al 23% del total de la producción diaria nacional.

5.6 EFECTOS SOCIO-ECONÓMICOS EN SANTANDER.

La disminución de las regalías en Santander por efectos de la ley 756/02, ocasionarán en el Departamento una reducción en el presupuesto de inversión, por lo cual sectores como salud, educación, saneamiento, etc. Se verán afectados de una manera considerable. Para dimensionar esta problemática detallaremos por sectores el programa de inversión para Santander del año 2005. Estos porcentajes por sectores los asumiremos como constantes en el tiempo, para dar una idea cuantitativa clara, de dicha disminución.

Para el año 2005 el presupuesto de inversión era de 133,714 millones, de los cuales 62.458 millones de pesos provenían de regalías, equivalentes al 46% del total. Ver tabla 42.

Tabla 42. Programa de Inversión en Santander vigencia 2005. Cifras en millones de pesos.

| SECTOR | INVERSIÓN TOTAL | REGALIAS | % TOTAL REGALIAS | % TOTAL INVERSION |
|---------------------|-----------------|-----------|------------------|-------------------|
| Salud | \$ 4.882 | \$ 4.882 | 8% | 100% |
| Educación | \$ 30.574 | \$ 17.299 | 28% | 57% |
| Vías y transporte | \$ 31.490 | \$ 8.209 | 13% | 26% |
| Aguas y saneamiento | \$ 21.420 | \$ 14.048 | 22% | 66% |
| Otros | \$ 45.348 | \$ 18.020 | 29% | 40% |
| Total | \$ 133.714 | \$ 62.458 | 100% | 47% |

Fuente. Gobernación de Santander.

Como se muestra en la tabla anterior, en los sectores de salud, aguas y saneamiento básico y educación más del 50% de sus recursos se destinan de regalías, en el caso de salud el 100% del total se destina de regalías. Esto indica que Santander depende en forma preocupante del rubro de regalías, lo que preocupa si analizamos el futuro de las regalías en Santander el cual tiende a decaer con el tiempo.

6. CONCLUSIONES

- En materia de políticas petroleras en Colombia el hecho más importante acaecido en los últimos tiempos es el cambio en el sistema contractual, al pasarse del modelo de contrato de asociación, al de nueva concesión asumido por la ANH en 2003.
- Todos los campos petroleros de Santander se liquidan actualmente de acuerdo a la Ley 141 de 1.994, esto es, con un aporte del 20% por concepto de regalías por tanto la fracción correspondiente es 0,2 y para nuestro caso es constante. Para efectos de liquidación de regalías petroleras entonces quedarán variables tanto la producción diaria del campo, como el precio de hidrocarburo en dólares de USA. y por último la tasa de cambio del dólar a pesos colombianos.
- En materia de distribución de las regalías petroleras para Santander se está aplicando la ley 756 de 2.002. Básicamente se tiene en cuenta la producción total diaria del municipio donde si la producción bajase el porcentaje que le corresponde será más alto, para así poder compensar los ingresos y poder cubrir las necesidades básicas de la población; cuanto mayor sea la producción del municipio mayor será su aporte al FNR, es decir, al resto del país, sobre todo para aquellos municipios y departamentos no productores.
- Con relación a la prospectiva se concluye que al no encontrarse nuevos descubrimientos y al ser los campos antiguos, los cuales se encuentran declinando. La alternativa a seguir es tratar de reactivarlos con una recuperación incremental, como es el caso del campo La Cira – Infantas que en el 2.006 entró en esta fase.

- De no producirse una reactivación en Santander y con producciones cada vez menores, el departamento y sus municipios estarán abocados a una crisis inminente, ya que los recursos provenientes de las regalías son fundamentales para el desarrollo de proyectos prioritarios y así satisfacer las necesidades básicas y poder cumplir con las coberturas mínimas en materia de salud, educación, saneamiento y medio ambiente.
- En lo que respecta a los efectos del uso de las regalías en Santander se concluye que los recursos no se han invertido adecuadamente, puesto que según la ley 756 de 2002 se debe cumplir con las coberturas mínimas en salud, educación y saneamiento básico. Esto quiere decir que las administraciones de los diferentes entes territoriales están haciendo uso indebido de estos recursos, al invertirlos en programas que no contempla dicha ley, como destinarlos a un buen porcentaje de estos en financiar parte de la deuda pública o saneamiento fiscal entre otros.
- También es de recalcar que según este informe un 45% del presupuesto de inversión de Santander proviene de las regalías petroleras y que en municipios como Sabana de Torres es del 90%. Por esto la urgencia que tiene para la región mantener esta fuente de generación de ingresos, buscando nuevas alternativas como podría ser el descubrimiento de un nuevo campo que supla en reservas por lo menos las que se agoten en los próximos diez años.
- Al analizar los valores obtenidos de la prospectiva de las regalías para Santander y los principales municipios productores podemos concluir que en el caso de liquidar con base en la nueva ley 756 de 2002 se presenta una enorme pérdida relativa alrededor del 60 por ciento en los ingresos, al pasar del 20 % con la antigua ley 141 de 1994 al 8 % de la nueva.

- Al realizarse el análisis per cápita de las regalías en Santander y compararla con los demás departamentos productores de petróleo, observamos una enorme diferencia. Por ejemplo con respecto al departamento del Casanare con unos ingresos (si se destinarán por familia) de 590.000 pesos mensuales y el nuestro de 20.000 pesos mensuales.
- Lo anterior nos lleva a la conclusión de que si bien es cierto la distribución de las regalías después de la constitución de 1991 se ha descentralizado tratando de favorecer a los entes territoriales en su beneficio social, también es cierto que aún quedan vacíos grandes en la ley de regalías 756 de 2002 porque de todas maneras la nación es una sola y la distribución per capita no es equitativa como se desprende de este informe.

7. RECOMENDACIONES

- Por lo expuesto en este informe en lo que respecta al uso de las regalías petroleras en Santander, la ciudadanía debe tomar cartas en el asunto e informarse de las herramientas existentes por parte de la CGR para el control y vigilancia de las regalías, aunar esfuerzos mediante comités de veeduría ciudadana y luchar contra el flagelo de la corrupción.
- Por los resultados obtenidos en el estudio per cápita se recomienda hacer una nueva propuesta en el Congreso de la República para modificar la ley de regalías 756 de 2002. Se debería dejar tal como está la liquidación para de alguna u otra forma atraer inversionistas pero hacer una reforma sustancial en cuanto a distribución, destinación y el uso de las regalías tratando de ser más equitativos con el resto de nuestros compatriotas de otras regiones cuyos recursos por esta vía son bajos o nulos.
- Hacer una investigación sobre reliquidación de regalías petroleras en Santander y ahondar en una forma profunda en los efectos del uso de dichos ingresos tanto en el Departamento como en sus municipios productores principalmente en los sectores de la educación y la salud.
- Investigar incansablemente en exploración petrolera tanto en Santander como en el resto del país, ojalá con un gran descubrimiento comparable al del campo La Cira para aumentar nuestras exiguas reservas, de lo contrario el caos tanto energético como social será muy grave después del año 2010, puesto que ECOPETROL ya está comprando crudo a sus asociadas para cargar las refinerías de Barrancabermeja y Cartagena.

BIBLIOGRAFÍA

- Adriana Barrios, el Contrato de Asociación en Colombia.
- BENDECK OLIVELLA, Jorge. ECOPETROL, Historia de una gran empresa. Colección temas petroleros. Santa fe de Bogotá DC., Colombia. Punto Llano Ltda. 1993.
- Biblioteca de Consulta Microsoft Encarta. 2002.
- CARTA PETROLERA Diciembre 2003 – Enero 2004. ECOPETROL. Bogotá DC. Colombia. 2004.
- COLOMBIA, ECOPETROL 45 años. Bogotá DC. ECOPETROL, 1996.
- CORTE CONSTITUCIONAL - Sentencia STC 119/1992.
- CORTE CONSTITUCIONAL, Sentencia C-221 de 29 de abril de 1997.
- DEBATE SOBRE POLITICA PETROLERA NACIONAL. Comisión 5ª de Senado y Cámara de Representantes. Bogotá DC. octubre de 1996.
- Diario oficial N° 14581.
- DEBATE SOBRE POLÍTICA PETROLERA NACIONAL. Comisiones 5 de Senado y Cámara de Representantes. Bogotá DC. Colombia, Octubre de 1996.
- Estadísticas de la Industria Petrolera 2004. ECOPETROL. Bogotá. 2005.
- FERNÁNDEZ ESTRADA, Rodrigo. "Régimen tributario de la industria petrolera Colombiana". Petróleo: Presente y Futuro. 1990 p. 91 – 95. MARTÍNEZ
- GARCÍA RAMÍREZ, Jorge, NUR ORTIZ, Yamile. Manual Sistematizado En Ingeniería De Petróleos, Tomo 1. Bucaramanga. Colombia. UIS. Facultad de Ciencias Fisicoquímicas, escuela de ingeniería de petróleos. 1992.
- Germán Humberto Hernández Leal. En Impacto de las Regalías Petroleras en el Departamento del Meta. Villavicencio: Estudios sectoriales del Banco de la República. 2004. p. 12.

- Industria del Petróleo”. Petróleo: Presente y Futuro. 1990 p. 107 – 120.
- Revista Semana edición 1.239.
- Revista Semana edición 1236.
- Revista Semana edición 1239.
- SANTIAGO REYES, Miguel Ángel. *Crónica de la Concesión de Mares*. Santa fe de Bogotá DC., Colombia. ECOPETROL. 1986.
- Sentencia # C567 / 95, Noviembre 30 de 1995. Expediente # D – 850. Magistrado Ponente Dr. Fabio Morón Díaz, p. 46.
- SOTO BERARDINELLI, Francisco José “Desarrollo y Perspectivas de la Legislación sobre hidrocarburos en Colombia”. Petróleo: Presente y futuro, 1990. p. 55 – 65.
- SUSA LOPEZ, Luis Eduardo. Análisis del Sector Energético. Congreso Nacional Petrolero. Santa Fe de Bogotá DC., Colombia. 1994.
- TORRES PICO, Aníbal. Régimen de Regalías Mineras e Hidrocarburos. Bogotá DC.: Leyer. 2003. p.10.
- VILLEGAS, Alejandro. “Contratos de Exploración y Explotación en la

Consulta Internet

- www.dnp.gov.co
- www.minminas.gov.co
- www.anh.gov.co
- www.ecopetrol.gov.co
- www.dane.gov.co