

Explotación de Hidrocarburos en Guatemala



OIE
Observatorio de
Industrias
Extractivas

Autór
Francisco Castañeda Moya

Dirección y Coordinación
Guadalupe García Prado

Investigación y datos
Benjamín Chang Hornbroke

Bases de datos y Backend
Rafael León

Visualizaciones de datos y Frontend
Diego Sagastume

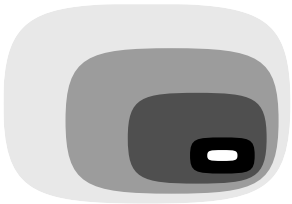
Diseño
Sindy Coxaj

Con el apoyo de



OXFAM

Situación Actual del **Petróleo** en Guatemala.



Observatorio ^{de}
Industrias
Extractivas

Índice

Capítulo 1. Aspectos introductorios 7-9

Resumen ejecutivo 8
Objetivos 9

Capítulo 2. Situación actual de la industria petrolera en guatemala 10-38

Definición de la industria petrolera 11
Historia de la explotación de hidrocarburos en guatemala 11
Marco legal y de política 14-15

Marco legal
Política energética 2013-2027
Marco institucional

Reserva nacional de hidrocarburos 16-17
Reservas de petróleo
Reservas de condensado de gas natural

Contratos petroleros en guatemala 18-23
En fase de exploración
En fase de explotación
Características de los contratos de explotación
Contratos de explotación vigentes
Contrato de transporte de hidrocarburos
Procesamiento
Contrato de servicios petroleros por emergencia (cspe)

Distribución de la producción de petróleo en guatemala 24-25
Regalías
Regalía especial
Costos recuperables
Hidrocarburos compartibles
Participación estatal
Participación estatal especial
Participación del contratista

Producción nacional de hidrocarburos 26-30
Crudo
Productos derivados del petróleo

Distribución de los ingresos generados 30-35
Ingresos a la nación
Costos recuperables
Relación producción, ingresos y costos recuperables
Comparación de los ingresos petroleros con otros productos de exportación en guatemala

Geopolítica del petróleo y sus posibles impactos en guatemala 36-38
Breve análisis geopolítico
Posibles implicaciones para guatemala

Capítulo 3. Conclusiones y recomendaciones 39-43

Conclusiones 40
Recomendaciones 41
Glosario 42
Referencias bibliográficas 43
Anexos 44
Anexo 1. listado de costos recuperables
Anexo 2. ubicación contratos petroleros de exploración
Anexo 3. ubicación contratos de explotación

Índice de tablas

Tabla 1. Legislación en materia de Hidrocarburos 14

Tabla 2. Exploración y explotación de hidrocarburos en la política Energética (2013-2027) 15

Tabla 3. Reservas Nacionales de Petróleo 16

Tabla 4. Reservas Nacionales de Condensado de Gas Natural 17

Tabla 5. Contratos de Exploración Petrolera 18

Tabla 6. Contratos de explotación de petróleo vigentes 20

Tabla 7. Contrato de Transporte de Hidrocarburos (SETH) 22

Tabla 8. Contrato de Servicios Petroleros de Emergencia vigente. 23

Tabla 9. Producción mensual y diaria de crudo, (año 2019) 27

Tabla 10. Relación Ingresos Totales y Costos Recuperables por Contrato (años 2009 a 2018) 36

Tabla 11. Costos recuperables en contratos de exploración 36

Índice de Gráficas

Gráfica 1. Producción Nacional total de barriles de petróleo por contrato. 26

Gráfica 2. Producción de barriles de crudo Contraro 2-85. 28

Gráfica 3. Producción de barriles de crudo Contrato 1-2005. 28

Gráfica 4. Producción de barriles de crudo Contrato 1-2006. 29

Gráfica 5. Producción de barriles de crudo Contrato 1-91. 29

Gráfica 6. Producción de barriles de crudo Contrato 1-97. 30

Gráfica 7. Producción de barriles de crudo Contrato 2-2009. 30

Gráfica 8. Producción de barriles de crudo Contrato 1-85. 30

Gráfica 9. Promedios mensuales de productos derivados de petróleo (2002-2019). 31

Gráfica 10. Tendencia de productos derivados de petróleo Mini Refinería). 32

Gráfica 11. Ingresos a la Nación por Categoría (2009-2019). 33

Gráfica 12 Ingresos a la Nación por año (2009 al 2019). 33

Gráfica 13. Costos Recuperables 1985 a 2018. 34

Gráfica 14. Costos Recuperables por Contrato (1985 a 2018). 35

Gráfica 15. Relación Ingresos Totales vrs Costos Recuperables Totales. 35

Gráfica 17. Producción de crudo, ingresos a la Nación y Costos Recuperables (2009 al 2018). 37

Acerca del OIE

El Observatorio de Industrias Extractivas (OIE), Es una plataforma de búsqueda, análisis y difusión de datos sobre las industrias extractivas en Guatemala, su impacto en las comunidades el rol de Estado y las dinámicas de las empresas. La integramos un grupo de personas con distintos saberes, profesiones, experiencias y capacidades técnicas que integramos una plataforma de discusión, reflexión, investigación y difusión de información.

Trabajamos para cerrar las brechas de información sobre las operaciones de las industrias extractivas (IE) en Guatemala. Queremos facilitar información a quienes se enfrentan a dificultades para obtenerla y a quienes la operación de las IE afectan sus formas de vida, para que puedan acceder a la justicia y velar por el respeto y garantía de sus derechos.

Creemos que cuando las personas tienen más y mejor información pueden comprender su realidad y tomar las decisiones más convenientes para su vida y su comunidad. Queremos contribuir con datos y análisis con las personas que luchan a favor del territorio y la naturaleza.

Capítulo 1

Aspectos Introductorios

Resumen Ejecutivo

La historia del aprovechamiento del petróleo en el país, con contadas excepciones, ha sido un proceso progresivo de favorecimiento de las empresas petroleras a costa de los intereses del Estado. Este debilitamiento ha ido desde flexibilizar la normativa para permitir que empresas extranjeras puedan extraer petróleo guatemalteco, permitir la disminución de los ingresos del Estado al aumentar los costos recuperables que se le devuelven a las empresas, e incluso alterar planes maestros de áreas protegidas para permitir la renovación de contratos petroleros.

En cuanto a la producción de hidrocarburos en el país, esta presenta en términos generales una tendencia a la baja a partir del registro más alto ocurrido en 1998 con 9.3 millones de barriles anuales, a únicamente 3.5 millones de barriles anuales producidos en el 2019. Contrario a la tendencia general, los contratos 1-2005 y 1-2006 presentan una tendencia al alza, que no modifica la tendencia general ya que sus producciones son marginales, siendo estas de 163.7 mil y 309 mil barriles anuales respectivamente. Otro aspecto importante que considerar en cuanto a la producción petrolera nacional es el hecho que está concentrada en el Contrato Petrolero 2-85, que representa el 87% de la producción total nacional.

En relación con los ingresos a la Nación, para el período de 2009 al 2019 el total de ingresos provenientes de la extracción de hidrocarburos fue de USD 757.1 millones, de los cuales las categorías más relevantes fueron Participación Estatal (78.65%) y Regalías (20.19%). Sin embargo, al comparar los datos de ingresos y costos

recuperables, durante los años 2009 al 2018, el Estado de Guatemala recibió producto de la extracción de hidrocarburos alrededor de USD 732 millones y devolvió a empresas petroleras USD 883 millones; es decir, por cada dólar ganado tuvo que invertir 1.21 dólares.

El pago de Costos Recuperables por parte del Estado a los contratistas petroleros hace que el aprovechamiento de hidrocarburos en el país sea un negocio poco rentable, ya que, en el mejor de los casos, por cada dólar ingresado se invirtieron 0.9 dólares (Contrato 2-85), y en el peor de los casos por cada dólar ingresado Guatemala pagó 55.71 dólares (Contrato 6-93). Cabe mencionar que los Costos Recuperables han sido mayores a los ingresos a la Nación a partir del año 2013, año en que puede decirse que la extracción de hidrocarburos representa pérdidas para el país.

De la información analizada en esta investigación puede decirse que el Estado de Guatemala está pagando más caro por producir menos hidrocarburos y recibir menos ingresos provenientes de la explotación de hidrocarburos. Asimismo, puede concluirse que los costos recuperables deben ser considerados lesivos para los intereses del país, ya que limitan los ingresos que pueden generarse, además que pueden ser utilizados por los contratistas para deducir el impuesto sobre la renta. Peor aún, si se agregaran los costos ambientales y sociales, así como los costos de oportunidad, la extracción petrolera en el país no es rentable en el largo plazo. De igual forma, con relación a la extracción de hidrocarburos en el país, puede concluirse que Guatemala sigue siendo el “socio tonto”.

Objetivos

✓ General

Apoyar la creación de una plataforma ciudadana activa en la fiscalización, documentación e incidencia para el cumplimiento por parte del Estado y las industrias extractivas de los estándares nacionales e internacionales en materia de gobernanza ambiental y de derechos humanos y colectivos.

✓ Específicos

1. Sistematizar la información sobre petróleo existente en el país.
2. Proveer información que permita su difusión a través de la plataforma del Observatorio de Industrias Extractivas (OIE).
3. Identificar necesidades de información para alimentar el Módulo del Perfil de la Industria Petrolera del OIE.

Capítulo 2

Situación actual de la industria petrolera en Guatemala

Definición de la industria petrolera

La industria petrolera en Guatemala incluye todos aquellos procesos de exploración, extracción, refinamiento, transformación, transporte y comercialización de petróleo y productos derivados (MEM, 2007).

Este análisis hará énfasis en la explotación de petróleo en el país, así como tocará de forma breve la parte de exploración, refinamiento y transformación.

Historia de la explotación de hidrocarburos en Guatemala

La historia de la explotación de hidrocarburos en el país posee una serie de hitos en los que se ha apostado a mejorar las condiciones de la explotación para el país, pero principalmente de eventos en donde estas condiciones se han flexibilizado para favorecer a las empresas extranjera. A continuación se muestra un extracto del análisis realizado por el Observatorio Ambiental en relación al tema (Observatorio Ambiental, 2012):

Historia de la explotación de hidrocarburos en Guatemala

1945

Promulgación Constitución Política de la República de Guatemala

- Esta constitución impedía al capital extranjero explotar petróleo dentro del país, a menos que estuviera asociada de forma minoritaria a una empresa nacional.
- Permitía la explotación por cuenta del Estado.

1949

Promulgación del Decreto 649

- Se establece que la exploración, transformación y transporte de petróleo, puede ser realizada por empresas extranjeras, en cuyo caso los activos pasarían al Estado sin costo alguno al finalizar la concesión.
- Obliga a la instalación de una refinería cuando se produjeran 3,000 barriles diarios y establece una rebaja al impuesto superficial de explotación para los primeros 3 años de operaciones.

1955

Promulgación del Código del Petróleo (Decreto 345).

- Se formaliza como secreto de Estado lo referente al aprovechamiento del petróleo en el país.

1956

Promulgación de nueva Constitución Política de la República.

- Se autoriza la enajenación de bienes nacionales a favor de particulares y se protegieron las inversiones extranjeras.
- Se suprime la limitación que exigía que la explotación de hidrocarburos fuera hecha por el Estado o por empresas nacionales.
- Declara de utilidad y necesidad pública la explotación técnica y racional de hidrocarburos, minerales y demás recursos naturales.

1975

Aumento de ingresos para el Estado a cambio de construcción de oleoducto.

- Aprobación de la construcción del oleoducto en la Franja Transversal del Norte, con capacidad de 3 barriles diarios, por parte de Laugerud García, a cambio que las empresas petroleras Basic, Shenandoah y Saga aumenten la participación del Estado a como mínimo el 51% del precio del petróleo que lleguen a producir y vender.

Promulgación del Decreto 96-75.

- Deroga el Decreto 62-74 permitiendo que se obtengan mayores ingresos por petróleo entre 1980-1983 (US\$ 26,864 miles como promedio anual).

1974

Promulgación del Decreto Legislativo 6274 del 13 de junio de 1974

- Enfatiza que la explotación técnica y racional del petróleo en Guatemala es de utilidad y necesidad pública.
- Adopta el sistema de contratación directa entre Gobierno y empresas interesadas.

- Permite que empresas y particulares adquieran derechos petroleros: **Centram Zamora S.A.: concesión de 322,926 hectáreas en Izabal;**

Rudy Weissenberg: seis concesiones por un total de 374,449 hectáreas en Quiché, Huehuetenango, Petén y Alta Verapaz, las que al poco tiempo las traspasó a Basic Resources International (Bahamas) Limited, Shenandoah Guatemala Inc. y Saga Petroleum SA.

1974

Emisión del Decreto 62-74, Ley de Régimen Petrolífero de la Nación.

- Limita la temporalidad de los contratos prohibiendo a que sean mayores a 30 años.
- Establece que al finalizar el contrato los activos de la empresa pasan al Estado, y que este, recibirá como mínimo el 50% de petróleo extraído, en especie y mediante el pago del impuesto sobre la renta.
- Mantenía los privilegios a empresas que los habían adquirido a través del Código del Petróleo.

2005

Emisión del Acuerdo Gubernativo 165-2005.

- Por medio de este acuerdo, el gobierno de Óscar José Rafael Berger Perdomo modifica el Reglamento de la Ley de Hidrocarburos, aumentando los rubros que pueden ser considerados costos recuperables por parte de las empresas petroleras.

Aprobación del Decreto Legislativo 71-2008: Ley del Fondo para el Desarrollo Económico de la Nación (FONPETROL).

- Establece que el Ministerio de Energía y Minas y el Ministerio de Ambiente y Recursos Naturales deben fomentar todas las acciones posibles para aumentar sostenidamente las operaciones petroleras de conformidad con las leyes y reglamentos vigentes.
- Permite que los contratos petroleros puedan ser ampliados por 15 años más, luego de haber cumplido los 25 años establecidos en la Ley de Hidrocarburos, bajo la condición que no lesiones los intereses de la nación o violen las leyes del país.

2008

Alteración del Plan Maestro de Laguna del Tigre.

- Esta alteración al Plan Maestro de Laguna del Tigre hecha por un Secretario Ejecutivo del CONAP, favoreció la posterior renovación, ampliación y modificación del contrato petrolero 2-85 a favor de la empresa Perenco, al eliminar de forma burda los párrafos que mencionaban a la actividad petrolera como amenaza para el parque.

2010 / 22 Julio

Acuerdo Gubernativo 214-2010

- Aprueba oficialmente la Ampliación, Modificación y Prórroga del Contrato de Operaciones Petroleras de Explotación Número 2-85. Esta aprobación contó con los votos en contra razonados de los Ministros de Gobernación, de Cultura y Deportes, y de Ambiente y Recursos Naturales.

2012 / 31 Julio

Sentencia del Tribunal Quinto de Sentencia Penal

- Emite condena de tres años de prisión a Sergio Enrique Véliz Rizzo, ex Secretario Ejecutivo del CONAP, por delitos de falsedad ideológica y resoluciones violatorias a la Constitución, por haber eliminado los párrafos del Plan Maestro de Laguna del Tigre en donde se consideraba a la actividad petrolera dentro del área protegida como una amenaza a la integridad de sus ecosistemas.

Marco legal y de política

Marco Legal

Legislación relacionada a los hidrocarburos en Guatemala se muestra a continuación:

Tabla 1. Legislación en materia de Hidrocarburos

| Código | Nombre | Descripción |
|---|---|---|
| Decreto 109-83 Acuerdo Gubernativo 1034-83 | Ley de Hidrocarburos y su reglamento y su reglamento general | Establece el marco general del aprovechamiento de hidrocarburos en el país. |
| Decreto Legislativo 71-2008 Acuerdo Gubernativo 195-2009 | Ley de FONPETROL y su reglamento | Norma la recaudación y administración de los fondos obtenidos por el Estado provenientes de regalías y la participación de los hidrocarburos que corresponden al Estado, así como los demás ingresos por cualquier concepto provenientes de los contratos de operaciones petroleras. A partir de estos, crea el Fondo para el Desarrollo Económico de la Nación (FONPETROL), adscrito al Ministerio de Finanzas Públicas. |
| Acuerdo Gubernativo 754-92 | Reglamento de Convocatoria para la Celebración de Contratos de Exploración y Explotación de Hidrocarburos | Reestructura las regulaciones con relación a agilizar la selección de áreas y la determinación de los trabajos correspondientes a fin de dinamizar el trámite de las ofertas que se presenten. |
| Acuerdo Gubernativo 764-92 | Convocatoria para Presentar Ofertas con el Objeto de Celebrar Contratos de Exploración y Explotación de Hidrocarburos | Establece las características de la convocatoria para adjudicar contratos petroleros, así como las condiciones mínimas que deberán ser incluidos en estos. |
| Acuerdo Gubernativo 190-2005 | Modelo de contrato de exploración y explotación de hidrocarburos | Aprueba el modelo de contrato de exploración y explotación de hidrocarburos. |
| Acuerdo Gubernativo 194-2005 | Modelo de Contrato de Administración y Producción Incremental en Operaciones Petroleras de Exploración y Explotación. | Aprueba el modelo de Contrato de Administración y Producción Incremental en Operaciones Petroleras de Exploración y Explotación |
| Acuerdo Gubernativo 167- 84 | Reglamento para la celebración de contratos de servicios petroleros con el gobierno | Norma el procedimiento para la celebración de contratos de servicios petroleros con el gobierno. |
| Acuerdo Gubernativo No.299-84 | Reglamento para operar como contratista de servicios petroleros o subcontratista de servicios petroleros. | Reestructura las regulaciones con relación a los Contratistas o Subcontratistas de servicios petrolíferos. |

Fuente: Elaboración propia.

Política energética 2013-2027

Dentro de la política energética del país, la exploración y explotación petrolera se aborda de la siguiente forma (MEM, 2013):

Tabla 2. Exploración y explotación de hidrocarburos en la política Energética 2013-2027

| Ejes de política | Objetivos operativos |
|---|---|
| Exploración y explotación de las reservas petroleras con miras al autoabastecimiento nacional | Incrementar la oportunidad de la exploración y explotación de las reservas del país para tener mayor producción de petróleo y gas natural a nivel nacional. |
| | Modernizar la plataforma tecnológica para la producción y transporte de petróleo y gas natural bajo un enfoque de desarrollo sostenible. |
| | Incentivar la refinación de crudo nacional. |
| | Mejorar los mecanismos de transparencia y orientación del gasto público derivado de los recursos provenientes de la extracción de petróleo. |

Fuente: Elaboración propia.

Marco institucional

Ministerio de Energía y Minas

Según la Ley del Organismo Ejecutivo, al Ministerio de Energía y Minas (MEM) le corresponde con relación a los hidrocarburos cumplir las siguientes funciones:

- Coordinar las acciones necesarias para mantener un adecuado y eficiente suministro de petróleo, productos petroleros y gas natural de acuerdo con la demanda del país, y conforme a la ley de la materia.
- Cumplir y hacer cumplir la legislación relacionada con el reconocimiento superficial, exploración, explotación, transporte y transformación de hidrocarburos, la compraventa o cualquier tipo de comercialización de petróleo crudo o reconstituido, gas natural y otros derivados, así como los derivados de estos.
- Formular la política, proponer la regulación respectiva y supervisar el sistema de exploración, explotación y comercialización de hidrocarburos y minerales.

Comisión Nacional Petrolera

La Comisión Nacional Petrolera es constituida por la Ley de Hidrocarburos como órgano de asesoría del Ministerio de Energía y Minas en materia de hidrocarburos, y está integrada por representantes del Ministerio de Energía y Minas (quien la preside), Ministerio de Finanzas Públicas, Ministerio de la Defensa Nacional, Ministerio de Economía, Banco de Guatemala y Procuraduría General de la Nación. (García, 2010)

Reserva nacional de hidrocarburos

Reservas de petróleo

Las reservas de petróleo son definidas por el MEM como “la cantidad de petróleo crudo que puede extraerse del subsuelo técnicamente a un costo que es financieramente factible al precio actual del petróleo” (MEM, 2020b, p. 1), por lo que su volumen variará conforme lo hacen los precios del petróleo; por el contrario, el concepto de recursos petroleros es definido como “todo el petróleo que puede recuperarse técnicamente a cualquier precio” (MEM, 2020b, p. 1).

Existen diversas estimaciones en relación a las reservas petroleras que van desde 432 millones hasta 526 millones de barriles (INCYT, 2018; SIB, 2010); sin embargo, según las definiciones del MEM, posiblemente se esté hablando en este caso de recursos petroleros. Según MEM (2020b), las reservas probadas para abril del 2020 eran de 244,641,492.95 de barriles y las reservas remanentes¹ de 77,242,126.20 de barriles, como puede verse en la Tabla 3.

Tabla 3. Reservas Nacionales de Petróleo

| Contrato | Campo Petróleo | Original en Sitio (Barriles) | Factor de Recobro | Reservas probadas (Barriles) | Total Producido (Barriles) | Reservas Remanentes (Barriles) |
|----------|----------------|------------------------------|-------------------|------------------------------|----------------------------|--------------------------------|
| 2-85 | Xan | 358,400,000.00 | 45% | 161,280,000.00 | 137,354,817.60 | 23,925,182.40 |
| 2-2009 | Rubelsanto | 145,629,700.00 | 20% | 29,125,940.00 | 10,326,161.54 | 18,799,778.46 |
| | Chinajá Oeste | 63,336,900.00 | 20% | 12,667,380.00 | 7,903,401.38 | 4,763,978.62 |
| | Caribe | 12,765,570.00 | 20% | 2,553,114.00 | 991,381.43 | 1,561,732.57 |
| | Tierra Blanca | 111,845,700.00 | 20% | 22,369,140.00 | 8,829,055.89 | 13,540,084.11 |
| | Chocop | 88,100,000.00 | 15% | 13,215,000.00 | 1,034,511.22 | 12,180,488.78 |
| 1-91 | Yalpemech | 2,634,000.00 | 20% | 526,800.00 | 321,630.66 | 205,169.34 |
| 1-2005 | Atzam | 8,004,738.00 | 36% | 2,904,118.95 | 638,407.03 | 2,265,711.92 |
| TOTAL | | 790,716,608.00 | | 244,641,492.95 | 167,399,366.74 | 77,242,126.20 |

Fuente: Datos actualizados hasta abril de 2020 según MEM (2020b)

1. Las reservas remanentes son el resultado de la resta de la producción/extracción hasta la fecha a las reservas probadas.

Reserva de condensado de gas natural

En cuanto a las reservas de gas naturales, según MEM (2020c), el país cuenta con un monto total de gas original en sitio (GOES) de entre 210 y 870 millardos de pies cúbicos, entre 28.35 y 117.45 millones de barriles de gas condensado original en sitio (COES), y entre 8.2 y 37.61 millones de barriles de reservas remanentes estimadas, como puede verse en la tabla a continuación.

Tabla 4. Reservas Nacionales de Condensado de Gas Natural

| Escenario | Gas original en sitio (GOES) MMMPC | Condensado original en sitio (COES) MMBBL | Factor Recobro Condensado | Reservas iniciales estimadas MMBBL | Producción acumulada (31 sep 18) MMBBL | Reservas remanentes estimadas MMBBL |
|-----------|------------------------------------|---|---------------------------|------------------------------------|--|-------------------------------------|
| Mínimo | 210 | 28.35 | 33% | 9.36 | 1.15 | 8.20 |
| Medio | 460 | 62.10 | 33% | 20.49 | 1.15 | 19.34 |
| Alto | 870 | 117.45 | 33% | 38.76 | 1.15 | 37.61 |

MMMPC: Miles de millones de pies cúbicos; MMBBL: Millones de barriles. Fuente: (MEM, 2020c)

Contratos petroleros en Guatemala

Para el caso de Guatemala, existen los siguientes tipos de contrato:

En fase de exploración

Para el año 2019, el MEM reportaba los siguientes contratos de explotación (MEM, 2019):

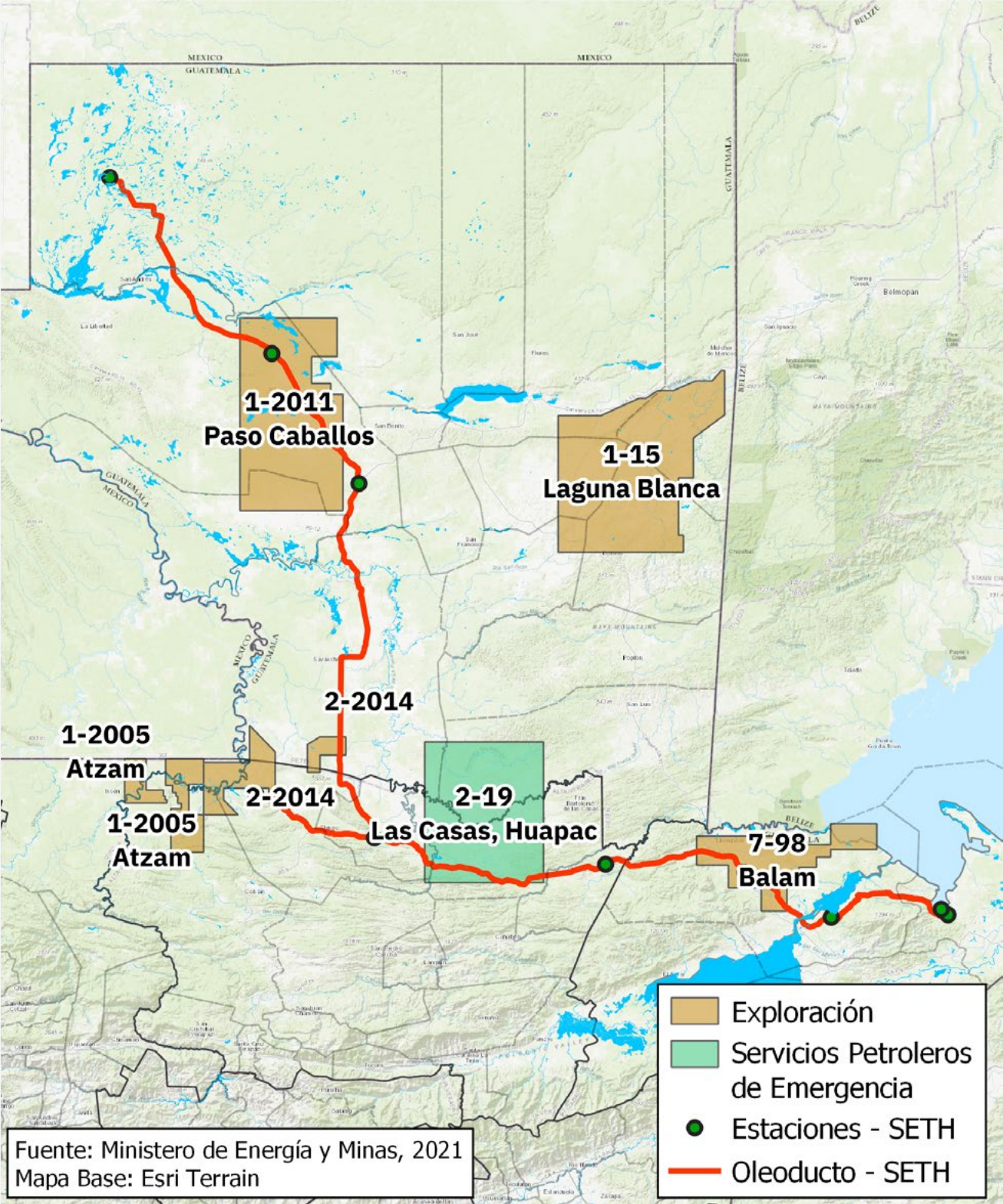
Tabla 5. Contratos de Exploración Petrolera

| No. de contrato/operadora | Ubicación/#hectáreas | Vigencia | Tipo de contrato | Situación contractual |
|---|--|--|--|---|
| 7-98 Compañía Petrolera del Atlántico, S.A. | Livingston, Izabal 53,793.54 Has. | Inicia: 20-jul-2001 Finaliza: 19-jul-2026 | Opción Sísmica | Fase de perforación optativa |
| 1-2005 LatinAmerican Resources, Ltd. | Ixcán, Quiché Cobán, Alta Verapaz 31,451.29 Has. | Inicia: 28-mar-2006 Finaliza: 27-mar-2031 | Exploración y Explotación de Hidrocarburos | Concluida Fase de Evaluación del área Tortugas |
| 1-2006 City Petén, S. de R.L. | La Libertad, Petén 39,541.99 Has. | Inicia: 20-sep-2006 Finaliza: 19-sep-2031 | Exploración y Explotación de Hidrocarburos | Evaluación, Fase de perforación optativa |
| 1-2011 City Petén, S. de R.L. | Las Cruces, La Libertad, San Andrés y San Benito, Petén 143,344.55 Has. | Inicia: 27-ago-2013 Finaliza: 26-ago-2038 | Exploración y Explotación de Hidrocarburos | Finalización de Trabajos de Geofísica de superficie |
| 2-2014 Greenfields Petroleum (Guatemala) Limited | Petén (Sayaxché) Quiché (Ixcán) Alta Verapaz, (Cobán y Chisec) 34,723.58 Has. | Inicia: 02-ene-2015 Finaliza: 01-ene-2040 | Exploración y Explotación de Hidrocarburos | Validación de la información existente del área |
| 1-15 Island Oil Exploration Services, S.A. | Petén 158,912.08 Has. | Inicia: 12-jun-2015 Finaliza: 11-jun-2040 | Exploración y Explotación de Hidrocarburos | Pendiente Aprobación EIA |

Fuente: Modificado a partir de MEM (2019)



Contratos petroleros en fase de exploración y Sistema Estacionario de Transporte de Hidrocarburos (SETH)



En fase de explotación

Características de los contratos de explotación

Los contratos petroleros de explotación en Guatemala son del tipo de “producción compartida”, los cuales según Mora Contreras (2015) surgen en la década de 1960 en Indonesia, y en donde se comparte el petróleo extraído en porcentajes de la producción neta² previamente definidos, teniendo la empresa contratista derecho a deducir costos de producción (petróleo-costos, cost oil o cost recovery); el resto del petróleo extraído neto se distribuía entre las partes (petróleo compartido u oil sharing) y la petróleo que quedaba como ganancia de la empresa contratista se le llama petróleo-beneficio o profit oil.

Contratos de explotación vigente

Según el MEM, existen 5 contratos de explotación vigentes, los cuales se detallan a continuación:

Tabla 6. Contratos de explotación de petróleo vigentes

| No. de contrato/ operadora | Ubicación/#hectáreas | Vigencia | Tipo de contrato | Situación contractual |
|---|---|--|---|---|
| 2-85 Perenco Guatemala Limited | San Andrés, Petén/ 9,553.00 Has/ Xan. | Inicia: 13-ago-1985 Finaliza: 12-ago-2025 (por prórroga 15 años) | Operaciones Petroleras de Explotación | Fase de Explotación, Producción promedio diaria 7,695 bbls. 14.6°API |
| 1-91 Petro Energy, S.A. | Chisec, Alta Verapaz, Sayaxché, San Luis, Petén/ 19,773.07 Has./ Chocop y Yalpemech | Prórroga de contrato por 15 años a partir del 13 de diciembre de 2013 | Operaciones Petroleras de Explotación | Fase de Explotación, Producción promedio diaria 97.8 bbls. de Chocop 12.6°API |
| 1-2005 Latin American Resources, Ltd. | Quiché y Alta Verapaz Ixcán -Cobán/ 31,451.29 Has./ Atzam y Tortugas | Inicia: 28-mar-2006 Finaliza: 27-mar-2031 | Contrato de Exploración y Explotación | Fase de Explotación, Producción promedio diaria 219.7 bbls. 34.6°API |
| 1-2006 City Petén, S. de R.L. | La Libertad, Petén/ 39,541.99 Has./ Ocultún | Inicia: 20-sep-2006 Finaliza: 19-sep-2031 | Exploración y Explotación de Hidrocarburos | Evaluación, Fase de perforación optativa |
| 2-2009 Empresa petrolera del Itsmo, S.A. | Cobán, Alta Verapaz, Ixcán Quiché/ 20,706.77 Has./ Rubelsanto, Chinajá Oeste, Caribe, Tierra Blanca. | Inicia: 28-jul-2009 Finaliza: 27-jul-2034 | Contrato de Operaciones petroleras de Administración y Ejecución de los Convenios para la Conservación y Producción Eficiente de las Áreas de Rubelsanto, Tierra Blanca, Caribe y Chinajá Oeste | Fase de Explotación, Producción promedio diaria 425 bbls. |

Fuente: Modificado a partir de MEM (2019)

2. Producción resultante luego de excluir el pago de costos e impuestos, sin incluir regalías.



Contratos petroleros en fase de explotación y Sistema Estacionario de Transporte de Hidrocarburos (SETH)



Contrato de transporte de hidrocarburos

En cuanto a la operación del Sistema Estacionario de Transporte de Hidrocarburos (SETH), existe actualmente un contrato vigente para su operación, como puede verse en la siguiente tabla:

Tabla 7. Contrato de Transporte de Hidrocarburos (SETH)

| No. de contrato/operadora | Ubicación/ Km. Distancia | Vigencia | Tipo de contrato | Situación actual |
|-----------------------------------|---|--|------------------------------------|---|
| 1-18 Perenco Guatemala Limited | Peten, Alta Verapaz y Izabal 236 Km: Rubelsanto a Terminal Piedras Negras. | Diez (10) meses a partir del 25 de agosto de 2018 al 24 de junio de 2019. Renovado por Acuerdo Ministerial 174-2019 ³ . | Servicios Petroleros de Emergencia | En Operación Transportado Promedio día 6,500 barriles |
| 1-19 Perenco Guatemala Limited | 115 Km: El Nance a Raxruhá; y, 2.4 Km: Terminal Piedras Negras a Muelle No. 6 Pto. Santo Tomas de Castilla. | Ampliada vigencia por Acuerdo Gubernativo 131-2019 el cual otorga 25 años más. | | |

Fuente: Modificado a partir de (MEM, 2020a)



3. <https://www.prensalibre.com/economia/mem-amplia-contrato-de-emergencia-para-operar-oleoducto-mientras-adjudica-licitacion-por-25-anos/>

Procesamiento

El 22 de septiembre de 1989 Basic Resources firmó un contrato de transformación relacionado con las instalaciones de la Mini Refinería ubicada en La Libertad, Petén, para procesar el crudo proveniente del campo de explotación Xan (García, 2010). Posteriormente, la empresa Perenco se haría cargo de la Mini Refinería la que tiene una capacidad de procesamiento de 5,000 BEPD⁴.

Contrato de servicios petroleros por emergencia (CSPE)

Actualmente, existe un Contrato de Servicios Petroleros de Emergencia relacionado a lo que antes era el Contrato 6-93, como puede verse en la tabla a continuación:

Tabla 8. Contrato de Servicios Petroleros de Emergencia vigente

| No. de contrato | Operado por la contratista | Vigencia | Tipo de contrato | Situación actual |
|-----------------|----------------------------|---|--|---|
| 2-19 | Alyonca Corporation, S.A. | Inicia: 22-ago-2019 Finaliza: 21-ago- 2024 | Fray Bartolomé de las Casas, Chisec, Raxruja, Alta Verapaz y San Luis, Petén 130,186.29 | Remediación de área y estimulaciones para producción de pozos |

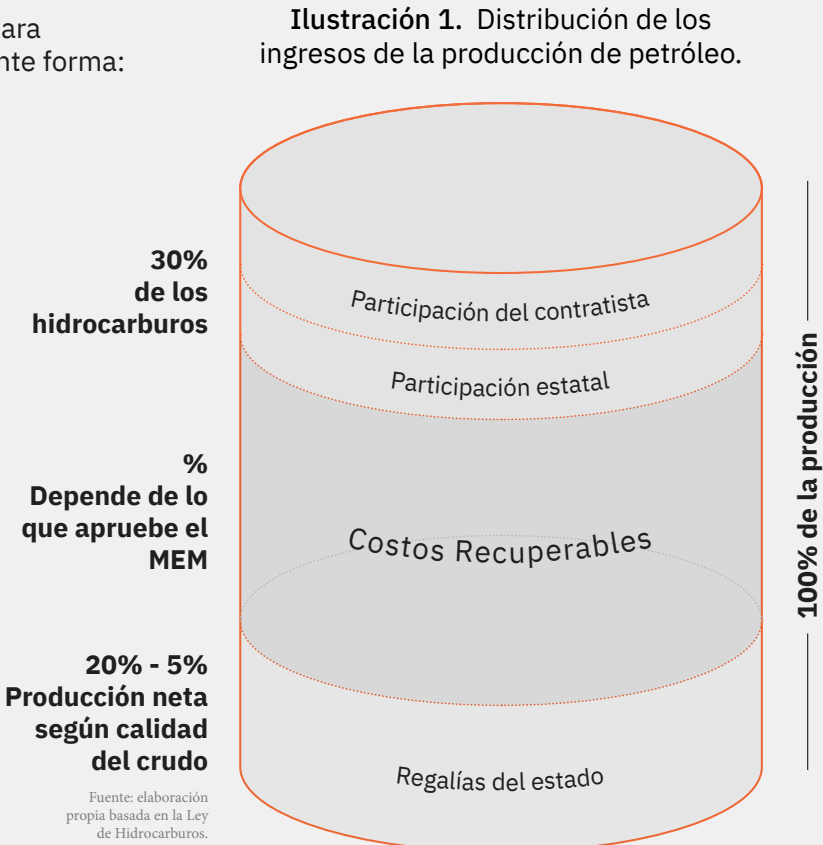
Fuente: Modificado a partir de (MEM, 2020a)

4. <https://www.perenco.com/es/filiales/guatemala>

Distribución de la producción de petróleo en Guatemala

La producción neta de petróleo crudo para Guatemala está distribuida en la siguiente forma:

- a. Regalías
- b. Costos recuperables
- c. Hidrocarburos compartibles
 - i. Participación estatal.
 - ii. Participación del contratista.



Regalías

Según el artículo 61 de la Ley de Hidrocarburos, y para petróleo proveniente de yacimientos comerciales, las regalías son aplicables a la producción neta⁵ o al valor monetario de esta, y están basadas en el promedio mensual de gravedad API⁶, de la siguiente forma:

- a) Para crudo con 30° API, la regalía será de 20%.
- b) A este valor del 20% anterior, se le incrementará o disminuirá 1% por cada grado API que aumente o disminuya respectivamente, con respecto a los 30° API.
- c) Regalía no puede ser menor al 5%.

Regalía especial

Regalía que proviene de yacimientos en los cuales se produzca petróleo y no se haya hecho una declaración de comercialidad, los contratistas deben pagar el 35% de la producción neta desde que se inició la producción hasta que se declare la comercialidad del yacimiento.

5. Volumen de petróleo producido menos el petróleo inyectado. Fuente: https://www.glossary.oilfield.slb.com/es/terms/n/netoil_production
6. Escala de gravedad específica desarrollada por el Instituto Estadounidense del Petróleo (American Petroleum Institute, API) para medir la densidad relativa de diversos líquidos de petróleo, expresada en grados. Fuente: https://www.glossary.oilfield.slb.com/es/terms/a/api_gravity

Costos recuperables

Los Costos Recuperables son definidos en el Reglamento de la Ley de Hidrocarburos como “todos los desembolsos en costos de capital, exploración, explotación y desarrollo, gastos de operación atribuible al área de contrato y los gastos administrativos, donde se convenga la recuperación de estos”. Estos costos recuperables son devueltos por el Estado de Guatemala a los Contratistas, e incluyen 43 rubros, los cuales pueden ser vistos en el Anexo 1.

Hidrocarburos compatibles

Los Hidrocarburos Compartibles según el artículo 66 de la Ley de Hidrocarburos:

“constituyen la producción neta de hidrocarburos en cada área de explotación menos las regalías aplicables y el volumen de hidrocarburos en concepto de costos recuperables por las inversiones en exploración, desarrollo y los gastos de operación atribuibles al área de contrato de que se trate”.

Participación Estatal

A partir de los Hidrocarburos Compartibles se determina la Participación Estatal y la Participación del Contratista de la siguiente forma, según lo establece el artículo 66 de la Ley de Hidrocarburos: La participación estatal será, como mínimo, de un 30% de los Hidrocarburos Compatibles en cada área de explotación, que podrá aumentar con base en la tasa de producción o al valor monetario de los hidrocarburos, de acuerdo con las escalas que se establezcan para cada tipo de hidrocarburos en los contratos.

Participación Estatal Especial

El reglamento de la Ley de Hidrocarburos en su artículo 214, define la Participación Estatal Especial como la “producción proveniente de cualquier descubrimiento no declarado comercial, en virtud de que no se pueden atribuir costos recuperables a dicha producción por no existir área de explotación”. La determinación del monto de la Participación Estatal Especial en estos casos se realiza con base a la escala de participación estatal en la producción de petróleo crudo establecida en el respectivo contrato.

Participación del Contratista

El monto restante de hidrocarburos luego de restar la Participación Estatal a los Hidrocarburos Compartibles, para cada área de explotación, se consideran la Participación del Contratista y constituye la remuneración total por sus servicios y por sus compromisos técnicos y financieros asumidos conforme a los contratos.

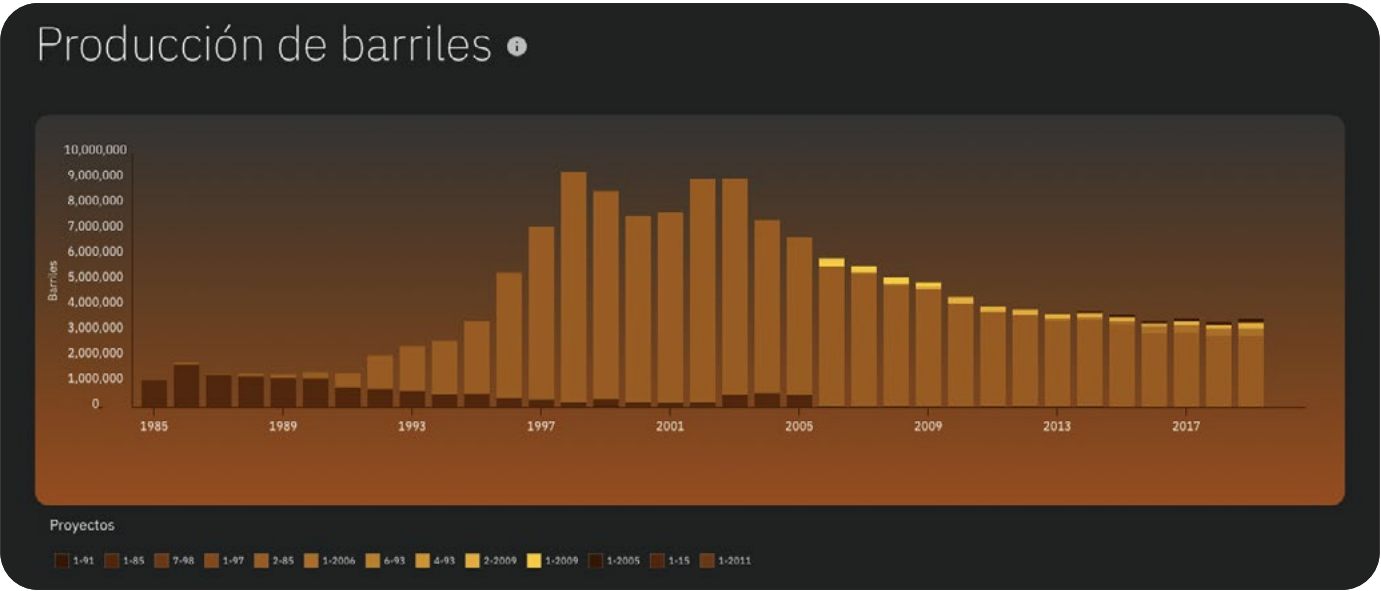
Producción nacional de hidrocarburos

La producción nacional de hidrocarburos se divide en producción de crudo, y producción de derivados del petróleo, descritas a continuación.

Crudo

Desde 1985 hasta el 2019, han existido dos picos de producción de crudo en el país (ver gráfica 1), ocurriendo el primero en 1998 con una producción de 9,304,189.39 barriles y el segundo en los años 2002 y 2004 con 9,004,952.06 y 9,027,667.71 respectivamente. Desde el 2004 la producción petrolera ha disminuido, registrándose para el año 2019 una producción total de 3,505,861.72 barriles.

Gráfica 1. Producción Nacional total de barriles de petróleo por contrato



Fuente: Elaboración propia.

Para el año 2019, la producción promedio mensual fue de 292,155.14 barriles, mientras que la diaria fue de 9,603.98 barriles, como puede verse en la tabla a continuación.

Tabla 9. Producción mensual y diaria de crudo, año 2019

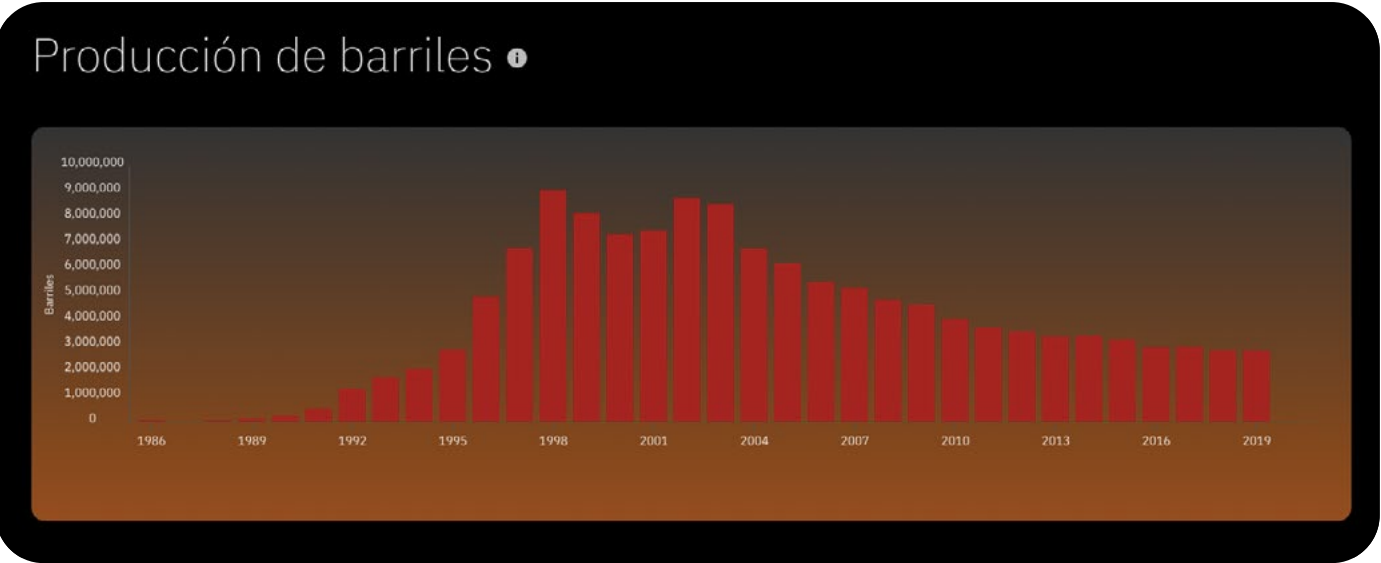
| | Producción mensual (barriles) | Producción diaria (barriles) |
|------------|-------------------------------|------------------------------|
| Enero | 284,957.86 | 9,192.19 |
| Febrero | 264,817.96 | 9,457.78 |
| Marzo | 299,925.71 | 9,675.02 |
| Abril | 295,561.77 | 9,852.06 |
| Mayo | 305,424.20 | 9,852.39 |
| Junio | 294,288.79 | 9,809.63 |
| Julio | 303,880.31 | 9,802.59 |
| Agosto | 316,861.83 | 10,221.35 |
| Septiembre | 285,389.82 | 9,512.99 |
| Octubre | 292,383.30 | 9,431.72 |
| Noviembre | 278,073.55 | 9,269.12 |
| Diciembre | 284,296.62 | 9,170.86 |
| Promedio | 292,155.14 | 9,603.98 |

Fuente: Elaboración propia a partir de MEM (2020c)

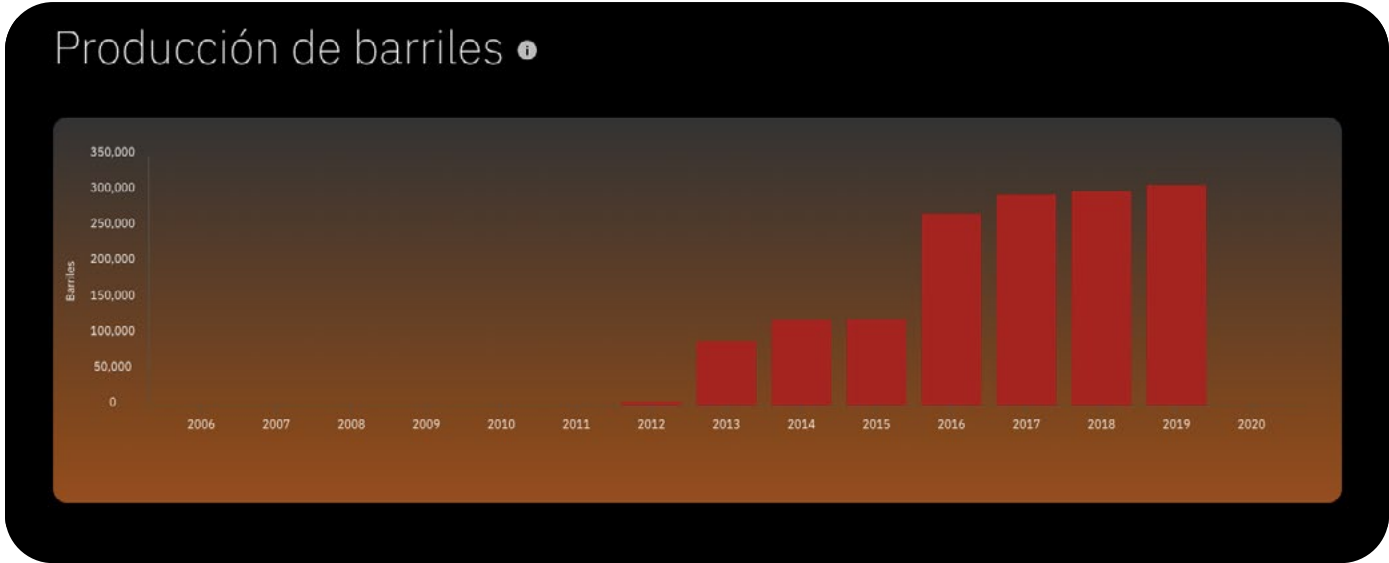
En cuanto a la producción petrolera por área de producción (ver gráfica 1), el contrato 2-85 representa el 87% de la producción nacional, seguido del 1-85 con el 2.9% y los contratos 2-2009, 1-2006, CSPE y 1-91 con el 1%. Debido a que los contratos 1-85, CSPE y 2-2009 representa una misma área, representan 4.9% de la producción total.

En cuanto a las tendencias de producción según el contrato petrolero puede observarse lo siguiente: a) el contrato 2-85 tiene una tendencia a la baja desde el año 1998 en el que alcanza su pico máximo (Gráfica 2); b) los contratos 1-2005 y 1-2006 son los únicos que mantienen una tendencia al alza (Gráfica 3 y 4); c) los contratos 1-85, CSPE y 2-2009, que representan una misma área de explotación, muestran también una tendencia a la baja en la producción (ver gráfica 7 y 8); y d) los contratos 1-2011, 1-2015, 4-93, 6-93 y 7-98 no reportaron producción.

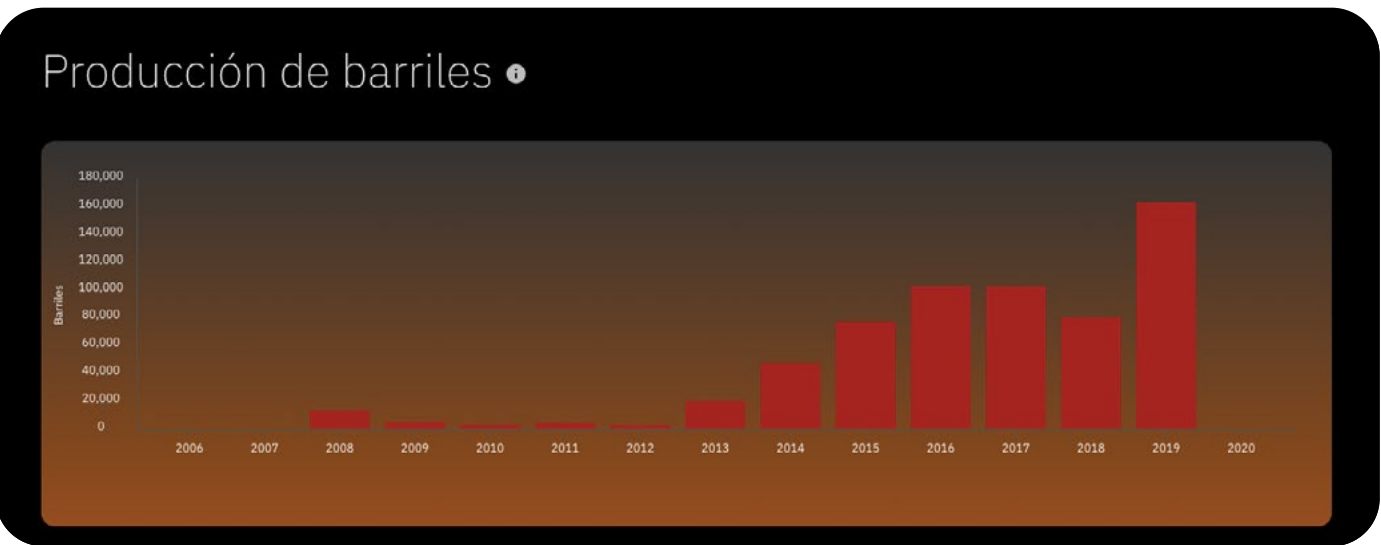
Gráfica 2. Producción de barriles de crudo Contraro 2-85



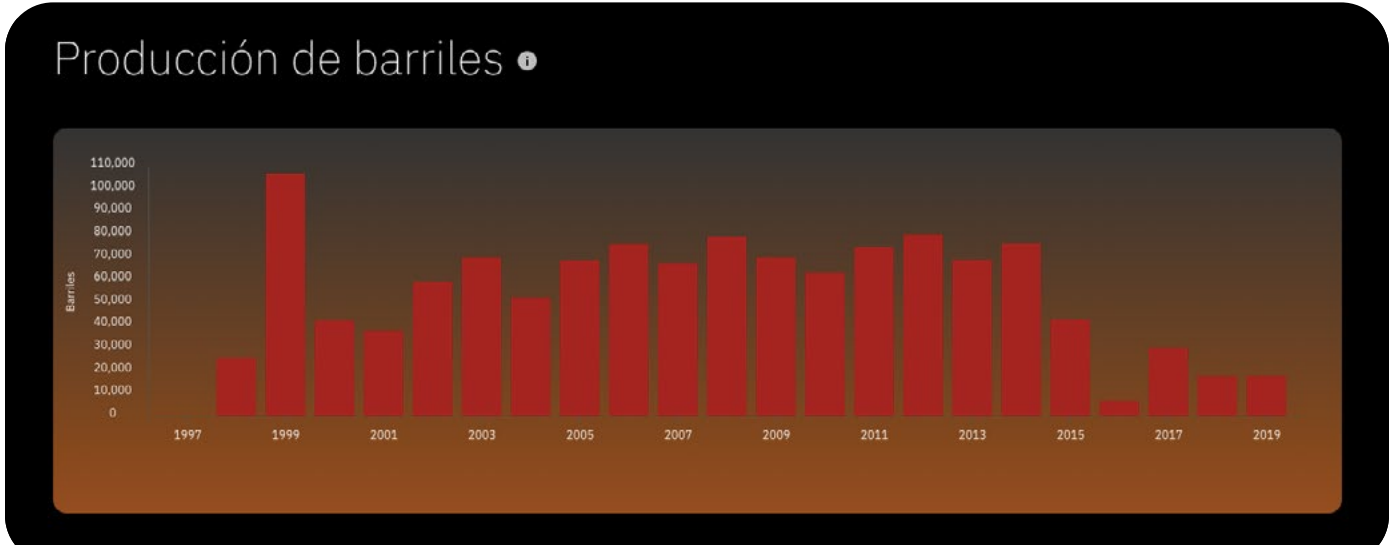
Gráfica 4. Producción de barriles de crudo Contrato 1-2006



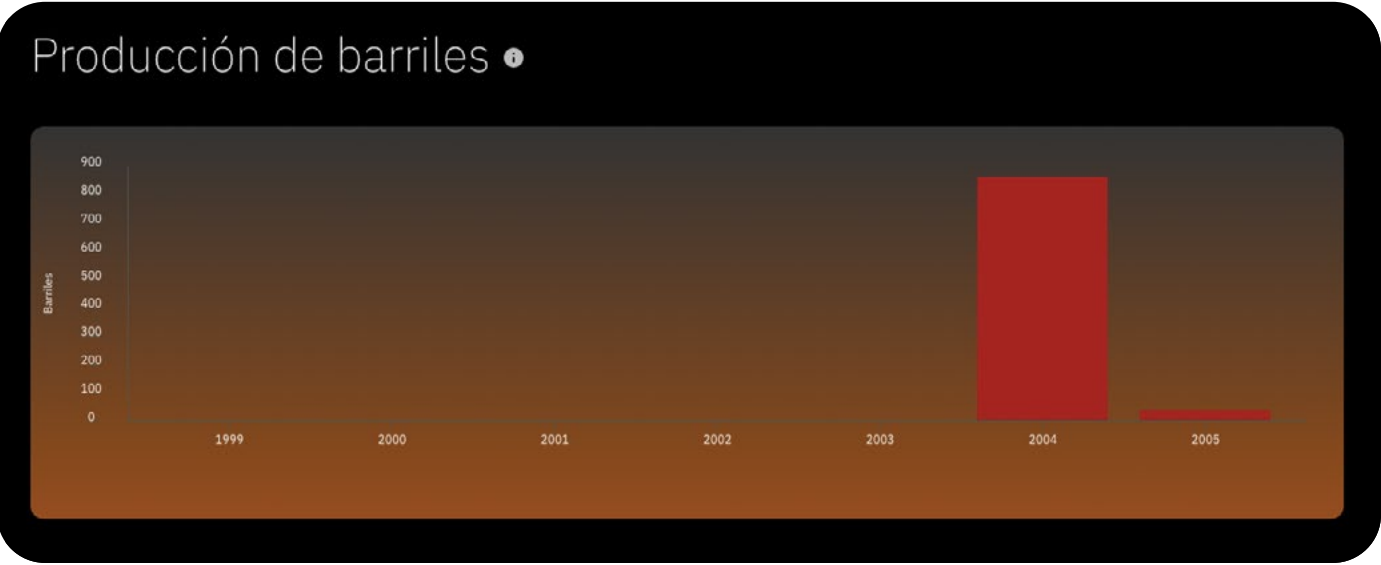
Gráfica 3. Producción de barriles de crudo Contrato 1-2005



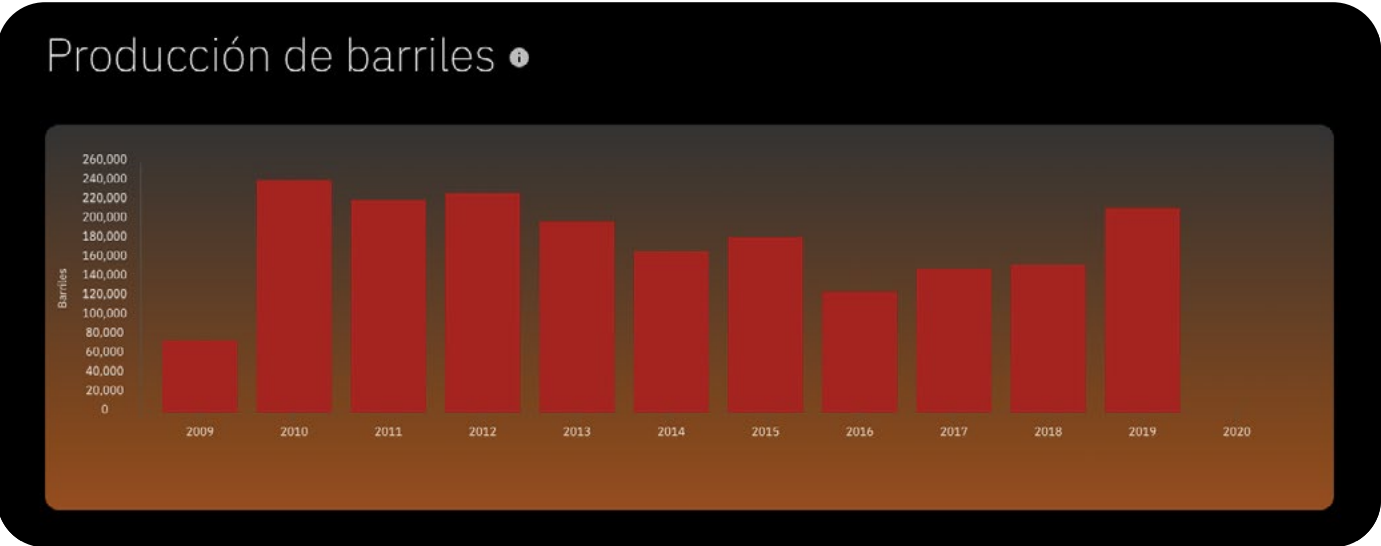
Gráfica 5. Producción de barriles de crudo Contrato 1-91



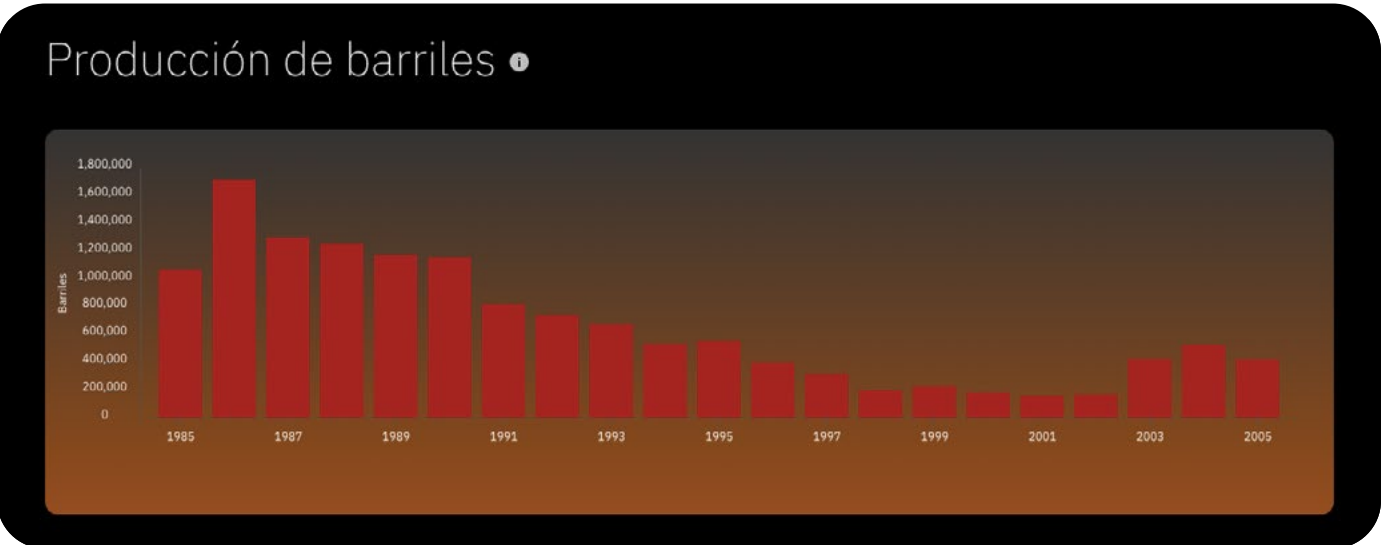
Gráfica 6. Producción de barriles de crudo Contrato 1-97



Gráfica 7. Producción de barriles de crudo Contrato 2-2009



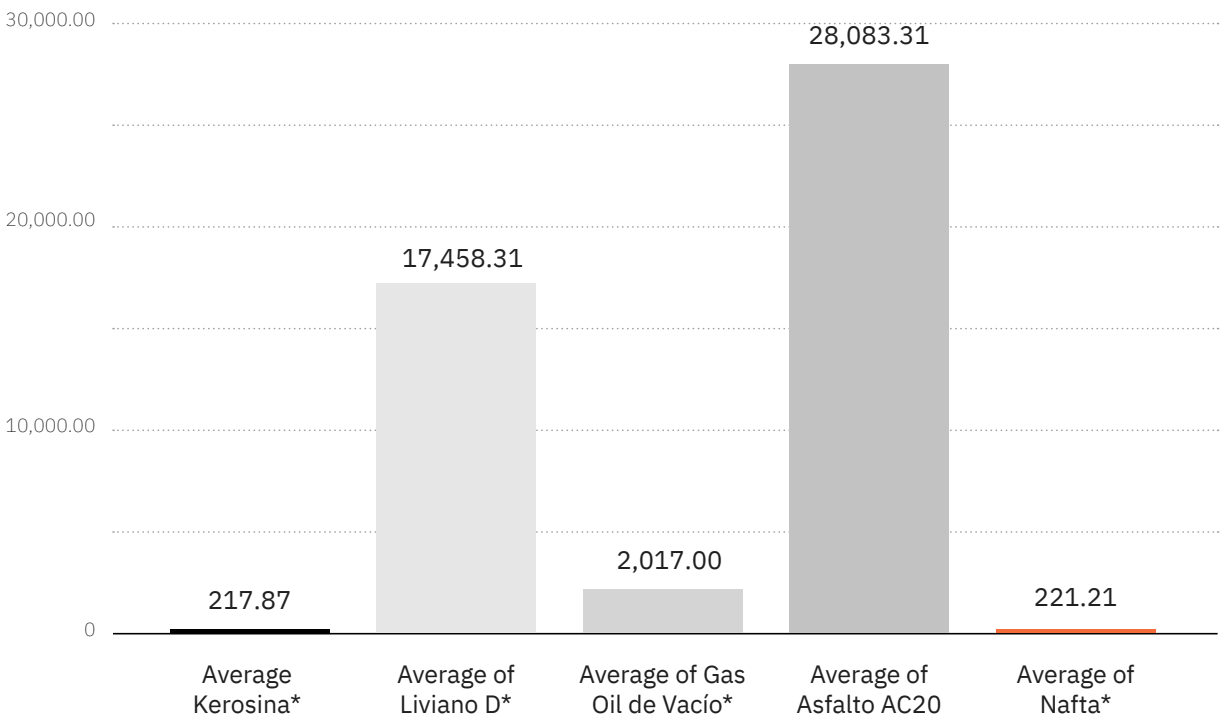
Gráfica 8. Producción de barriles de crudo Contrato 1-85



Productos derivados del petróleo

Para el caso de Guatemala, la Mini Refinería ubicada en el Municipio de La Libertad, y que es operada por la empresa Perenco, es la única refinería en el país, y procesa entre 300 a 600 mil barriles de crudo, (INCYT, 2018). Esta refinería está enfocada en la producción de asfaltos, y genera como sub-productos no comerciales nafta, queroseno, diesel y gasoil de vacío (SIB, 2010). Los principales productos provenientes de la refinería según su promedio mensual (2002-2019) son asfalto AC20 y liviano D, con valores de 28,083.31 y 17,458.31 barriles por mes respectivamente (ver gráfica 9).

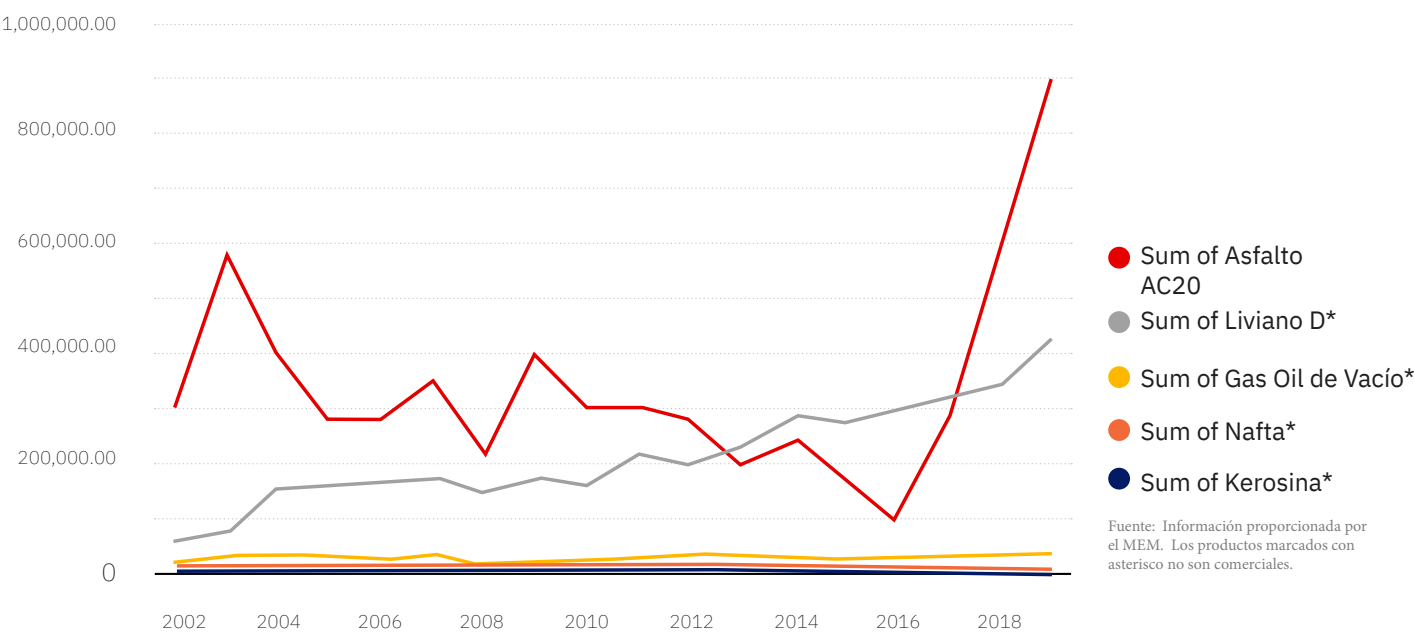
Gráfica 9. Promedios mensuales producción derivados (2002-2019)



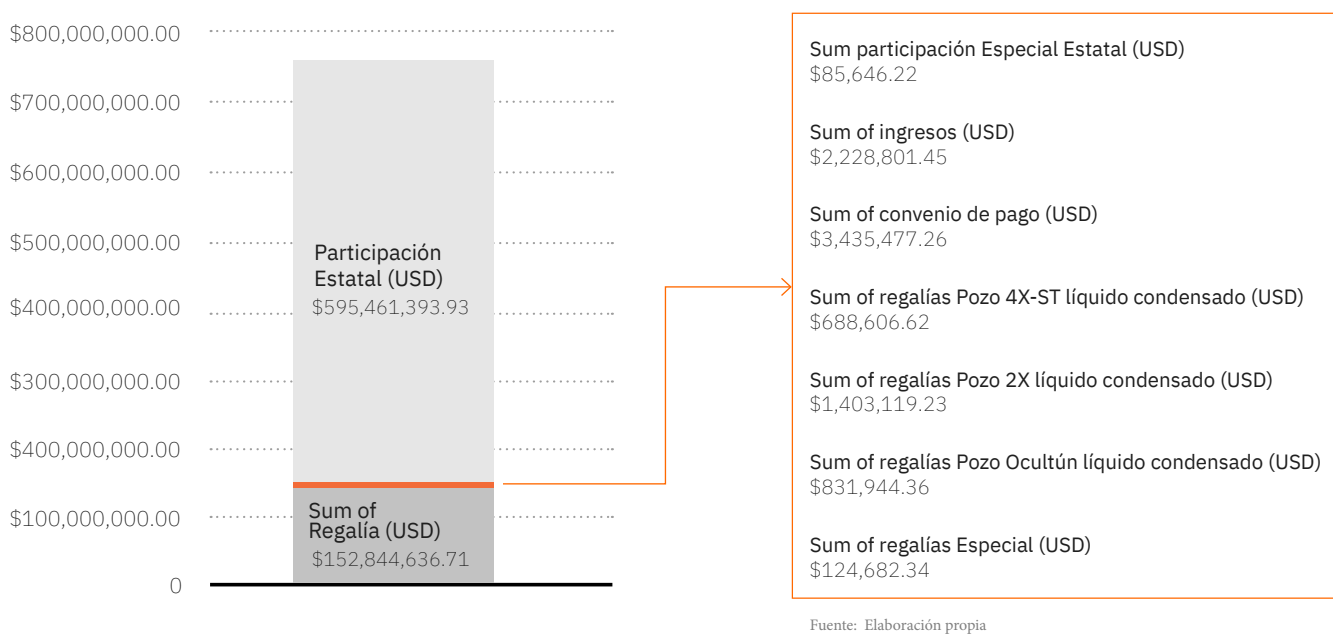
Fuente: Información proporcionada por el MEM. Los productos marcados con asterisco no son comerciales.

En cuanto a la tendencia de los productos provenientes de la Mini Refinería, el Liviano D muestra una tendencia al alza a lo largo del tiempo analizado, mientras que el Asfalto AC20 se ha incrementado considerablemente a partir del año 2016, mientras que la Nafta y Gas Oil de Vacío se han mantenido en el tiempo, como puede verse en la Gráfica 9.

Gráfica 10. Tendencia de productos derivados de petróleo Mini Refinería.



Gráfica 11. Ingresos a la Nación por Categoría (2009-2019)



El mismo patrón general de los ingresos a la Nación, puede observarse a lo largo de los distintos años, como puede verse en la Gráfica 12.

Distribución de los ingresos generados

Ingresos a la nación

Debido a que el MEM no tiene sistematizados ni digitalizados los datos de ingresos previo al 2009 y a que aún no ha finalizado el año 2020, el análisis de los ingresos es de los años 2009 al 2019. Los ingresos a la Nación con relación a la producción de hidrocarburos incluyen, como se vio en el apartado número 9, las siguientes categorías: Regalías, Regalías especiales, Participación Estatal, Participación Estatal Especial, y otros ingresos.

Para este período de tiempo, el total de ingresos a la Nación fue de \$757,104,254.12, de los cuales las categorías más relevantes fueron Participación Estatal (78.65%) y Regalías (20.19%), como puede verse en la Gráfica 11.

Gráfica 12. Ingresos a la Nación por año (2009-2019)



Costos recuperables

De 1985 al 2018 el Estado de Guatemala ha devuelto a empresas petroleras por concepto de Costos Recuperables un total de \$1,566,330,266, ocurriendo el pico más grande en el año 2014, con \$164,619,281, como puede verse en la Gráfica 13.

Gráfica 13. Costos Recuperables 1985 a 2018



Fuente: Elaboración propia a partir de información del MEM pedida a través de la Ley de Acceso a la Información Pública.

En relación con los contratos, el 65% de todos los Costos Recuperables pagados por el Estado han sido devueltos al contrato petrolero 2-85, a cargo actualmente de Perenco, seguido del contrato 1-85 (11.41%), Contrato 1-2006 (5.12%) y el Contrato 7-98 (4.21%), como puede apreciarse en la Gráfica 13.

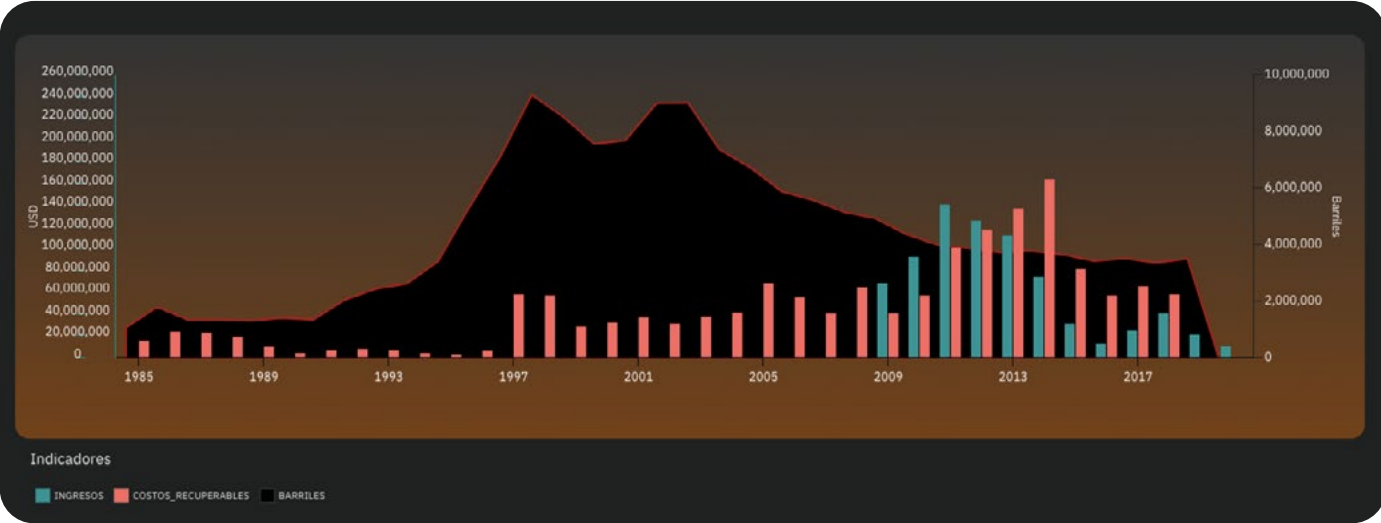
Al comparar la producción de hidrocarburos con los Costos Recuperables, puede notarse como en el pico máximo de producción en el año 1998 (9.3 millones de barriles) se devolvieron en costos recuperables USD 58.24 millones, existiendo una tendencia al aumento entre la relación costo/producción, alcanzándose el pico más alto de pago por costos recuperables en el año 2014 con USD 164.6 millones, para una producción de 3.78 millones de barriles, y para el año 2018 una producción de 3.36 millones de barriles y un monto de USD 58.3 millones en costos recuperables (ver Gráfica 14).

Es decir, de la información anterior, puede decirse que el Estado de Guatemala está pagando más caro por producir menos y recibir menos ingresos provenientes de la explotación de hidrocarburos.

Esta situación se explica por la modificación al Reglamento de Hidrocarburos realizada durante el Gobierno del Expresidente Berger, quien a través del Acuerdo Gubernativo 165-2005 de fecha 24 de mayo de 2005, amplió a 43 rubros los gastos que podrían considerarse como costos recuperables, lo que ya había sido señalado por García (2010) en su análisis económico sobre la renovación, ampliación y modificación del contrato 2-85 que favoreció a la empresa Perenco.

Asimismo, debe resaltarse que además del beneficio que obtienen los contratistas al ser el Estado quien invierte y arriesga a través de los Costos Recuperables, los contratistas petroleros tienen un doble beneficio fiscal ya que como lo señala Contreras Ortiz (2004) para un mismo ejercicio fiscal y por la misma operación, los costos recuperables se aceptan, nuevamente, como gastos deducibles dentro del Impuesto Sobre Renta.

Gráfica 14. Costos Recuperables por Contrato (1985 a 2018).

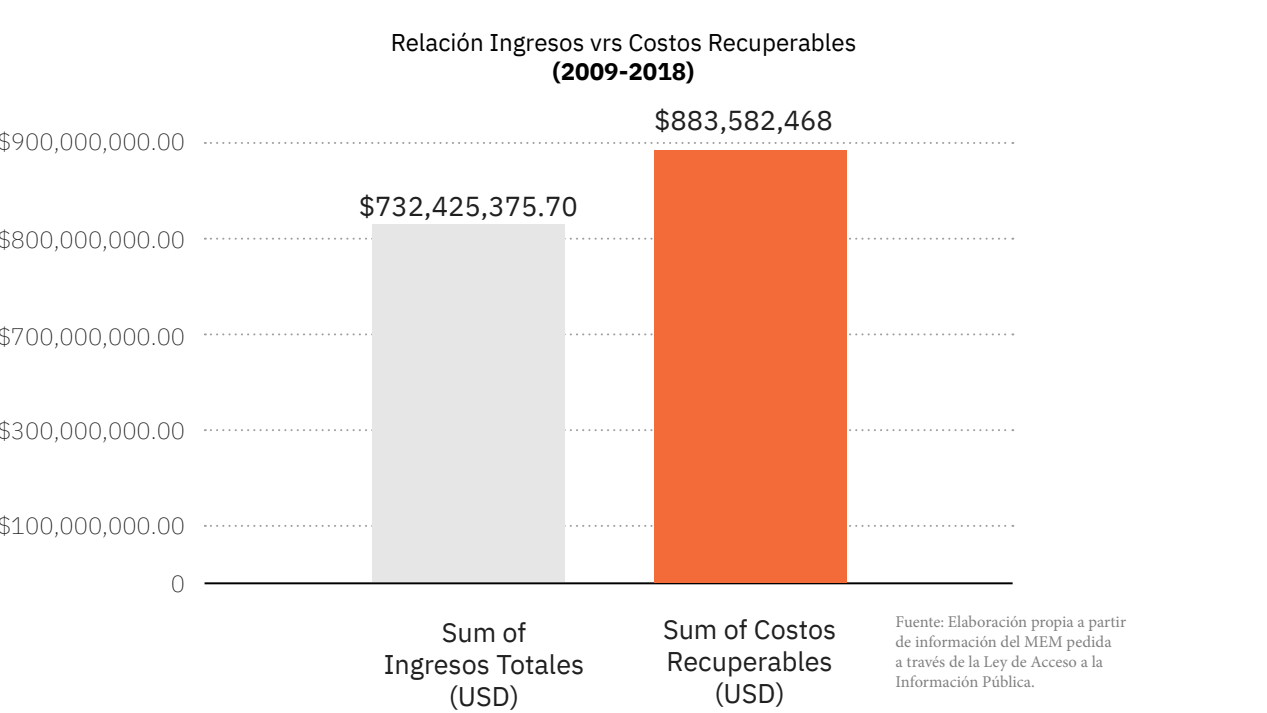


Fuente: Elaboración propia a partir de información del MEM pedida a través de la Ley de Acceso a la Información Pública.

En cuanto a la relación entre Ingresos y Costos Recuperables durante los años 2009 al 2018, el Estado de Guatemala recibió producto de la extracción de hidrocarburos alrededor de USD 732 millones y devolvió a empresas petroleras USD883 millones (ver Gráfica 15); es decir, por cada dólar ganado tuvo que invertir 1.21 dólares.

Al analizar esta tendencia general para cada uno de los contratos de explotación tenemos que el menos pérdidas se generan para el país es el Contrato 2-85 en el cual para obtener un USD se requieren invertir 0.9 USD, siendo el caso más extremo el Contrato 6-93 en el que Guatemala invirtió USD 55.71 por cada USD de ingresos, tal como puede verse en la Tabla 10.

Gráfica 15. Relación Ingresos Totales vrs Costos Recuperables Totales



A lo anterior, debe agregársele que en estos cálculos no están considerados los daños ambientales y sociales, ni los costos de oportunidad que genera esta actividad extractiva, lo que haría que sea aún más grande la pérdida para el país. En este sentido, parece ser que el Estado de Guatemala sigue siendo el “socio tonto”, como fue definido por Escalón (2016).

Tabla 10. Relación Ingresos Totales y Costos Recuperables por Contrato (años 2009 a 2018)

| Contrato | Ingresos Totales (USD) | Costos Recuperables (USD) | Relación Costos/Ingresos ⁷ |
|-----------------|------------------------|---------------------------|---------------------------------------|
| Contrato 1-2005 | \$3,300,114.57 | \$25,015,766 | 7.58 |
| Contrato 1-2006 | \$2,091,725.85 | \$80,188,221 | 38.34 |
| Contrato 1-91 | \$5,616,450.42 | \$30,195,223 | 5.38 |
| Contrato 2-2009 | \$23,828,000.36 | \$59,307,824 | 2.49 |
| Contrato 2-85 | \$689,519,373.95 | \$621,723,255 | 0.90 |
| Contrato 6-93 | \$8,311.92 | \$463,046 | 55.71 |

Fuente: Elaboración propia a partir de datos del MEM pedidos a través de la Ley de Acceso a la Información

En relación con los contratos de exploración, la situación es aún peor ya que el Estado de Guatemala ha gastado USD 104,599,274 en costos recuperables, sin obtener prácticamente algún ingreso de estos (ver tabla 11). Es decir, es el Estado de Guatemala quien asume todo el riesgo de la exploración, y en la fase explotación son los contratistas los que se llevan la mayor parte.

Tabla 11. Costos recuperables en contratos de exploración

| Contrato | Ingresos Totales (USD) | Costos Recuperables (USD) |
|-----------------|------------------------|---------------------------|
| Contrato 1-2011 | \$0.00 | \$2,779,903 |
| Contrato 1-2015 | \$0.00 | \$1,196,245 |
| Contrato 1-97 | \$0.00 | \$9,345,452 |
| Contrato 4-93 | \$0.00 | \$6,455,362 |
| Contrato 7-98 | \$0.00 | \$66,275,424 |
| Total | \$0.00 | \$104,599,274 |

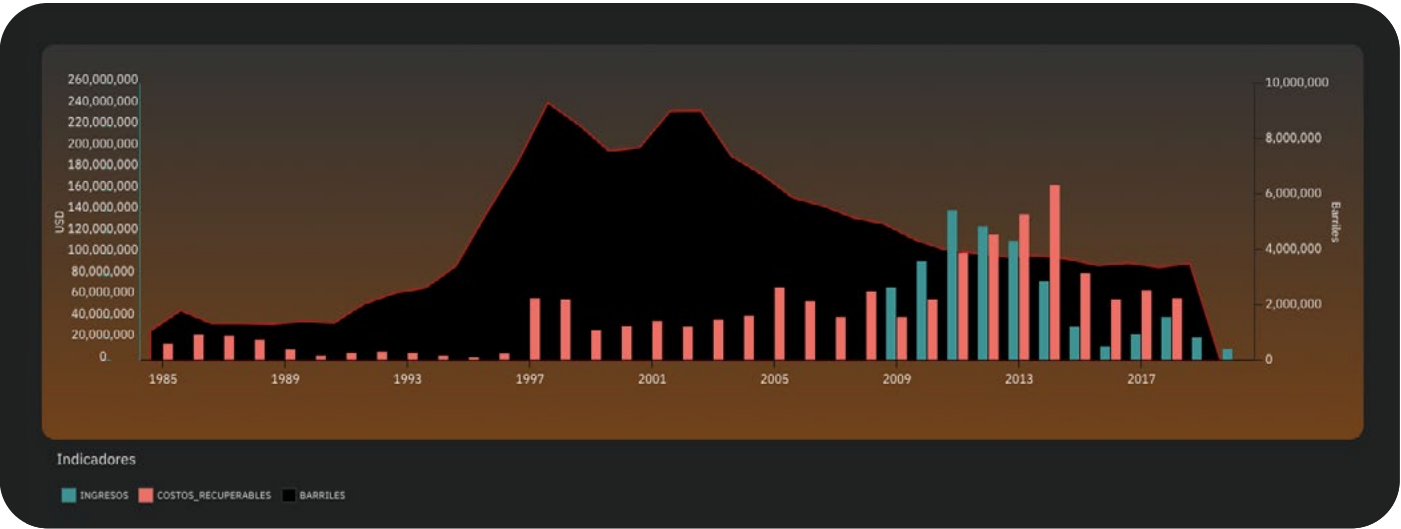
Fuente: Elaboración propia a partir de datos del MEM pedidos a través de la Ley de Acceso a la Información

7. Esta relación indica cuantos USD el Estado de Guatemala debe pagar a las empresas petroleras por cada USD ingresado por concepto de regalías, regalías especiales, participación del Estado, participación especial del Estados y cualquier otro ingreso, sin contar impuestos.

Relación producción, ingresos y costos recuperables

De 2009 al 2018 ha existido una disminución de la producción de petróleo, mientras que los ingresos a la Nación disminuyen a partir del 2011; en cuanto a los Costos Recuperables han sido mayores a los ingresos a la Nación a partir del año 2013, como puede verse en la Gráfica 16. De lo anterior, puede decirse que a partir del 2013 la extracción de hidrocarburos representa pérdidas para el país, por lo que deberían considerarse lesivos para los intereses de la Nación.

Gráfica 16. Producción de crudo, ingresos a la Nación y Costos Recuperables (2009 al 2018)



Fuente: Elaboración propia.

Comparación de los ingresos petroleros con otros productos de exportación en Guatemala

La importancia de los ingresos de divisas al país por parte de la actividad petrolera ha disminuido en los últimos años; de representar el 9.83% de todos los productos de exportación, pasó durante el 2019 e inicios del 2020 a ni siquiera estar dentro de los primeros 25 productos exportados (MEM, 2011, 2016; MINECO, 2020)

Tabla 13. Comparación de ingresos

| Año | Porcentaje de participación en las exportaciones |
|------|--|
| 2009 | 9.61% |
| 2010 | 9.83% |
| 2014 | 6.51% |
| 2015 | 3.11% |
| 2019 | No incluido dentro de los 25 principales productos de exportación. |

Fuente: Elaboración propia.

Geopolítica del petróleo y sus posibles impactos en Guatemala

Breve Análisis geopolítico

Durante esta segunda década del siglo XXI la geopolítica de la energía ha experimentado cambios profundos debido a los avances tecnológicos y a la crisis climática, lo que ha hecho más impredecible el futuro de la combinación energética global (Fuser & Almeida Ferreira Abrão, 2020). Asimismo, Fuser and Almeida Ferreira Abrão (2020) señalan que las percepciones de la escasez de recursos energéticos han sido sustituidas por una perspectiva de abundancia, y en este escenario de conflictos e incertidumbres, América Latina ha ocupado una posición de prominencia, intensificando la disputa de las grandes empresas y potencias por sus recursos.

En general, se prevé que el petróleo siga manteniéndose como la principal fuente global de energía en el futuro cercano, y el equilibrio entre la oferta y la demanda mundiales sigue siendo bastante estrecho, lo que genera que una interrupción importante en un solo gran productor de petróleo pueda hacer que los precios se disparen de nuevo y lleven rápidamente a una recesión mundial (Toprani, 2019). En cuanto a la producción estadounidense, el mismo autor señala que el crecimiento de la producción en el corto plazo parece limitado, especialmente porque las tasas de interés más altas pueden limitar a las pequeñas empresas estadounidenses del capital barato que requieren para mejorar sus operaciones.

Asimismo, Toprani (2019) sugiere que a pesar de su éxito en el impulso de la producción de petróleo de EE.UU., la mayoría de las empresas de petróleo de esquisto son notoriamente poco rentables y que si el crecimiento de la producción estadounidense no sigue el ritmo del crecimiento de la demanda mundial, la ventaja relativa de la energía sobre los precios volvería a corresponder a la OPEP, que, junto con Rusia, controla más del 55 por ciento de la producción mundial de petróleo y el 80 por ciento de las reservas probadas.

En relación a escenarios a futuro sobre energía a nivel global, la Agencia Internacional de Energía (IEA, 2020) señala que la demanda mundial de energía se incrementará un 5% en 2020, las emisiones de CO2 relacionadas con la energía en un 7% y la inversión energética en un 18%, siendo los impactos variables según el tipo combustible; por ejemplo, las caídas estimadas del 8 % en la demanda de petróleo y del 7% en el uso del carbón contrastan fuertemente con un ligero aumento de la contribución de las energías renovables. Asimismo, la reducción de la demanda de gas natural se espera sea de alrededor del 3%, mientras que la demanda mundial de electricidad parece reducirse en un 2% relativamente modesto para el año 2020.

En el corto plazo, la crisis del COVID-19 generó en pocos días una drástica caída en el consumo del petróleo de alrededor del 20%, equivalente a 22 millones de b/d en comparación al cierre de diciembre 2019, y que podría ascender a finales del año 2020, a más de 30 millones de b/d (Osorio, 2020). Asimismo, otro efecto de corto plazo del COVID-19 fue la caída de los precios del petróleo del West Texas Intermediate (WTI) registrada el 20 de abril que llegó a ser de -2.6 USD por barril (Osorio, 2020).

En cuanto a los efectos más duraderos de la COVID-19, la IEA señala que esta ha presionado los mercados de combustibles y ha exacerbado muchos de los desafíos a largo plazo a los que se enfrentan los proveedores de combustible, y a medida que la demanda ha disminuido, ha aparecido un exceso significativo de capacidad de oferta en todos los mercados, con poca certeza sobre la rapidez con la que se absorberá este superávit; lo anterior, según la misma Agencia, ha generado tensión en los presupuestos de inversión, disminución de los precios y falta de confianza por parte de los inversores debido a las preocupaciones sobre los rendimientos financieros, incertidumbre en torno a la demanda, y por las dudas sobre los modelos de negocio en un contexto de crecientes presiones sociales y ambientales en muchos países (IEA, 2020).

Por lo tanto, países productores a bajo costo con amplios búferes financieros, como Arabia Saudita, Rusia, Kuwait y Emiratos Árabes Unidos tienen mayores probabilidades de sobrellevar la crisis; por el contrario, otros países productores no tan resilientes como Angola, Nigeria e Iraq se verán afectados por problemas fiscales agudos y con poco margen de movilización de inversión inicial (IEA, 2020).

En el mismo análisis de escenarios energéticos realizado por la Agencia Internacional de Energía (IEA, 2020), se resalta que la era del crecimiento de la demanda mundial de petróleo llegará a su fin en diez años cuando la curva de demanda se aplane en la década de 2030, e incluso si se prolongada la recesión económica a causa de la COVID-19 podría reducirse en alrededor de 4 millones de barriles diarios (mb/d). Asimismo, los cambios en el comportamiento producto de la pandemia pueden ser en ambas vías (IEA, 2020): a) cuanto más larga sea la interrupción, más se arraiguen algunos cambios que reducen el consumo de petróleo, como trabajar desde casa o evitar los viajes aéreos; b) puede favorecerse el consumo de petróleo debido a una disminución del uso a corto plazo del transporte público, continuidad en la popularidad de los SUV y sustitución tardía de vehículos más antiguos e ineficientes.

Otros factores que hacen que la demanda de petróleo se mantenga y no pueda hablarse aún de una rápida disminución en su demanda son (IEA, 2020): a) El aumento de los ingresos en los mercados emergentes y las economías en desarrollo crean una fuerte demanda subyacente de movilidad, compensando las reducciones en el uso del petróleo en otros lugares; y b) el creciente uso del petróleo como materia prima en el sector petroquímico, en donde a pesar del aumento previsto de las tasas de reciclado, todavía existe amplio margen para que aumente la demanda de plásticos, especialmente en las economías en desarrollo.

Posibles implicaciones para Guatemala

Las conclusiones que derivan del análisis anterior para el caso de Guatemala son las siguientes:

- El petróleo seguirá siendo la principal fuente de energía en la próxima década.
- La imprevisibilidad de los mercados de petróleo hace difícil establecer escenarios a futuro.
- Existe una disputa global por el acceso a recursos naturales de Latinoamérica, incluyendo petróleo.
- No se prevé disminución drástica en la demanda de petróleo en los próximos 10 años.
- Países petroleros con mayor resiliencia dominarán el mercado.
- La producción petrolera guatemalteca es marginal, de baja calidad, y poco resiliente, por lo que es sumamente vulnerable a situaciones externas.
- Parece plausible que la única forma para que sea rentable la actividad petrolera para empresas extranjeras en Guatemala, es a través de los costos recuperables, en donde las pérdidas las asume el Estado de Guatemala y no las empresas.

Capítulo 3

Conclusiones y Recomendaciones

Conclusiones

1. La historia del aprovechamiento del petróleo en el país, con contadas excepciones, ha sido un proceso progresivo de debilitamiento de las condiciones que favorecen al Estado, en favor de empresas extranjeras.

2. La producción de hidrocarburos en el país mantiene en términos generales una tendencia hacia la baja a partir del registro más alto ocurrido en 1998 con 9.3 millones de barriles anuales, produciéndose únicamente 3.5 millones de barriles anuales en el 2019.

3. Únicamente los contratos 1-2005 y 1-2006 presentan una tendencia al alza, aunque sus producciones son marginales, siendo estas de 163.7 mil y 309 mil barriles anuales respectivamente.

4. La producción petrolera nacional está concentrada en el Contrato Petrolero 2-85, el que representa el 87% de la producción total nacional.

5. Para el período de 2009 al 2019 el total de ingresos a la Nación provenientes de la extracción de hidrocarburos fue de USD 757.1 millones, de los cuales las categorías más relevantes fueron Participación Estatal (78.65%) y Regalías (20.19%).

6. Durante los años 2009 al 2018, el Estado de Guatemala recibió producto de la extracción de hidrocarburos alrededor de USD 732 millones y devolvió a empresas petroleras USD 883 millones; es decir, por cada dólar ganado tuvo que invertir 1.21 dólares.
7. El pago de Costos Recuperables por parte del Estado a los contratistas petroleros hace que sea un negocio poco rentable para el país, en el mejor de los casos, por cada dólar ingresado se invirtieron 0.9 dólares (Contrato 2-85), y en el peor de los casos por cada dólar ingresado Guatemala pagó 55.71 dólares (Contrato 6-93).

8. Los Costos Recuperables han sido mayores a los ingresos a la Nación a partir del año 2013, año en que puede decirse que la extracción de hidrocarburos representa pérdidas para el país.

9. El Estado de Guatemala está pagando más caro por producir menos hidrocarburos y recibir menos ingresos provenientes de la explotación de hidrocarburos.

10. Los costos recuperables deben ser considerados lesivos para los intereses del país, ya que limitan los ingresos que puede generar el país, además que pueden ser utilizados por los contratistas para deducir el impuesto sobre la renta.

11. Si se agregaran los costos ambientales y sociales, así como los costos de oportunidad, la extracción petrolera en el país no es rentable en el largo plazo.

12. Con relación a la extracción de hidrocarburos en el país, Guatemala sigue siendo el “socio tonto”.

Recomendaciones

Continuar la sistematización y hacer pública la información relacionada con los siguientes indicadores:

- Contratos Petroleros de exploración y explotación de hidrocarburos.

• Porcentaje que representa esta actividad con relación al producto interno bruto.

• Ingresos económicos al país provenientes de esta industria.

• Monto anual de los costos deducibles que el Estado de Guatemala devuelve a las empresas petroleras.

• Porcentaje anual de los costos recuperables en comparación a los ingresos del Estado provenientes de esta industria.

• Cantidad de conflictos socioambientales relacionados con la actividad.
- Factura y balance petroleros.

• Número de empleos generados.

• Cantidad y calidad del gasto público por municipio vinculado a FONPETROL.

• Análisis de los instrumentos de gestión ambiental aprobados relacionados a la actividad petrolera.

• Caracterización de eventos de contaminación ambiental y conflictos socioambientales relacionados a esta actividad.

• Vínculos entre empresas petroleras e instituciones del Estado encargadas de regular la actividad.

Glosario

Hidrocarburos compartibles

Cantidad de hidrocarburos proveniente de la producción neta que es compartida entre el Estado y la empresa Contratista.

Participación estatal

Monto percibido por el Estado a partir de los hidrocarburos compatibles.

Barril

Unidad de medida equivalente a ciento cincuenta y ocho litros con novecientas ochenta y siete milésimas de litro (158.987 litros) equivalente a cuarenta y dos (42) galones americanos, a sesenta (60) grados Fahrenheit y una atmósfera de presión.

Referencias bibliográficas

Contreras Ortiz, Z. (2004). Efecto tributario en los Ingresos del Estado de Guatemala, al eliminar el reconocimiento de los costos recuperables previstos en la Ley de Hidrocarburos, Decreto Ley 109-83 y su Reglamento. (Maestría en Consultoría Tributaria), Universidad de San Carlos de Guatemala, Guatemala.

Escalón, S. (2016). Guatemala y las petroleras: El socio tonto. Plaza Pública. Retrieved from <https://www.plazapublica.com.gt/content/guatemala-y-las-petroleras-el-socio-tonto>

Fuser, I., & Almeida Ferreira Abrão, R. (2020). A América Latina e a nova geopolítica da energia: os casos de Argentina, Bolívia, Brasil, Equador, Guiana, México e Venezuela. OIKOS (Rio de Janeiro), 19(1).

García, A. (2010). Prórroga del Contrato 2-85: “UNA HISTORIA DE TRAICIÓN A GUATEMALA”. Retrieved from Guatemala:

IEA. (2020). World Energy Outlook 2020. Retrieved from Paris: <https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2020>

INCYT. (2018). Perfil energético de Guatemala. Bases para el entendimiento del estado actual y tendencias de la energía. Retrieved from Guatemala:

MEM. (2007). Exploración y explot ación petrolera en guatemala. Guatemala: Ministerio de Energía y Minas Retrieved from <http://www.mem.gob.gt/wp-content/uploads/2012/05/1.-A%C3%B1o-2007-Numero-1-Historia.pdf>.

MEM. (2011). Estadísticas Hidrocarburos Año 2010. Guatemala: Ministerio de Energía y Minas.

MEM. (2013). Política Energética 2013-2027. Energía para el Desarrollo. Calidad, Cantidad, Competitividad. Guatemala: Gobierno de Guatemala.

MEM. (2016). Informe estadístico de hidrocarburos 2015 Guatemala. Guatemala: Ministerio de Energía y Minas.

MEM. (2019). Contratos Petroleros 2019. Retrieved from <http://www.mem.gob.gt/wp-content/uploads/2019/03/TODOS-CONTRATOS-PETROLEROS-2019.pdf>

MEM. (2020a). Contratos Petroleros a Enero 2020. Guatemala: Ministerio de Energía y Minas.

MEM. (2020b). Estadísticas de Hidrocarburos de Guatemala. Informe estadístico Segundo trimestre 2020. Guatemala: Ministerio de Energía y Minas.

MEM. (2020c). Estadísticas de Hidrocarburos, Guatemala. Informe estadístico Año 2019. Guatemala: Ministerio de Energía y Minas.

MINECO. (2020). 25 Principales Productos Exportación e Importación. Guatemala: Ministerio de Economía.

Mora Contreras, J. (2015). Contratos de exploración y producción de petróleo: el contrato de producción compartida. Retrieved from <https://www.encyclopedie-energie.org/es/contratos-de-exploracion-y-produccion-de-petroleo-el-contrato-de-produccion-compartida/>

Observatorio Ambiental. (2012). De traiciones a la Patria y corrupción en Guatemala: el caso del petróleo en el Parque Nacional Laguna del Tigre. Retrieved from Guatemala:

Osorio, L. A. (2020). La crisis del coronavirus en la industria petrolera: Fuertes impactos y el cambio organizacional necesario para confrontar los desafíos de su recuperación. Revista Latinoamericana de Investigación Social, 3(1), 31-36.

SIB. (2010). Análisis cuatrimestral de sectores económicos. Sector de Hidrocarburos. Guatemala: Superintendencia de Bancos.

Toprani, A. (2019). A primer on the geopolitics of oil. War on the Rocks. Retrieved from <https://warontherocks.com/2019/01/a-primer-on-the-geopolitics-of-oil/#:~:text=Oil%20will%20remain%20the%20world's,and%20demand%20remains%20perilously%20narrow.>

Anexos

Anexo 1. Listado de costos recuperables

| | |
|----|--|
| 1 | Sueldos y Salarios; |
| 2 | Sueldos transitorios y por contrato; |
| 3 | Tiempo extraordinario; |
| 4 | Prestaciones laborales que dicte las leyes vigentes de la materia; |
| 5 | Honorarios médicos para atención de la clínica establecida en el área de contrato; |
| 6 | Seguros de vida y médico; |
| 7 | Geología y geoquímica; |
| 8 | Geofísica; |
| 9 | Carreteras; |
| 10 | Logística y transporte; |
| 11 | Perforación, Obra Civil, Fluidos de perforación, Registros de pozo, Cementación de pozo, Prueba de pozo; |
| 12 | Completación de pozos; |
| 13 | Reacondicionamiento de pozos; |
| 14 | Mantenimiento de instalaciones, accesos, equipo y maquinaria del área de contrato; |
| 15 | Primas de Seguros y Fianzas a favor del Estado; |
| 16 | Consultoría legal que no sea para dirimir procesos contra el Estado o asuntos laborales; |
| 17 | Consultoría de auditoria interna y fiscal; |
| 18 | Gastos de alimentación en los campamentos del área de contrato; |
| 19 | Vestuario para trabajadores de campo; |
| 20 | Equipo y accesorios para seguridad industrial; |
| 21 | Productos metálicos; |
| 22 | Productos no metálicos; |

| | |
|----|---|
| 23 | Productos químicos; |
| 24 | Productos medicinales y farmacéuticos para el área de contrato; |
| 25 | Costo de Combustibles y lubricantes para maquinaria, equipo y vehículos para las operaciones del área de contrato, registrados como costos de capital, excluye el Impuesto al Valor Agregado; |
| 26 | Costos de capital de campo y oficinas centrales debidamente registrados; |
| 27 | Adquisición y renta de edificios; |
| 28 | Gastos de medio ambiente; |
| 29 | Gastos administrativos dentro de la República, para la realización de funciones de planificación, organización, integración y control a cargo de la administración se reconocerá hasta el ochenta por ciento (80%) de los mismos y distribuidos conforme el Anexo Contable; |
| 30 | Gastos administrativos fuera de la República incurridos por la Casa Matriz del Contratista por administración y gerencia el uno por ciento (1%) calculados sobre la totalidad de los costos recuperables aprobados y ejecutados; |
| 31 | Maquinaria y equipo de exploración y producción, arrendamiento y/o adquisición; |
| 32 | Maquinaria y equipo para obra civil a ser usado en el área de contrato, arrendamiento y/o adquisición; |
| 33 | Equipo de almacenaje y distribución; |
| 34 | Equipo médico–quirúrgico; |
| 35 | Equipo de ingeniería; |
| 36 | Equipo de laboratorio de uso en la exploración y/o explotación petrolera; |
| 37 | Vehículos y transporte pesado, arrendamiento y/o adquisición, a ser usado en el área de contrato; |
| 38 | Adquisición de equipo de computación con sus sistemas operativos utilitarios y software especializado relacionado con las actividades de exploración y/o explotación; |
| 39 | Adquisición o renta de inmuebles para el uso de la operación; |
| 40 | Capacitación y cargos anuales por hectárea; |
| 41 | Contribuciones para el desarrollo de las comunidades ubicadas dentro del área de contrato del cero punto cinco por ciento (0.5%) del valor fiscal de la producción del año anterior; |
| 42 | Estudios relacionados directamente con las operaciones petroleras objeto del contrato; |
| 43 | Los costos de arbitraje, indicados en el artículo 242 de este Reglamento y en el contrato respectivo, si el resultado no es favorable al Estado |



OIE

Observatorio de
Industrias
Extractivas



OXFAM