

Censat Agua Viva - Amigos de la Tierra Colombia

Censat Agua Viva - Amigos de la Tierra Colombia

Coordinador General: Diego Alejandro Cardona Calle Junta Directiva: Maria del Rosario Rojas (Presidenta), Tatiana Rodríguez Maldonado (Secretaria), Javier Marín (Vocal), Germán Castañeda (Vocal), Danilo Urrea (Vocal)

Mas información en:

www.censat.org

Autores: Andrés Gómez O., Tatiana Roa Avendaño.

Ilustración portada: Angie Vanessita - www.angievanessita.com

Fotografías: Juan José López, Rafael Álvarez Domenech

Diseño y diagramación: Adrián Cárdenas Roa

Noviembre de 2019, Bogotá, Colombia



Índice

Introducción	5
Contexto político petrolero en Colombia	7
Las transformaciones del sector 2003 - 2015	7
Avance de las fronteras petrolera	10
La Shell en Colombia	14
La llegada de Shell a Colombia	14
Shell después de los 80	16
El negocio de los derivados	18
Shell y Cerromatoso	19
Shell en la política colombiana	20
El desarrollo petrolero en el Mar Caribe colombiano	23
El comienzo: Chuchupa, con la Texas	23
La exploración y explotación de los yacimientos en aguas profundas en el mar Caribe: el gran desafío	24
Avanza la frontera marina	26
Los nuevos intereses de Shell en Colombia: el mar Caribe	29
Historia de resistencias: un abrebocas	32
Reflexiones finales	33



-5-

Introducción

Los años ochenta, fueron descubiertos varios yacimientos importantes en la Cuenca de los Llanos Orientales. El primero, en 1983, el Campo Caño Limón, hecho por la Asociación entre la estatal Ecopetrol – y las compañías privadas Occidental Company - Shell,¹ y luego en 1989, los campos Cusiana y Cupiagua de la asociación petrolera integrada por Ecopetrol y las transnacionales BP Exploration, Total y Triton. El descubrimiento de estos yacimientos cambiaría drásticamente el mapa petrolero colombiano. Con las nuevas reservas y la alta producción petrolera, Colombia consiguió su autosuficiencia y volvió a ser exportador de petróleo. En la década de los noventa del siglo pasado, la industria petrolera del país vivió el más importante auge de toda su historia.

Sin embargo, esta bonanza no duraría más de una década. En 1992, las reservas fueron de 3.232 millones de barriles (Mbls) con un horizonte de agotamiento de 20 años. Diez años después, en el año 2002, las reservas cayeron a 1.632 Mbls equivalentes a 7.8 años. Otras cifras importantes para entender el comportamiento del sector petrolero son: el pico más alto de producción petrolera de la época se alcanzó en 1999 con 290 millones promedio/año, mientras que las exportaciones alcanzaron la cifra más alta de la década ese mismo año con 192 millones de barriles anuales; sin embargo, a partir de allí, empezó el descenso de la producción y con esto en el 2000 decayeron de los ingresos del Estado del tope que fueron 1415 millones de dólares (Hernández, 2018: 161). Los grandes yacimientos se agotaron pronto dado las altas tasas de extracción impuestas por las empresas operadoras.

A partir del año 2000, el gobierno de Andrés Pastrana (1998-2002), siguiendo la tendencia internacional de globalización e internacionalización (Hernández, 2018: 169) promovió varias reformas en la política petrolera que favorecieron a los inversionistas extranjeros. Se modificó la participación en el contrato de asociación (de 50% al 30%) y el régimen de regalías; además, se eliminó la licencia ambiental para la sísmica, siempre y cuando no se requiriera la construcción de carreteras. A pesar de todo, las reformas no dieron los frutos esperados y las reservas continuaron disminuyendo, así como los ingresos fiscales.

^{1.} Shell participó en el proyecto los primeros años, luego vendería su parte del contrato a Occidental. Ver capítulo sobre Shell.

-6-

Buscar petróleo y gas se volvió un importante desafío para el nuevo gobierno de Álvaro Uribe Vélez (2002-2006), propósito que mantuvo en su siguiente gobierno (2006-2010) igual que su sucesor Juan Manuel Santos (2010 – 2014; 2014-2018). Dos fronteras han estado en la mira: las aguas profundas del mar Caribe y los yacimientos de roca generadora principalmente en el Magdalena Medio, Catatumbo y la Cordillera Oriental. En ambos ha estado interesada la Shell; sin embargo, se ha concentrado en los yacimientos de aguas profundas en el mar Caribe

La Shell llegó a Colombia en el año 1936, dos décadas después de la firma de la Concesión de Mares en 1905, momento en el que inició la historia petrolera del país y empezó la exploración del campo La Cira Infantas por la Tropical Oil Company (subsidiaria de la Exxon). Mucha agua ha pasado desde entonces, tanta como la historia de esta empresa europea que ha participado en diversos proyectos no sólo petroleros sino incluso mineros, muchos abandonados, cedidos o vendidos a otros.

Este informe tiene como propósito analizar las inversiones y el papel de la Shell en el desarrollo del sector de hidrocarburos de Colombia. Esta industria extractiva, que surgió hace 103 años en Colombia, ha contado con la presencia de la empresa europea por casi 80 años. La Shell ha hecho parte de la historia petrolera colombiana y actualmente está en el centro de las nuevas proyecciones: la exploración y explotación costa afuera.

El documento está organizado en tres partes, una primera que busca destacar elementos de la política petrolera, haciendo énfasis en el período 2003-2015, cuando se regula la actividad en la actualidad. El segundo capítulo, destaca la historia, los proyectos y las políticas de la Shell en Colombia y sus actuales inversiones. Finalmente, el capítulo tercero, hace un recorrido por la historia petrolera en el mar Caribe, desde el primer campo petrolero desarrollado por Texaco, hoy Chevron-Texaco hasta los últimos desarrollos que se constituyen en los principales descubrimientos gasíferos de los últimos años, y donde Shell ha concentrado sus actividades en Colombia.

-7-

Contexto político petrolero en Colombia

Las transformaciones del sector 2003 - 2015

De acuerdo con Luis Humberto Hernández (2018: 209), estudioso del tema petrolero, dos coaliciones del subsistema de política petrolera fueron los protagonistas y mantuvieron la hegemonía política del subsistema durante más de una década (período 2003-2015): la coalición estatal o gubernamental² y la coalición transnacional.³

De esta manera, el Congreso de la República a través de la Ley 790 de 2002 otorgó facultades extraordinarias al presidente Uribe Vélez para liderar la renovación de "la administración pública Nacional y racionalizar la organización y funcionamiento, para garantizar la sostenibilidad financiera de la Nación (Presidencia de la República, 2012, citado por Hernández, 2018: 2007). Uribe Vélez inició un proceso de transformación de la empresa Estatal petrolera para lo cual expidió el decreto 1760 del 26 de junio de 2003, por el cual se escinde a Ecopetrol de su función como administradora "integral de los recursos de propiedad de la nación y la administración de los activos estratégicos representados en acciones y participaciones en sociedades" (Decreto 1760, 2003) y un debilitamiento de la coalición sindical, a través de mecanismos legales y de hecho. El decreto también crea la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH), "como una unidad administrativa especial, de orden nacional, con personería jurídica, patrimonio y autonomía administrativa y financiera". (Hernández, 2018: 232) Ecopetrol se constituye así en una sociedad económica de carácter comercial, organizada como sociedad anónima, mientras la ANH asume las funciones de administrador del recurso petrolero que antes tenía Ecopetrol.

2. "La coalición gubernamental administrativa tiene entre sus principales actores al gobierno de la seguridad democrática, presidido por Álvaro Uribe Vélez (2002-2010) y su sucesor el presidente Juan Manuel Santos (2010-2018), al Ministerio de Minas y Energía, (...) y a la ANH. (Hernández, 2018: 209).

3. "La coalición empresarial estaba conformada fundamentalmente por las empresas productivas del sector, extranjeras y nacionales, agrupadas alrededor de la Asociación Colombiana de Petróleo (ACP) de la cual forman parte 54 empresas petroleras y la Cámara Colombiana de Servicios Petroleros (Campetrol), conformada por 181 empresas de bienes y servicios relacionados con actividades inherentes a la exploración, perforación, producción, transporte, refinación, ingeniería y consulta, servicios de soporte y de otros análogos del campo de los hidrocarburos". (Hernández, 2018: 211). También forma parte el gremio de los ingeniero petroleros, la Asociación Colombiana de Ingenieros de Petróleos (Acipet).

En 2004 se elimina el contrato de asociación y se crea el contrato impuesto/regalías, más conocido como contrato de concesión moderna. Amplía los tiempos para la exploración, explotación y garantiza el derecho a la prórroga de los contratos, lo que limita las posibilidades de reversión al Estado de los yacimientos explotados, como lo hacía el anterior contrato. También otorga mayor autonomía, responsabilidad al contratista e incluso permite el 100% de los derechos del contrato. (Hernández, 2018: 233-234)

Además, con el fin de ofertar, promocionar y adjudicar las áreas petroleras a través de bloques, se crea el mecanismo de las rondas petroleras. La ambiciosa meta de Uribe para desarrollar el potencial hidrocarburífero se fundamentó en el precepto de "que la actividad económica debe ser objeto del comportamiento de las fuerzas libres del mercado, mientras el Estado debe propiciar las condiciones para su acción" (Hernández y otros, 2011: 146). Otra serie de reformas a la política petrolera fueron promovidas por el gobierno de Álvaro Uribe Vélez como puede observarse en la Tabla 1.

Tabla 1. Normatividad de la política petrolera: 2003 - 2006

Decreto 1760 de 26 de junio 2003	Por el cual se escinde la Empresa Colombiana de Petróleos, Ecopetrol, se modifica sus estructura orgánica y se crean la Agencia Nacional de Hidrocarburos y la sociedad promotora de energía de Colombia S.A. Créese la Unidad Administrativa Especial denominada Agencia Nacional de Hidrocarburos, ANH, entidad adscrita al Ministerio de Minas y Energía con personería jurídica, patrimonio propio, autonomía administrativa y financiera, sometida al régimen jurídico contenido en el presente decreto y en lo no previsto en él, al de los establecimientos públicos, de conformidad con lo dispuesto en la Ley 489 de 1998 y en las normas que la sustituyan modifiquen o adicionen. Créese la Sociedad Promotora de Energía de Colombia, S.A. sociedad pública por acciones del orden nacional, vinculada al Ministerio de Minas y Energía, con personería jurídica, patrimonio propio, autonomía administrativa y financiera. Su domicilio y sede principal será en la ciudad de Bogotá, D.C. y podrá establecer subsidiarias, sucursales y agencias en el territorio nacional y en el exterior.					
Decreto 2394 de 25 de agosto 2003	Por el cual se modifica la estructura de Ecopetrol S.A. y se determinan las funciones de sus dependencias.					
Decreto 3229 de 11 de noviembre 2003	El Ministerio de Minas y Energía, teniendo en cuenta la definición del área del yacimiento, los volúmenes de producción y mediante la aplicación de la fórmula %D=(%Y+%P)I2, señalará mediante resolución, el porcentaje de participación de regalías que como producto de la explotación del yacimiento, corresponda a cada entidad territorial (%D: porcentaje de la participación de regalías y compensaciones para cada entidad territorial, generadas por la explotación del yacimiento mineral o de hidrocarburos. %Y: Porcentaje del área del yacimiento mineral o de hidrocarburos que corresponden a cada entidad territorial; %P: Porcentaje de la producción que corresponde a cada entidad territorial).					
Decreto 3164 de 6 de noviembre 2003	Constituyen labores propias y esenciales de la industria del petróleo únicamente las siguientes: los levantamientos geológicos, geofísicos, geodésicos, topográficos, destinados a la exploración y evaluación de yacimiento de hidrocarburos; la operación de perforar pozos de hidrocarburos desde el inicio de la perforación hasta la terminación, complementación o taponamiento del mismo; la operación y reacondicionamiento de pozos de hidrocarburos, entre otros.					

Resolución No. 18-1709 de 23 de diciembre 2003	El petróleo crudo de producción nacional que le corresponda a los explotadores de hidrocarburos en desarrollo de contratos de exploración y explotación y que se destine a la refinación para el abastecimiento interno, se pagará tomando como base el precio internacional de exportación de crudos en términos FOB, puerto colombiano, con aplicación del Precio Internacional de Referencia. Para cada crudo en particular, el precio sólo variará dependiendo de la calidad medida en su ASSAY (grados API y porcentaje de Azufre (%S) y de los contenidos en porcentaje (%) de agua, sedimento en el crudo y sal.
Decreto 4743: Exenciones arancelarias 2005	Reglamenta el Decreto Ley 1760 de 2003. Otorga exenciones a las importaciones de maquinaria, equipos y repuestos destinados a la explotación de hidrocarburos.
Ley 1118 2006	Modifica la Ley 685 de 2001 del Código de Minas. Respecto a contratos de concesión, los beneficiados deben señalar si dentro del área solicitada existe algún tipo de explotación minera, indicando su ubicación y metodología utilizada para conocer la existencia o no de dicha minería. Respecto a la prórroga y renovación del contrato señala como mínimo dos (2) años antes de vencerse el período de explotación y el derecho del concesionario a solicitar la prórroga del contrato de hasta veinte (20) años, que no será automática.

Fuente: Hernández, 2018 citando Ecopetrol.

Con la recién creada ANH, Uribe Vélez, impulsó, en gran parte del territorio nacional, el desarrollo de sísmica 2D y 3D y la perforación de pozos exploratorios con el propósito de ampliar las reservas petroleras del país⁴ y así poder ofertar bloques petroleros para ser concesionados.

Las reformas y la promoción de la exploración y producción petrolera continuaron durante los dos gobiernos de Santos, las medidas, de acuerdo al Ministerio de Minas y Energía, haría más agresiva y focalizada la promoción de áreas (Portafolio, 2015). Se flexibilizaron los contratos para facilitar la inversión extranjera, de tal manera, los operadores se favorecieron por la reducción de trámites y tiempo; además del esquema de subastas petroleras o rondas bianuales, se pasó a un sistema flexible en el cual las empresas pueden con más frecuencia acceder a contratos con la ANH (Roa Avendaño *et al*. 2017: 18).

Las reformas políticas del subsector estuvieron acompañadas de otras reformas como la laboral y tributaria, y la flexibilización de la legislación ambiental para facilitar la inversión extranjera.

Más de una década de agresiva promoción a la inversión extranjera para el sector ha transfigurado el territorio nacional. Aunque sin muy buenos dividendos en materia de incrementar las reservas petroleras para el país, el sector petrolero, y por tanto la economía extractivista, se ha convertido en el de mayor importancia en la economía nacional.

4. La ANH clasificó las cuencas en: inexploradas o tectónicamente complejas, cuencas subexploradas y cuencas exploradas y a partir de allí diseñó un plan de inversiones exploratorias hacia las cuencas petrolíferas para el período 2008 – 2025. Esto incluyó estudios geológicos y exploración sísmica, con el fin de proporcionar mayor información a las empresas inversionistas reduciendo su riesgo y motivando su inversión. Se diseñaron las rondas de negociación para la adjudicación de los bloques de exploración petrolífera buscando ampliar las inversiones. (Roa Avendaño *et al.* 2017: 18).

-9-

La dinámica de expansión de fronteras es una de las bases del modelo económico capitalista. Para Jason Moore "el capitalismo no sólo tiene fronteras; en un sentido fundamental está definido por el movimiento de frontera". Y advierte que en este sistema es impensable la producción sin la apropiación de fronteras (Moore, 2013: 13 citado en Roa Avendaño et al., 2017: 17).

La búsqueda incesante de hidrocarburos ha extendido la exploración y la extracción petrolera en gran parte hacia nuevos territorios de la geografía nacional, buscando así, nuevas yacimientos y reservas. (Ver figura 1). De las viejas cuencas petroleras, donde se profundizó y avanzó en proyectos de recuperación secundaria y terciaria, como veremos más adelante, la actividad se expandió a nuevas áreas: la Amazonía, la Orinoquía, el Pacífico, la cordillera Oriental y el mar Caribe. En 2017, los bloques petroleros asignados u ofertados en el Mapa de Tierras de la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH), contaban con 104 millones de hectáreas, que representan el 62% de las cuencas sedimentarias del país. De estos, 36,76 millones de hectáreas se encuentran en exploración (incluidos los que están en evaluación técnica) y en producción (Roa Avendaño *et al*, 2017: 19).

Pero, la frontera tecnológica también avanzó. En la actualidad, en los campos antiguos se aplican nuevas tecnologías de recobro primario, secundario y terciario. De hecho, las importantes inversiones para mejorar la recuperación de crudo en campos maduros (antiguos),⁵ son las que en realidad han posibilitado un notorio incremento de la producción petrolera sin incrementar las reservas. En más de una década de inversión en exploración, pocos han sido los resultados de nuevos e importantes yacimientos. Lo que sí han generado es un importante costo socio-ambiental, dado que las tecnologías aplicadas utilizan más agua y energía y conllevan una agresiva ocupación territorial con altas repercusiones sociales: desplazamiento, cambio de uso del suelo, agotamiento de bienes naturales.

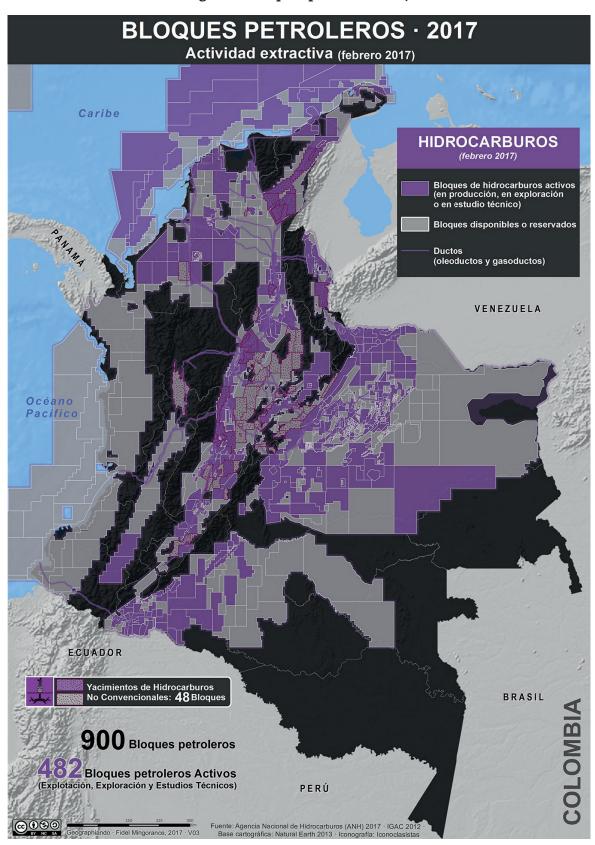
Es el caso de los campos Castilla y Chichimene, actualmente los mayores productores de petróleo. La agresiva campaña de recuperación secundaria ha provocado conflictos entre los pobladores locales y las empresas petroleras, que se disputan las aguas, la cual ha sido gravemente afectada por los procesos de extracción. En particular, las comunidades denuncian los impactos que ha sufrido el río Orotoy, que ha perdido gran parte de su caudal y tiene altos niveles de contaminación por los vertimientos que sobre él se realizan. (Roa Avendaño et al., 2017: 20)

El segundo proceso tecnológico para la extracción de yacimientos no convencionales, es el fracking, fundamental para extraer el gas y petróleo de las rocas generadoras. El interés por la implementación de esta técnica viene desde finales de la primera década

-10-

^{5. &}quot;En los primeros años del siglo XXI, Ecopetrol destinó recursos para mejorar la producción petrolera de dos campos maduros del Meta: Castilla, que producía 60.000 barriles diarios en 2006, y Chichimene, 5.500. En "Como el Agua y el Aceite" se describe la forma como estos dos campos expandieron su producción: en 2009 el primero alcanzó los 90.000 barriles diarios y, el segundo los 30.000 barriles el segundo. Con el incremento de la producción de campos maduros, el Meta se consolidó como el principal departamento productor de petróleo en Colombia, superando a los otros departamentos llaneros: Casanare y Arauca. En 2012, los dos campos alcanzaron la producción de 171.151 barriles diarios y las inversiones de Ecopetrol superaron los 1.000 millones de dólares en infraestructura". (Roa Avendaño *et al*, 2017: 19).

Figura 1. Bloques petroleros 2017



Fuente: Portal Geographiando www.geographiando.net

de este siglo. En 2008, el gobierno contrató un estudio para identificar las potenciales reservas⁶ y un año antes había emitido el primer documento CONPES orientado a consolidar el marco normativo, contractual y técnico para la asignación de los derechos de exploración y explotación de gas en mantos de carbón. Un acelerado proceso de reglamentación para el uso de la técnica se ha venido implementando desde esa fecha. Ver tabla 2.

Tabla 2. Desarrollo del marco jurídico para no convencionales

Conpes 3517 2008	Recomendó a la ANH y al Ministerio de Minas y Energía consolidar el marco normativo, contractual y técnico para la asignación de los derechos de exploración y explotación de gas metano en depósitos de carbón y recomendó establecer un reglamento para la contratación de áreas para la exploración y producción de estos o proponer los ajustes pertinentes al reglamento de contratación vigente.
Resolución 180742 2012	Estableció los procedimientos para la exploración y explotación de yacimientos no convencionales, incluido el fracking. Aclaró que las actividades reglamentadas en la resolución estarían sujetas a las normas relativas al medio ambiente, protección de los recursos naturales, etc. (esto incluye sujeción al trámite de licenciamiento ambiental).
Decreto 3004 2013	Amplió el contenido de la resolución anterior. Estableció la definición de yacimiento no convencional y ordenó desarrollar las normas técnicas y procedimientos en materia de fracking y yacimientos no convencionales.
Resolución 90341 2014	Estableció los requerimientos técnicos y procedimientos para la exploración y explotación de yacimientos no convencionales en el territorio nacional, decretando entre otras cosas que: "para perforar varios pozos, la compañía podrá adquirir una sola solicitud con un programa general, que no se permitirá una estimulación a menos de 1km de una falla". Por otro lado, estableció que se suspenderán actividades de inyección cuando se presenten fallas durante las pruebas de integridad, cuando en pozos inyectores la presión del anular es más de 20%, o en los casos de un evento sísmico de magnitud 4 ó más.
Resolución 0421 2014	Derogó a la resolución 1544 de 2010 y adoptó los términos de referencia para la elaboración del estudio de impacto ambiental necesario para la obtención de licencia ambiental para los proyectos de perforación exploratoria de hidrocarburos.

Fuente: Última Frontera, Alianza Latinoamericana frente al Fracking. s.f.

^{6.} De acuerdo a un estudio contratado en el año 2008 por la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH), y realizado por la Consultora Arthur Little, Colombia es uno de los cinco países de América Latina con mayor potencialidad. Esta agencia consultora estimó que el potencial de reservas de yacimientos no convencionales en el país son: "en: Metano en vetas de carbón: 7,5 Tcf (billones de pies cúbicos) de reservas recuperables, Arenas asfálticas: 40 a 60 Gbbl (mil millones de barriles) de petróleo recuperable, Lutitas gasíferas [shale gas]: 30 Tcf de reservas recuperables, Gas compacto: Desconocido" (Little, 2008). El informe también dice que el potencial en esquisto bituminoso (shale oil) e hidratos de gas es más limitado. Las zonas históricamente carboníferas son ricas en gas de metano asociado a vetas de carbón (GMDC): La Guajira, Cesar, Norte de Santander, Valle del Cauca, Córdoba, Boyacá, Antioquia y Santander. Las arenas asfálticas están en Caquetá y el Magdalena Medio; las lutitas gasíferas se encuentran principalmente en el Magdalena Medio, Cesar - Ranchería y la Cordillera Oriental; mientras que los crudos ultrapesados (arenas asfálticas o bituminosas) en la cuenca de los Llanos, y las reservas de hidratos de gas en el mar Caribe. (Roa Avendaño, 2014).

Con los crudos no convencionales, particularmente de lutitas, la ANH espera incrementar entre 11% y 26% las reservas del país, mientras que en gas alcanzaría entre 33% y 66%, extendiendo las reservas de hidrocarburos que hoy tiene para cubrir las necesidades del país durante unos siete años. En 2015, se habían suscrito siete contratos de hidrocarburos no convencionales, que se encuentran en etapa exploratoria (Bernal Rubio *et al.*, sf: 65) y de acuerdo al mapa de tierra de 2017, 48 bloques de yacimientos no convencionales estaban siendo ofertados (Mapa de tierras ANH, 2017).



Foto: Rafael Álvarez Domenech

La Shell en Colombia

La llegada de Shell a Colombia

La llegada de Shell a Colombia se concreta para la explotación de la zona que primero llamó la atención a las compañías transnacionales del momento: el Magdalena Medio. En el margen oriental del río Magdalena, la Tropical Oil Company (Hoy Exxon Mobil) operaba desde 1917 la llamada "Concesión de Mares". Shell es inicialmente atraída por la invitación del gobierno López Pumarejo, a lo que se añadía el positivo análisis del geólogo suizo Daniel Trumpy sobre las estructuras geológicas colombianas. Luego vendría una negociación en la que la principal exigencia era la flexibilización de las condiciones de explotación petrolera, y que logran obtener con la aprobación de la Ley 160 de 1936 (propiedad privada del subsuelo en algunas zonas, disminución de regalías, aumento del período de exploración, exención de regalías a crudos refinados en el país) (Vega, Nuñez y Pereira, 2009).

La empresa se instaló entonces en 1936 con el objetivo de realizar trabajos de exploración y explotación de hidrocarburos, en gran parte del territorio nacional. En el mismo año, la empresa canadiense "Canadian Eagle Company" establece en Colombia la "Compañía Colombiana de Petróleo El Cóndor" a la que se entregó la concesión Yondó (146.000 hectáreas en el departamento de Antioquia, municipio de Remedios, hoy Yondó) (Vásquez, 1994), en la llanura de inundación del margen occidental del río Magdalena. Esta compañía funciona de manera independiente por dos años, para luego fusionarse con Shell en 1938. La empresa denominada "Shell Cóndor" descubrió petróleo en el pozo Casabe-1, en agosto de 1941, y así empieza el desarrollo del campo del mismo nombre, ubi-

-14-

cado al occidente del puerto de Barrancabermeja (Santander)⁸ y continuó ampliando su trabajo hacia otros campos en la misma zona del Magdalena Medio.⁹

Debido a la caída de producción y el bajo precio del petróleo en 1965¹⁰, Shell adelantó la negociación para la entrega del campo Casabe que debía revertir al Estado colombiano en 1975. Shell presiona al gobierno colombiano, suspende las labores de exploración y perforación adicional, en 1968. Su plan era liquidar sus trabajadores y vender el campo a Ecopetrol; sin embargo, el Ministerio de Trabajo dio autorización por lo que la operación se llevó al mínimo en los pozos todavía productivos con menos de 70 trabajadores. Finalmente, en 1974, Ecopetrol y Shell negociaron la entrega anticipada de Casabe, con la condición de que fuera en un paquete que incluyera sus demás campos: Cantagallo (Bolívar), Yariguí (Santander), San Pablo (Bolívar), Las Garzas (Santander), El Difícil (Magdalena) y Cristalina (Santander).¹¹

Ecopetrol no sólo quedó con la producción de crudo de Shell; también se hizo dueña de una herencia tóxica. Según Avellaneda, el 20% de fluido producido en Casabe era agua salada, que luego de separarse del petróleo, se vertía directamente a las ciénagas, un procedimiento que hizo la empresa durante años (Avellaneda, 1998). Entre 1985 y 1986 la crisis ambiental se manifestó en medio de las operaciones de Ecopetrol por revivir el campo: depósitos de crudo dispuestos en los bajos inundables que contaminaban agua y suelos. Ante la solicitud de las comunidades de la intervención del gobierno central, se convocó una reunión amplia en 1986, a la que no asistió Ecopetrol. El proceso en contra de la empresa fue largo; el resultado fue un programa de recuperación ambiental que no logró rescatar los ecosistemas en su totalidad, que costó alrededor de \$USD 2 MM de fondos públicos; todo para remediar el daño causado por Shell durante décadas (Avellaneda, 1998).

- 8. En 1954, el campo Casabe alcanzó su máxima tasa de producción después de la perforación de más de 400 pozos, con una producción de 46.000 Barriles de Petróleo por Día (BOPD por sus siglas en inglés) (Shell, 1996).
- 9. La concesión Cantagallo (21.000 hectáreas ubicadas en el departamento de Bolívar al norte de Barrancabermeja), se entregó en 1937 inicialmente a la compañía "Socony Vacuum Oil Company". En 1943 se descubre petróleo en el Campo y se continuó con el desarrolla de varios pozos más hasta 1949. En 1951 la concesión es adquirida por "Shell Cóndor" (Vásquez, 1994). Cantagallo se declara comercial en 1952 y un año después, en 1953, se entrega a la misma compañía la concesión San Pablo en la que se descubre el campo Yariguí, donde perfora alrededor de 40 pozos (Monroy y Pérez, 2017). La concesión El Difícil (48.568 hectáreas), ubicada en Plato (Magdalena), se otorgó a "Shell Cóndor" en 1946; su producción comercial inicia en 1948. La concesión Cristalina es de 1950, en Sabana de Torres (Santander). Al terminar 1949 se habían perforado 1854 pozos, de los cuales 177 eran propiedad de Shell (145 en Casabe, 14 en Cantagallo, 18 en El Difícil) (Vásquez, 1994). Shell también hizo parte en la década del 60 de la exploración del golfo de Urabá con la perforación de los pozos Urabá 1 y Turbo 1 (Antioquia). (Vásquez, 1994).
- 10. Para 1965, los 448 pozos sólo produjeron 10.000 BOPD y el precio del crudo se cotizó en \$USD 2. 11. La firma del contrato se realizó el 15 de julio de 1974 por una suma de \$USD 3.4 MM; esta transacción aseguró para la época, que Ecopetrol tuviera el dominio sobre el 44% de la producción nacional (Shell, 1996).
- 12. Las afectaciones principales denunciadas por la comunidad hablan de (i) contaminación con crudo de aguas superficiales, (ii) problemas de salud por consumo de aguas contaminadas, (iii) quema de pastos y cultivos con aguas contaminadas, (iv) deslizamientos de tierras por el uso de máquinas vibradoras, (v) contaminación de la ciénaga del Tigre, (vi) concesión de aguas subterráneas a Ecopetrol para inyección que dejaría al municipio sin agua para consumo humano.

-15-

Shell después de los 80

A partir del cambio de condiciones para la exploración y explotación de hidrocarburos en el país (Ley 20 de 1969 y el decreto 2310 de 1974) surge la figura del contrato de asociación, que llama de nuevo la atención de la empresa. Con este fin crea la nueva razón social "Compañía Shell Exploradora y Productora de Colombia" y en 1984, celebra un contrato de asociación con Ecopetrol para explorar la zona de La Rompida (Santander). Después de la perforación de varios pozos sin interés comercial, la nueva razón social se liquida en 1987.

En junio de 1985, Shell cambia de perspectiva y se hace socio para la explotación del yacimiento más importante descubierto en Colombia hasta ese momento, después de La Cira-Infantas: el campo Caño Limón en Arauca, al nororiente de Colombia, en la frontera con Venezuela. La holandesa se hizo a la participación total de la "Colombia Cities Services" por 1.000 millones de dólares" (New York Times, 1985). La "Colombia Cities Services" cambia el nombre a "Compañía Shell de Colombia INC" y se constituye el contrato de asociación Cravo Norte entre Oxy (25%), Shell (25%) y Ecopetrol (50%) (Vásquez, 1994). La operación también incluye el 37.5% del bloque Samoré en el departamento de Boyacá, al nororiente del país (El Tiempo, 1998). Esta compra desata una intensa polémica:

"la OXY debía haber pagado al Estado colombiano la suma de 800 millones de dólares por el traspaso de parte de sus acciones a la compañía Colombia Cities Services, motivo del impuesto a la ganancia ocasional. En un informe de la Contraloría General de la Nación presentado en el año de 1987, resumido en la Revista Semana (agosto 3 de 1987, La revolución minera) se enuncian varios asuntos en los cuales la compañía habría tomado ventaja del Estado colombiano, entre ellos, el caso de la venta a Colcitco -Colombia Cities Service- por los cuales sólo de pagaron 400 pesos de la época (alrededor de un dólar), por impuesto de timbre" (Fayad, 2014).

Durante esta misma década, Shell participa en otros contratos en varias regiones colombianas como Arauca, Santander, Huila, Casanare, Caquetá y Putumayo.¹³ Con la compra de la totalidad de las acciones de Houston Oil Co. de Colombia a Tenneco en 1988 (Hocol, 2018), el grupo Shell se vuelve 3 compañías distintas en el país: SCSA (a la

13. Shell adquirió derechos en el contrato de asociación Rondón (Arauca) y una pequeña parte del campo Las Monas (Santander), que fueron vendidos en 1991 (Vásquez, 1994). También participó sin éxito en contratos de asociación en la cuenca del Putumayo, en la región amazónica al sur de Colombia, en la frontera con Ecuador (Shell, 1996). En el Huila operó los campos de Tello, Carnicerías y Neiva 540, que revirtió en 1994. Pero también operó varios contratos más: Palermo (campos San Francisco y Balcón), Río Baché, Pataló, Hato Viejo, Campos Dina, Palogrande, La Jagua (Huila), San Luis, Chaparral y Río Saldaña (Tolima). Como socio participó en los contratos Casanare, Orocué, Corocora, Río Pauto y Cusiana (En Casanare, operados por ELF Aquitaine), Río Meta (En Casanare, operado por Braspetro) y el bloque Samoré (Entre Boyacá y Casanare, operado por OXY) (Shell, 1996). En el 93, Hocol participó como socio en los contratos Orteguaza (En Putumayo, contrato standard de asociación) y Andaquíes (En Caquetá, contrato de participación de riesgo), los dos operados por Repsol.

-16-

vez dividida en dos filiales: Autofull, red de servicio automotor y PIASA, investigación y desarrollo de agrotóxicos), Compañía Shell de Colombia Inc. y Hocol. En 1998 decide vender su participación en la asociación Cravo Norte y en el bloque Samoré, en ambos casos a Occidental, según Shell, por la complicada situación de seguridad del país (First Magazine, 2016). Para la época, Shell producía el 20% (80.000 BOPD) de la producción colombiana. Siete años después, en noviembre de 1995, la multinacional decide que Hocol "no cumple con las características de su portafolio a nivel global" y vende todas sus acciones a la empresa saudí Nimir Petroleum Company (Shell, 1996).

En Julio de 2007, Shell vuelve al negocio de la explotación de hidrocarburos al firmar con Ecopetrol una alianza para explorar en búsqueda de petróleo en el bloque Caño Sur en los Llanos Orientales en un área de 654.000 ha. (First Magazine, 2016).¹⁴ A partir de 2011 adquiere varios contratos en el Magdalena Medio (VMM3¹⁵, VMM-27¹⁶ y VMM-28¹⁷) y el CPE-4 en los llanos.

Sin embargo Shell empezó a ceder o vender estos bloques a partir de agosto de 2013, cuando anunció que habría cedido un 30% de su participación en el bloque VMM-27 a Conocophillips. Años después, en 2016, cedió el bloque VMM-3-en su totalidad a Conocophillips en 2016. Posteriormente, Canacol Energy adquiere el 20% de participación en el bloque. En el bloque VMM-3, en jurisdicción del municipio de San Martín, se perforó el pozo vertical Picoplata-1, y se hicieron pruebas como pozo convencional. Sin embargo, posteriormente se buscó licencia ambiental para su exploración y explotación como bloque de "no convencionales". Esta operación ha estado en el foco de atención pública puesto que es el primer lugar de Colombia donde se explotarían hidrocarburos mediante la técnica del "fracking". Es curioso observar en la página de Canacol, que Shell todavía aparece como socio en este bloque, ostentando todavía el 20% de participación (Canacol, 2018).

Según la entrevista de 2016 a Rodríguez Tamayo, jefe de Shell para el país, la empresa decide renunciar a todos los bloques en tierra para mantener solamente sus intereses costa afuera (First Magazine, 2016). Se podría observar aquí una práctica continuada de Shell, en la que renuncia a los activos que pueden generar mayor controversia y per-

-17-

^{14.} La perforación exploratoria evidencia la presencia de hidrocarburos pesados. En febrero de 2011 Shell decide retirarse del bloque y vender la participación a Ecopetrol que lo sigue operando en su totalidad (Petróleo y gas, 2014).

^{15.} El bloque VMM-3, entre los municipios de San Martín (Cesar), Puerto Wilches y Rionegro (Santander) fue entregado a Shell en contrato firmado con la ANH en 2009 (Servicio Geológico Colombiano, 2019).

^{16.} El 7 de marzo de 2011 la empresa firma con la ANH el contrato de exploración y producción en el bloque VMM-27, entre los municipios de Simití y Puerto Wilches, de nuevo en el Magdalena Medio; el 20 de junio de 2013 la ANLA otorga la licencia ambiental para la perforación exploratoria del bloque.
17. El bloque VMM-28 entre Puerto Wilches (Santander) y San Martín (Cesar), entregado en marzo de 2011 a Petróleos del Norte S.A., se relaciona como vendido en un 85% a Shell en julio del mismo año por \$USD 27MM (Energy-Pedia, 2011). De acuerdo con la misma fuente, aparece todavía como propiedad mayoritaria de Shell en las mismas condiciones del bloque VMM-27 en diciembre de 2015 (Investorvillage, 2015).

^{18.} En diciembre 19 de 2015 el bloque todavía aparece como de propiedad mayoritaria de Shell (Investorvillage, 2015). También el portal de Shell de Estados Unidos, de julio de 2014, la empresa tiene para la fecha mayoría participativa en VMM-3, VMM-27, VMM-28 (Magdalena Medio) y CPE-4 (Llanos) (Shell USA, 2014).

-18-

judicar su imagen para quedarse con los más alejados del foco de atención. Shell renuncia al "fracking" para conservarlos costa afuera, que no están hoy en el centro del debate público.

El negocio de los derivados

En 1937, Shell fundó la "Sociedad Comercial Holanda Colombia" que funcionó en Barranquilla como agente del grupo para importar desde Curazao grasas y aceites para motor, destinadas a cubrir la demanda en estaciones de servicio de las principales ciudades de la costa atlántica. En 1941 se canceló esta sociedad y la "Compañía de Petróleo Shell de Colombia" tomó su lugar desde un departamento de ventas, que se amplía con sucursales en Medellín (1949), Cali (1949), Ibagué (1954) y Bogotá (1959), desde donde se comercializó productos como: lubricantes para maquinaria industrial y agrícola, productos químicos para uso industrial, insecticidas, fungicidas, herbicidas, entre otros. Con la reversión de la concesión De Mares y la creación de Ecopetrol, se extendió el negocio a la distribución directa de gasolina.

En 1954, liquidó la "Compañía de Petróleo Shell de Colombia" y fundó una nueva filial: Shell Colombia S.A. (SCSA). SCSA construyó en Puente Aranda (Bogotá), unas facilidades de almacenamiento donde llegaba el combustible bombeado desde Barrancabermeja, para ser comercializado en tres estaciones de servicio en Bogotá, operadas directamente por la empresa. Posteriormente, el modelo también incluyó la concesión de estaciones a particulares. Siguieron estaciones en Cartagena, Barranquilla y Medellín, para completar un total de 65 en ese año y 150 para comienzos de los años 60. A comienzo de los 70, la competencia por la distribución directa de gasolina pasó a ser de cuatro compañías diferentes, lo que hizo las condiciones menos atractivas. Ante esta situación, Shell decide vender sus acciones a Mobil, reteniendo solamente el derecho a vender aceites lubricantes en dichas estaciones.

La planta de Puente Aranda, que había sido inaugurada en 1954 como centro de distribución de gasolina, se reformó a partir de 1970 para producir lubricantes para motores de combustión interna, engranajes, metalmecánica, equipos hidráulicos e industria textil. Además, en 1972, SSCA se instaló en la zona franca de Barranquilla aprovechando las ventajas arancelarias para concentrar las materias primas importadas y así asegurar la cadena de suministros para la fabricación de sus productos. La misma empresa adquirió en 1973 la planta de refinación construida en 1968 por la Compañía Petroquímica de Santander (Petrosantander) para la producción de aceites industriales. ¹⁹ Esta planta funcionó hasta 1992, fecha en la que cerró ante la entrada de productos extranjeros con la política de apertura económica (Shell, 1996).

La siguiente modernización llegó en el 85, con tres plantas para la fabricación y envase de productos, entre ellos el recordado "Rimula". En 1991, Shell adquiere una planta para producir lubricantes especializados y asfaltos en el municipio de Mosquera (Cundinamarca) y posteriormente, allí mismo, una planta modificadora de asfaltos (El Tiempo, 1999). Shell vuelve a tener intereses en estaciones de servicio en 1999, y constituye

nuevamente su red hasta 2006. Allí se retira de nuevo del negocio de la distribución, al vender a Petrobras las 38 estaciones de servicio ubicadas en Bogotá, una base de suministro en Puente Aranda y un terminal de productos básicos en Santa Marta (Dinero, 2005). La empresa abandona el mercado local de comercialización directa de lubricantes en 2017 a partir de un contrato entre Shell Markets (Middle East) y la red de distribución colombiana Altipal; de este modo, Shell deja de participar directamente en los mercados mayoristas colombianos de lubricantes, según la prensa local porque "concentrará su actividad en Colombia en la exploración de campos de gas y petróleo" (El Tiempo, 2017).

En menos de cinco décadas en Colombia, Shell "había llegado a la casa del ciudadano común para instalarse en la sala, meterse en el clóset de los vestidos y sentarse a la mesa" (Shell, 1996). En la década de los sesentas hacía parte de toda la cadena de hidrocarburos y sus derivados, como lo recrea un texto de Shell:

"(...) en cualquier esquina se podía adquirir el Handy Oil, un aceite para lubricar máquinas de coser, electrodomésticos, equipos de caza y pesca y hasta juguetes. También estaba el aceite para encendedores o el Shell Donax B para los frenos; todos productos de esta misma casa. Y ni hablar de las espumas plásticas de los muebles, ni del biberón de los bebés o los instrumentos musicales, los aislantes acústicos, los esmaltes, fabricados todos con productos químicos de Shell" (Shell, 1996).

Shell y Cerromatoso

Entre 1975 y 1994, la participación de Shell en la minería ocupa un lugar económico muy importante en Colombia, con su presencia en el proyecto Cerromatoso. Este es un proyecto minero de hierro y níquel en el departamento de Córdoba al norte de Colombia, descubierto desde 1956 por la Richmond Petroleum (subsidiaria de la Standard Oil Company). Sólo hasta 1970 se establece una forma de contrato de concesión, entre el estado que a través del Instituto de Fomento Industrial (IFI) crea Econíquel, y la Hanna Mining (subsidiaria de un convenio con la Standard Oil) que crea Conicol. En 1975 Shell se vincula con su filial Billinton Overseas, y en 1979 se establece legalmente Cerromatoso S.A., con Billinton, Econíquel y Conicol como principales accionistas. En 1980 Shell compra las acciones de Hanna Mining y queda con el 52.3% de las acciones y Econíquel con el 47.7%. Luego de dificultades de todo tipo (caída de precios en el mercado internacional, fallas técnicas, problemas ambientales y señalamientos en la prensa por problemas de corrupción), Cerromatoso S.A. logra producir a comienzos de los 90 el 12% de la producción mundial de ferroníquel. En 1994, Shell global hace una negociación con la empresa sudafricana Gencor para vender la mayor parte del negocio minero, que incluyó su participación en la mina (Shell, 1996).

Shell en la política colombiana

La influencia directa en la política local de las gigantes de la industria extractiva es una práctica tradicional. "Petróleo colombiano, ganancia gringa", el texto clásico de Jorge Villegas, analiza el papel de las empresas transnacionales desde el origen de las primeras concesiones petroleras, luego otros autores profundizarían este análisis. La presión sobre gobiernos, partidos y personas específicas ha logrado establecer condiciones favorables a sus intereses, en detrimento del beneficio colectivo.

Como se refirió anteriormente, la llegada de Shell al país parte de una invitación del presidente López Pumarejo (1934-1938) y la exigencia de parte de la transnacional de la flexibilización de las condiciones de explotación petrolera, objetivo que logran con la Ley 160 de 1936. En dicha ley, se determina la posibilidad de propiedad privada de algunos subsuelos: aquellos que salieron del patrimonio nacional antes de 1873 y no fueron recuperados por la nación. También obtienen una disminución en el pago de regalías y un aumento en el período de exploración, que pasa de 6 a 9 años. Además, se exime del pago de regalías a los crudos refinados en Colombia (Vega, Nuñez y Pereira, 2009).

A través de numerosas declaraciones de prensa, se puede leer con claridad la manera en la que se moldean las políticas petroleras colombianas. Para 1995, Douglas W. Ellenor, presidente de Shell en Colombia, opina sobre una modificación a la ley de reforma tributaria que genera desconfianza entre los empresarios; califica el contrato de asociación petrolero como poco competitivo, contrario a lo que pasa en Argentina, Chile o Perú (El Tiempo, 1995a). En noviembre de 1996, llega a la empresa Joaquín Moreno Uribe, primer presidente colombiano de Shell en el país. En declaraciones para el diario El Tiempo en 1997 Moreno se queja de las condiciones del momento: "los costos de operación son muy altos por la crisis que vive el país, por las tasas impositivas y por las medidas de seguridad que hay que adoptar. Está demostrado que con los términos actuales no se está incentivando la exploración" (El Tiempo, 1997). Joaquín Moreno Uribe hace parte de la Junta Directiva de Ecopetrol actualmente imputada por la fiscalía en el más grande caso de corrupción de la historia de Colombia, el de la ampliación y modernización de la refinería de Cartagena, conocido como caso Reficar (Razón Pública, 2018).

En mayo de 2012, se prepara la entrada de Shell como agente fundamental para la ampliación de la frontera extractiva a las aguas profundas del Caribe. Ante la expresión de necesidad del gobierno colombiano de aumentar las reservas del país, el presidente de Shell en Colombia, Eduardo Rodríguez Tamayo, en una entrevista al diario El Espectador dice que "(...) hay unos cuellos de botella que impiden que esto suceda. Especialmente por la demora en la expedición de licencias y por las dificultades con las comunidades". En la misma entrevista plantea la necesidad de acelerar el proceso de licenciamiento ambiental (El Espectador, 2012). Rodríguez hace parte del Concejo Directivo de la Asociación Colombiana de Petróleo (ACP) desde 2014. En octubre 15 de 2015, aparece como presidente del consejo directivo de la ACP dando el saludo de bienvenida en el congreso de la organización. En una clara muestra de la cercanía de la multinacional con el gobierno, el presidente de Shell intervino en la ceremonia junto al vicepresidente de la época, Germán Vargas Lleras y al Ministro de Minas y energía Tomás González Estrada (Censat, 2018).

En 2015, ante la caída de los precios a nivel global, Shell y las demás empresas del sector de extracción de hidrocarburos presentaron varias exigencias al gobierno, registradas por la prensa nacional. Pidieron revisar los contratos del momento y modificar los que vendrían en las próximas rondas, específicamente el punto del "X" de participación

-20-

de la ANH, que se refiere a la cantidad de crudo que entregarían las adjudicatarias de un contrato si los precios están altos. Al momento, el "X" estaba a partir de \$USD 48 por barril. También demandaron hacer nuevas deducciones sobre el impuesto sobre la Renta para la Equidad, CREE, además de acelerar las devoluciones de la Dirección de Impuestos y Aduanas Nacionales (DIAN), con el fin de mejorar el flujo de caja de las compañías (Dinero, 2015). Como ya se dijo antes, una modificación fundamental para el avance de las transnacionales en el Caribe colombiano se dio a partir de la creación del régimen de zonas francas costa afuera, con el decreto 2682 del 23 de diciembre de 2014, que otorgó una serie de incentivos prioritarios propios de este régimen.

El presidente de Shell, Eduardo Rodríguez, se refiere a las zonas franças como un paso necesario para hacer los proyectos viables: "un esquema en el que las empresas obtengan mayores beneficios (...). El mercado está extremadamente competitivo, y solo aquellos países que tengan los términos correctos serán los que traigan los capitales y, más aún, en off shore, que es una nueva frontera" (El Tiempo, 2016). El mismo Rodríguez declara en septiembre de 2016: "la industria y Shell como tal esperan que las condiciones no empeoren con el nuevo proyecto impositivo que será expuesto a instancias del Congreso de la República", una clara manera de presionar al legislativo a partir de la "motivación a invertir" con el fin de obtener mayores ventajas tributarias. Al parecer, la creación de las zonas francas offshore no es suficiente para la transnacional; en una nueva declaración de su presidente: "ese asunto hay que estar evaluándolo continuamente para compensar el riesgo que representa la prospectividad colombiana". (La Economía, 2016). Adicional a las zonas francas costa afuera, el gobierno nacional modificó el régimen de regalías para las empresas que inviertan en el mar. Según publicación de la ANH: "quienes produzcan hidrocarburos a mil metros o más por debajo de la placa de agua, pagarán solo el 60% de la tarifa que se paga (por regalías) normalmente". También hay reducción de impuestos a la renta, el CREE y las contribuciones que deben realizar las empresas una vez alcanzan los puntos de precio de mercado y reservas acumuladas (Crudo Transparente, 2016).

Es importante resaltar dos casos particulares de la presencia directa de funcionarios de Shell en la política colombiana. El primero es el de Mónica de Greiff Lindo, hija del exfiscal de la nación Gustavo de Greiff. De Greiff Lindo fue inicialmente viceministra de Minas y Energía y luego Ministra de Justicia del gobierno Barco (1986-1990). Entre 1991 y 1993 fue vicepresidenta de Shell en Colombia (El Espectador, 2013). En 2013, se retiró de la empresa para involucrarse en la campaña presidencial de Ernesto Samper, como tesorera. También fue el contacto entre el Grupo Santo Domingo y el gobierno Samper durante la época (Dinero, 1995).

El segundo caso es el de Ana María Duque Vallejo, representante legal y actual presidenta de Shell para Colombia, Ecuador, América Central y el Caribe hispano hablante, de acuerdo con el documento público "Certificado de existencia y representación legal" en la Cámara de Comercio de Bogotá, a nombre de "Shell Exploration And Production Colombia Gmbh (Sepc). Duque Vallejo, nombrada a finales de 2017, se desempeñó en dos cargos durante el gobierno de Uribe Vélez. Inicialmente, entre junio de 2004 y junio de 2006 en la Consejería Presidencial para la Equidad de la Mujer y posteriormente, entre junio de 2006 y mayo de 2009, en el Ministerio del Interior, como consejera en la Dirección de Etnicidades (Canning House, 2018).

Como resultado que puede ser atribuible a la presión ejercida por las petroleras en Colombia, el Plan Nacional de Desarrollo presentado por el actual gobierno de Iván Duque (2018-2022), se refiere directamente a la explotación tanto de yacimiento no convencionales (fracking en lutitas y gas en mantos de carbón), como proyectos costa afuera

(aguas ultra-profundas); el argumento es el de siempre: incrementar reservas para mantener la autosuficiencia,

"El reto del Gobierno nacional es incrementar las reservas para preservar la autosuficiencia de hidrocarburos en el mediano y largo plazo. En este sentido, adicional al incremento de los factores de recobro en campos de producción, existen dos grandes oportunidades: (1) proyectos costa afuera y (2) yacimientos no convencionales (YNC)). Respecto a los primeros, el Gobierno tiene la tarea pendiente de desarrollar un marco regulatorio para la etapa de desarrollo y producción. Sobre los segundos, es necesario adelantar un diálogo nacional con la participación de expertos de alto nivel, y realizar investigaciones y exploraciones piloto, con el fin de identificar los principales riesgos asociados con el desarrollo de estos recursos y determinar si la regulación e institucionalidad actuales pueden garantizar su explotación de una manera responsable con el medio ambiente y las comunidades". (Presidencia, 2019)

El desarrollo petrolero en el Mar Caribe colombiano

El comienzo: Chuchupa, con la Texas

La historia de la explotación del Caribe costa afuera colombiano comienza con el campo Chuchupa, descubierto por la Texas Petroleum Company (Hoy Chevron Texaco), en 1972. Chuchupa está localizado a 26 kilómetros de las costas de Riohacha (Guajira) y actualmente es operado por Chevron en conjunto con Ecopetrol (BNAmericas, 2019). ²⁰ El descubrimiento del campo Chuchupa, y el posterior de los campos en tierra de Ballenas y Riohacha impulsó el consumo de gas natural en Colombia que encontró su tope con el racionamiento eléctrico de principios de la década de los 90 (Semana, 2014).

En 1995, el contralor general de Colombia, David Turbay Turbay, inició investigación fiscal para identificar a los responsables de los daños causados a la Nación al favorecer los intereses de la Chevron Texaco al prorrogar por adelantado, y por doce años más, la operación de los campos de producción de gas en la Guajira que debían revertir a la nación en diciembre del año 2004. El favorecimiento se da con la firma de un otrosí mediante el cual se entregan a Texaco los campos Chuchupa, Ballena y Riohacha, que debían quedar bajo la propiedad y manejo exclusivos de la nación al concluir la asociación. Sorprende

-23-

-24-

que esta decisión se tomara con nueve años de anticipación a la reversión del contrato. Para Turbay,

"la empresa obtuvo tales ventajas mediante una serie de chantajes institucionales, en los que amenazaba con suspender todas las inversiones que se disponía a ejecutar en el país si no le garantizaban una inversión de largo plazo, como la que proponía primero con la prórroga abierta del contrato, con una segunda figura de prestación de servicios y con la final opción del BOMT (construcción, operación, mantenimiento y transferencia) para el manejo de Chuchupa B y sus jugosos anexos" (El Tiempo, 1995b).

En 2003, durante la presidencia de Álvaro Uribe Vélez (2002-2010), Chevron-Texaco y Ecopetrol suscribieron la extensión del contrato de asociación hasta el 2019, que finalizaba en diciembre del 2004. El argumento de la ANH y Ecopetrol era que dicha extensión "representa a la nación un valor presente neto superior al que obtendría con la finalización" (El Tiempo, 2003). Varios congresistas se opusieron a esta operación por considerar que, con la extensión del contrato, la nación perdió \$USD 87 millones (El Tiempo, 2004).

La exploración y explotación de los yacimientos en aguas profundas en el mar Caribe: el gran desafío

Luego del descubrimiento y desarrollo de Chuchupa, hubo un largo período con baja actividad exploratoria y sin descubrimientos en el Caribe colombiano. Es hasta el momento de la escisión de la ANH de Ecopetrol en 2003 que se promueve con mayor fuerza la llegada de más empresas transnacionales para la explotación costa afuera con el argumento de siempre: aumentar las reservas de petróleo y gas del país. La exploración en aguas profundas se convirtió entonces en uno de los principales desafíos del sector petrolero, junto con la búsqueda de gas y petróleo en rocas generadoras. La ANH estima un potencial de 12.000 millones de barriles offshore, razón por la cual han aplicado reformas durante los últimos años para así facilitar la inversión extranjera directa en proyectos de aguas profundas, consiguiendo una notoria ampliación de la frontera petrolera en el mar Caribe.

Siguiendo la tendencia internacional de promover las exploraciones en aguas profundas, tanto los gobiernos de Uribe Vélez como de Santos, las priorizaron en su política petrolera y promovieron las reformas necesarias para avanzar con este fin. El 23 de diciembre de 2014, a través del decreto 2682, el gobierno establecía "condiciones y requisitos para la declaratoria de existencia de Zonas Francas Permanentes Costa Afuera". El Ministerio de Industria y Comercio (2014) sustentó el decreto bajo los siguientes argumentos:

"Que el Gobierno Nacional está comprometido con el desarrollo de la actividad de exploración, explotación, transformación y comercialización de los hidrocarburos y que hay estudios que estiman un potencial en las cuencas sedimentarias costa afuera que, de probarse, podrían incrementar varias veces las reservas actuales del país.

Que los proyectos de hidrocarburos costa afuera exigen cuantiosas inversiones a largo plazo que requieren un marco fiscal y regulatorio competitivo a nivel internacional.

Que se hace necesario establecer unas condiciones especiales para atraer inversión al sector de hidrocarburos, en procura de obtener beneficios económicos para el país, tales como la captación de nuevas inversiones de capital, el desarrollo de procesos competitivos, promoviendo las economías de escala y simplificando los procedimientos del comercio de bienes y/o servicios, entre otros.

Que el sector de hidrocarburos es el mayor generador de divisas hoy del país y que es prioritario para Colombia garantizar su seguridad energética y promover el hallazgo de nuevas reservas petroleras". (Ministerio de Industria y Comercio, 2014)

El decreto que cobija las actividades de evaluación técnica, exploración y producción de hidrocarburos costa afuera y sus actividades relacionadas, fue resultado de la presión de las empresas petroleras, desde hace varios años, y facilitado bajo el argumento de la caída de los precios del petróleo, lo que significó un incentivo para la inversión de las empresas transnacionales que buscan desarrollar o continuar actividades para la exploración en el mar. De esta manera, se logra que las áreas de los contratos costa afuera gocen de los beneficios propios de las zonas francas actuales ubicadas en territorio continental, además de favores adicionales otorgados en la reforma tributaria aprobada en 2016, que comenzó a aplicarse en 2017. Vale la pena destacar los siguientes puntos:

- Tarifa única de impuesto de renta del 15%.
- Exención de renta al traslado de los dividendos a los socios por parte de la empresa establecida, dado que la empresa ya asume el pago del impuesto de renta sobre las utilidades obtenidas.
- Exención del Impuesto de Valor Agregado IVA, con derecho a devolución bimestral, a la venta de materias primas, partes, insumos y bienes terminados desde el territorio aduanero nacional a usuarios industriales de bienes o de servicios de Zona Franca.
- No serán sujetos pasivos de la sobretasa al impuesto CREE (Acosta y Franco-Zárate, 2015).

-25-

Además, las exportaciones desde la Zona Franca gozarán de las preferencias de los Tratados de Libre Comercio vigentes para Colombia, entre otros (Ministerio de comercio, industria y turismo, 2014). Otras dos medidas favorecieron las inversiones offshore:

el gobierno hizo una modificación en la cláusula de precios altos y se igualaron los términos de los contratos costa afuera previos a 2014, con los contratos de la Ronda 2014. Es decir, contratos negociados antes de 2014 pueden igualar los términos de la contratación recibiendo los beneficios estipulados a partir de esa fecha, algo contrario a la norma colombiana, que no aplica retroactivamente. Todas estas medidas benefician a empresas como Ecopetrol, Anadarko, Petrobrás, Repsol, Exxon y Statoil, que actualmente cuentan con bloques para hacer exploración principalmente en las áreas marítimas del Caribe. (Roa Avendaño *et al.*, 2017: 2001)

Avanza la frontera marina

Los resultados comenzaron a notarse. En noviembre 2016, Orlando Velandia Sepúlveda, antiguo presidente de la ANH, destacó las importantes inversiones en materia exploratoria en el mar Caribe colombiano: "Tenemos récord en kilómetros de sísmica y tenemos grandes compañías actuando en la zona. Más de 30 mil kilómetros de sísmica" (El Universal, 2016). Siguiendo el camino, Luis Miguel Morelli, actual presidente de la ANH, anunció el 2 de noviembre de 2018, en la Universidad del Norte en Barranquilla, durante el Conversatorio: retos energéticos de Colombia y el Caribe; y en el Foro Nacional de operaciones Costa Afuera, en el Hotel El Prado, de la misma ciudad, su interés de promover los proyectos Costa Afuera y los yacimientos en roca generadora como mecanismos de salida a la situación de escasez de reservas. La sísmica se ha extendido cada vez más por el país. Para ampliar la frontera marina,

la Agencia Nacional de Hidrocarburos, ANH realiza grandes inversiones en estudios geológicos, intensas campañas de sísmica y perforación de pozos, con el propósito de "calentar" para poder ofertar los bloques petroleros y tener mayor aceptación por parte de las empresas del sector. (Roa Avendaño, 2017: 20)

De acuerdo con el portal Crudo Transparente, en 2016, y sin tener nuevos contratos firmados a esa fecha, 22 bloques estaban adjudicados para las actividades costa afuera en el Caribe colombiano, proyectos a cargo de las empresas: Anadarko, Shell, Chevron,

-26-

Repsol, Petrobras, ONGC Videsh LTD y la estatal Ecopetrol (Crudo Transparente, 2016).²¹ El Geovisor del Servicio Geológico Colombiano, registra 82 pozos perforados (27 de ellos en el campo en producción Chuchupa) en el Caribe colombiano, distribuidos por cuencas de la siguiente manera: 47 pozos en la cuenca GUA OFF, 30 en SIN OFF, 2 en URABA OFF, 2 en LOS CAYOS y 1 en COL OFF (Servicio Geológico Colombiano, 2019). En la tabla 3 están relacionados los respectivos contratos, las empresas operadoras, el estado del contrato y el área concesionada. En amarillo, los bloques de Shell.

Tabla 3. Contratos costa afuera en Colombia

Contrato	Operadora	Estado	Area (Ha)
COL 1	Anadarko Colombia Company	Evaluacion Tecnica Con ANH	1'430.120,24
TAYRONA	Petrobras International Braspetro B.V.	Exploracion Con ANH	1'300.434,21
GUA OFF 1	Repsol Exploracion Colombia S.A.	Evaluacion Tecnica con ANH	1'228.357,83
COL 2	Anadarko Colombia Company	Evaluacion Tecnica con ANH	1'206.618,09
COL 4	Repsol Exploracion Colombia S.A.	Evaluacion Tecnica con ANH	1'079.330,81
COL 6	Anadarko Colombia Company	Evaluacion Tecnica con ANH	1'034.790,76
COL 7	Anadarko Colombia Company	Evaluacion Tecnica con ANH	985.324,27
COL 3	Shell Exploration And Production Colombia GMBH (SEPC)	Evaluacion Tecnica con ANH	950.631,02
GUA OFF 3	Shell Exploration And Production Colombia GMBH (SEPC)	Evaluacion Tecnica con ANH	949.350,56
COL 5	Anadarko Colombia Company	Evaluacion Tecnica con ANH	741.473,45
FUERTE NORTE	Anadarko Colombia Company	Exploracion con ANH	264.308,36
FUERTE SUR	Anadarko Colombia Company	Exploracion con ANH	258.768,48
PURPLE ANGEL	Anadarko Colombia Company	Exploracion con ANH	223.761,83
RC-11	Repsol Exploracion Colombia S.A.	Exploracion con ANH	186.895,99
SIN OFF 7	Shell Exploration And Production Colombia GMBH (SEPC)	Exploracion con ANH	176.748,36
RC-12	Repsol Exploracion Colombia S.A.	Exploracion con ANH	135.235,52
RC-5	Ecopetrol S.A.	Exploracion con ANH	134.540,68
RC-10	Ongc Videsh LTD Sucursal Colombiana	Exploracion con ANH	133.827,11
RC-7	Ecopetrol S.A.	Exploracion con ANH	117.599,01
GUA OFF 2	Ongc Videsh LTD Sucursal Colombiana	Exploracion con ANH	117.134,96
RC-9	Ecopetrol Costa Afuera Colombia S.A.S	Exploracion con ANH	103.662,98

^{21.} En 2004, la ANH otorga su primer contrato, precisamente el bloque *offshore* Tayrona, a un consorcio entre Ecopetrol, Statoil, Repsol y Petrobras. En 2006 se asignan Fuerte Norte y Fuerte Sur al consorcio Ecopetrol-Anadarko (según la ANH, allí están los dos pozos con mejores perspectivas). En 2007 se asignan 6 bloques más (RC5, RC7, RC9, RC10, RC11, RC12) a ONGC, Repsol y Ecopetrol (ANH, 2016).

GUAJIRA	Chevron Texaco Petroleum Company	Produccion en asociacion con ECP	81.971,01
---------	----------------------------------	-------------------------------------	-----------

Fuente: Crudo Transparente, 2016

En esta nueva era de ampliación de la frontera extractiva al Caribe colombiano a partir de la existencia de la ANH, se han dado varios descubrimientos de hidrocarburos que incrementan aún más el interés de las grandes trasnacionales por la zona:

Tabla 3. Contratos costa afuera en Colombia

Nombre pozo	Bloque	Año de perforación	Ubicación	Profundidad de lámina de agua	Profundidad total (TVD)	Participación	Resultado	Fuentes
Mapale-1	RC-5	2012	12 km. de costas de Bolívar	45 mt.	3.704 mt.	Equión (actual propiedad de Ecopetrol), 40,56%, Ecopetrol 32%, Petrobras 27,44%	Gas natural seco.	(El Heraldo, 2012)
Orca-1	Tayrona	2014	40 km. de costas de la Guajira	674 mt.	4.240 mt.	Petrobras 40%, Ecopetrol 30% y Respol 30%	Gas. reservas probadas de 264 millones de barriles equivalentes. Mayor hallaz- go de hidro- carburos en Latinoamérica en 2014.	(El Heraldo, 2016), (Ecopetrol, 2014)
Calasú-1	Fuerte Norte	2015	Cerca a Purple Angel-1		6.876 mt.	¿Anadarko 100%?	Sin anuncios a la fecha	(Servicio Geológico Colombiano, 2019)
Kronos-1	Fuerte Sur	2015	53 km. de costas de Córdoba	1.584 mt.	3.720 mt.	Ecopetrol 50%, Anadarko 50%	Gas. Se comprueba provincia gasífera. Primer pozo en aguas ultra -profundas	(Ecopetrol, 2015)
Purple Angel-1	Purple Angel	2017	4,7 km. de Kronos-1	1.835 mt.	4.795 mt.	Ecopetrol 50%, Anadarko 50%	Gas. Se com- prueba provin- cia gasífera	(Ecopetrol, 2017a)

-29.

Gorgon-1	Purple Angel	2017	27 km. de Purple Angel-1	2.316 mt.	4.575 mt.	Ecopetrol 50%, Anadarko 50%	Cas. Se comprueba provincia gasífera. atravesó la mayor lámina de agua en la historia de la perforación costa afuera de Colombia	(Ecopetrol, 2017b)
Molusco-1	RC-9	2017	Guajira, a 10 km. de Chuchupa	62 mt.	1.892 mt.	¿Ecopetrol 100%?	Primer pozo offshore operado por Ecopetrol. Sin anuncios a la fecha	(Trading Petroleum, 2017)
Brahma-1	Tayrona	2017	Cerca de Orca-1		3.804 mt.	¿Equión, 40,56%, Ecopetrol 32%, Petrobras 27,44%?	Sin anuncios a la fecha	(Servicio Geológico Colombiano, 2019)
Siluro-1	RC-11	2017	Frente a costas de la Guajira		1.995 mt.	¿Ecopetrol 50%, Repsol 50%?	Se reporta como seco	(El espectador, 2017)

Fuente: Elaboración propia

De acuerdo con declaraciones del presidente de Ecopetrol, en 2018 no se realizaron pozos costa afuera, pero se volvería a perforar en 2019 (El Heraldo, 2018).

Los nuevos intereses de Shell en Colombia: el mar Caribe

A medida que los hidrocarburos fáciles se agotan, como en el caso de cualquier otro bien natural, las acumulaciones que presentan una mayor facilidad relativa de explotación son las que se extraen en primer lugar, y, por tanto, las primeras en desaparecer. Posteriormente la necesidad incesante del recurso hace que la ubicación y explotación de nuevos depósitos implique eficiencias menores, tanto en términos energéticos como económicos. Esta es la misma lógica con la que opera Shell a nivel global, energías extremas, que para su extracción, implican un uso aún más intensivo en energía y materiales, un enorme riesgo ambiental y un tiempo de producción mucho más corto (Gómez, 2018). Esta sería otra manera de explicar los movimientos de Shell en Colombia: inicialmente yacimientos no convencionales (petróleo y gas de esquisto) en el Bloque VMM-3 y de crudos pesados (Caño Sur); posteriormente, intereses no convencionales en aguas "ultra-profundas" costa afuera. Como citamos anteriormente, el mismo presidente de Shell afirma su interés únicamente en estos últimos prospectos, lo que se corrobora con la información que tienen en el sitio web sobre su presencia en Colombia: "En el negocio de Exploración y producción, tenemos presencia a través de 3 bloques costa afuera, nos centramos en la exploración de nuevas reservas de líquidos y gas natural en el Caribe Colombiano. Actualmente estamos llevando a cabo actividades de exploración como campañas de sísmica 2D y 3D" (Shell, 2019).

De acuerdo con información de Shell, las reservas potenciales del Caribe colombiano costa afuera estarían alrededor de 9.000 millones de barriles (mientras las reservas probadas actuales del país están alrededor de 1.700 millones de barriles) (Shell, 2017). Esta información se sintoniza claramente con el discurso oficial sobre la necesidad de aumentar las reservas petroleras para no perder la autosuficiencia del país, reforzado como vimos en las Bases del Plan Nacional de Desarrollo 2018 – 2022. Como se mencionó anteriormente, el gobierno colombiano deposita las esperanzas de recaudo fiscal en la explotación costa afuera a partir del avance en exploración que se ha hecho en los últimos años, tanto en adquisición sísmica como en perforación exploratoria. Las inversiones en adquisición sísmica se han hecho en las dos cuencas oceánicas, pero con mucho mayor énfasis en la costa Caribe, lo que permitió "calentar" las zonas para la llegada de empresas más grandes; en términos de la ANH, todas entre el "top 50" de las más importantes del mundo (ANH, 2016). Actualmente Shell tiene tres áreas asignadas: GUA OFF-03²² (frente a la costa del departamento de Bolívar).

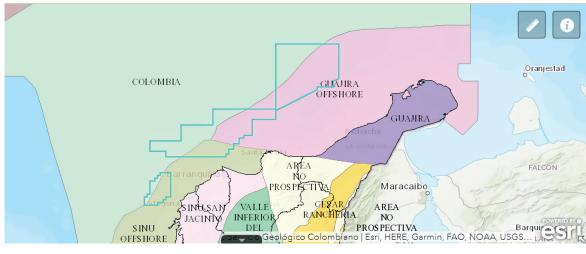


Figura 2. Bloques de Shell en Colombia.

Fuente: Servicio Geológico Colombiano, 2019

^{22.} Este bloque fue asignado en la Ronda 2010, abarca 949.350 hectáreas (Portafolio, 2014). Dicho contrato fue firmado el 17 de marzo de 2011, y comprende un programa exploratorio mínimo: ensayos "pistón core", sísmica 2D, estudios regionales de "mapeo" y "sensoramiento remoto" y batimetría.

^{23.} El bloque COL-03 fue adjudicado en la Ronda Colombia 2012 y abarca 950.631 hectáreas. Dicho contrato fue firmado el 27 de noviembre de 2012, con un programa exploratorio mínimo que comprende: adquisición sísmica 2D y batimetría de alta resolución.

^{24.} El bloque SIN OFF-07 fue adjudicado en la Ronda Colombia 2014 y abarca 176.748 hectáreas. Dicho contrato fue firmado el 4 de septiembre de 2014 y compromete a Shell dentro del programa exploratorio mínimo a un reprocesamiento en sísmica 3D de al menos un 50% de la extensión total del área, ensayos de "pistón core" y pozos a una profundidad estimada de 8.000 m desde la superficie y 7.000 m desde el lecho marino.

La primer es un áreas del tipo "Evaluación Técnica ANH" y las dos últimas, en marzo de 2019 pasaron a ser áreas "E&P" (Servicio Geológico Colombiano, 2019; El Heraldo, 2019).

En febrero de 2014 la compañía inglesa BG Group adquirió el 30% de la participación de Shell en el bloque GUA OFF-03 (Portafolio, 2014). Al respecto, se refiere el presidente de la empresa Eduardo Rodríguez Tamayo: "Con su apoyo financiero y experiencia en el segmento offshore esperamos seguir aportando en el proceso de descifrar el potencial del Caribe" (Colombia Energía, 2014). En 2016 Shell absorbe a BG Group a nivel global en una transacción multimillonaria. Dicho acuerdo económico afianza la posición de Shell en el proyecto de aguas profundas de Brasil en el "Pre-sal" (El Espectador, 2016), y en el Caribe colombiano.

El 22 de junio de 2017 Shell radicó ante la ANLA la solicitud de Licencia Ambiental para adelantar el proyecto denominado "Área de Perforación Exploratoria del Bloque SIN OFF 7", denominado por Shell "Calypso North". El proyecto está ubicado en el Mar Caribe frente a la Costa del Departamento de Bolívar, a 18 Km. en su punto más cercano de la línea de costa. La licencia ambiental fue otorgada el 4 de diciembre de 2017 mediante la resolución 01564. La empresa, y de la misma manera la ANLA, desconocen cualquier tipo de afectación a comunidades de la zona. Al respecto dice la licencia:

"(...) la Empresa a partir de los criterios presentados (actividades antrópicas) y considerando que la ejecución del proyecto será a no menos de 9,5 mn (18 km) costa afuera, encuentra que el proyecto no tendrá relación con unidades territoriales ni infraestructura social y/o comunitaria, razón por la cual no establece territorial o espacialmente un Área de Influencia territorial para el componente socioeconómico".

Pero sí encuentran pertinente la identificación de grupos de interés asociados a la actividad de pesca artesanal. De acuerdo con el filtro realizado por Shell se determinan como grupos de interés 42 asociaciones de pescadores con un total de 1351 afiliados, en las poblaciones de Arroyo de Piedra, Barú, Bocachica, Cartagena, La Boquilla, Loma Arena, Manzanillo del Mar, Pasacaballos, Pueblo Nuevo, Punta Arena, Punta Canoa, Santa Ana, Tierrabomba, Juan de Acosta. A estas asociaciones se les hace la socialización del proyecto entre noviembre de 2016 y febrero de 2017.

Como estímulo económico adicional a los mencionados anteriormente, a partir del análisis de la licencia ambiental, se encuentra que el llamado "Plan de inversión del 1%" establecido en la Ley 99 de 1993, el Decreto 1076 de 2015, modificado por los Decretos 2099, 75 y 1120 de 2017, y que establece que todo proyecto que utilice el recurso hídrico tomado directamente de las fuentes naturales y que requiera licencia ambiental, deberá invertir al menos el 1% del valor del proyecto para la recuperación, conservación, preser-

-31-

vación y vigilancia de la cuenca hidrográfica que alimenta la respectiva fuente hídrica, no aplica en este caso:

"(...) no son aplicables al proyecto en mención, toda vez que como lo expuso en su momento el entonces Ministerio de Ambiente, Vivienda y Desarrollo Territorial, hoy MADS, en concepto allegado a la ANLA mediante comunicación con radicado 2000-E2-76293 del 26 de julio de 2007 (citado por la Empresa en el Capítulo 11 del EIA como "oficio N°2000-E-76293 de fecha 25 de julio de 2007"), la inversión del 1% no aplica para proyectos costa afuera, por no ser ni pertenecer el mar a ninguna cuenca hidrográfica, ni verter sus aguas a una red hidrográfica natural, por el contrario, sirve de receptor de las aguas provenientes de ríos y caños continentales.".

Aunque, según Shell, en el área de influencia definida para el proyecto, no se identifican áreas marinas protegidas (AMP), estarían cerca de bloque las siguientes áreas protegidas.

- Parque Nacional Natural Corales de Profundidad
- Área Marina Protegida Los Archipiélagos del Rosario y de San Bernardo
- Santuario de Flora y Fauna El Corchal "El Mono Hernández"
- Vía Parque Isla de Salamanca

-32-

• Unidad Ambiental Costera (UAC) Río Magdalena

Finalmente, en marzo de 2019, los bloques GUA OFF-03 y COL-03 pasaron de ser tipo "Evaluación Técnica ANH" a contratos de Exploración y Producción (E&P) en los que afirman, harían inversiones por 650 millones de dólares (El Heraldo, 2019). A las pocas semanas, Shell y Noble Energy firmaron un otrosí de cesión de intereses, derechos y obligaciones en los contratos E&P "COL-3" y "GUA OFF-3", donde Shell vendió el 40 % de su participación y la condición de operador a la firma Noble Energy (La República, 2019).

Historia de resistencias: un abrebocas

Por fortuna, hay historias de resistencia en nuestro Caribe colombiano, que servirán de ejemplo para las luchas que vienen por nuestro patrimonio marítimo. La comunidad raizal de San Andrés, Providencia y Santa Catalina, junto con la Corporación para el Desarrollo Sostenible del Archipiélago de San Andrés, Providencia y Santa Catalina (CORALINA) interpusieron una acción popular contra la ANH en 2011, ante la adjudicación de los bloques Cayo-1 (Contrato E&P) y Cayo-5 (Contrato TEA) en la Ronda 2010 de la ANH al considerar un riesgo para sus formas de vida y para la diversidad marina la propuesta de explotación de hidrocarburos. Tanto la movilización social, como las acciones jurídicas, lograron que la ANH suspendiera los contratos y que el presidente Juan Manuel Santos se viera presionado a prohibir la exploración y explotación de hidrocarburos en el archipiélago. En junio de 2012 el Tribunal Administrativo de San Andrés falló favorablemente la acción popular y ordenó a la ANH suspender los procesos iniciados para la exploración y explotación de hidrocarburos. En diciembre de 2016 el Consejo de Estado ratificó la sentencia del Tribunal Administrativo que prohibió definitivamente estas actividades en San Andrés, Providencia y Santa Catalina (Roa Avendaño, 2017).

- Shell, como otras transnacionales, avanza hacia la nueva frontera petrolera colombiana: los yacimientos en aguas "ultra-profundas" del Caribe colombiano. Estos yacimientos son gigantescas bombas de carbono que incrementan todavía más la amenaza a la estabilidad climática de la tierra, ponen en riesgo los biodiversos ecosistemas marinos, amenazan las formas de vida tradicionales de pescadores artesanales, y de ninguna manera están en consonancia con la necesidad de emprender acciones para enfrentar la crisis climática y ambiental planetaria.
- Además, los hidrocarburos de la llamada "provincia gasífera" que sugieren los intervalos de arena gasífera de los recientes descubrimientos en el sur del Caribe colombiano (Kronos-1, Purple Angel-1 y Gorgon-1), y que atraviesan una lámina de agua entre 1500 m. y 2300 m., son energías extremas que desafían a la Shell y a las demás petroleras con bloques en aguas profundas. En términos de Michael Klare, "se ponen a prueba las posibilidades técnicas en entornos geológica y geográficamente prohibitivos". Para ser extraídos estos hidrocarburos, se debe perforar a temperaturas extremas, a presiones extremas, a profundidades extremas, lo que implica una posibilidad más alta de accidentes de todo tipo, con consecuencias mucho más serias, como sucedió en 2010 con el gigantesco desastre de la transnacional BP en el Golfo de México (Klare, 2012). Todo esto pone en tela de juicio el discurso de la industria extractiva que insisten en que utilizan "las tecnologías más avanzadas y las mejores prácticas", denotando una aparente infalibilidad.
- Shell, como otras transnacionales presentes en el país, ha utilizado su poder e influencias para lograr prebendas y mejoras en los contratos. El caso de Rodríguez Tamayo, presidente de Shell en Colombia y presidente de la ACP, es especialmente diciente: presionó en repetidas ocasiones al gobierno central ante la "demora en la expedición de licencias", "las dificultades con las comunidades" con la clara intención de desmantelar la institucionalidad ambiental y cualquier tipo de oposición a sus inversiones. Las declaraciones públicas del presidente de la Shell en la prensa nacional evidencian la presión sobre el poder legislativo con el fin de obtener mayores ventajas tributarias, a partir lo que llaman "motivación a invertir", reclamo que reitera Rodríguez Tamayo con respecto a la creación de las zonas francas offshore y la exigencia de mejores condiciones de ventaja económica para su compañía. El poder de cabildeo de la empresa ha tenido un papel preponderante en la flexibilización del marco regulatorio para la explotación de hidrocarburos y confirma que las transnacionales de la industria extractiva moldean las leyes a su antojo para así intervenir de manera más cómoda.

-33-

• Las nuevas actividades de Shell en Colombia demuestran una vez más la tendencia extrema de sus inversiones globales y el desprecio por la crisis climática planetaria. Mientras tanto, su CEO Ben van Beurden declara a finales de 2018:

"estamos dando pasos importantes para llevar a la realidad nuestra ambición de reducir nuestra huella neta de carbono mediante establecimiento de estrategias de corto plazo. Esta ambición posiciona a nuestra compañía de manera adecuada hacia el futuro y busca asegurar nuestra prosperidad en un mundo que se esfuerza para lograr los objetivos del acuerdo de París" (Shell, 2018).

- Ampliar la frontera extractiva a las profundidades del mar para extraer hidrocarburos extremos no reduce la huella de carbono y mucho menos asegura la prosperidad planetaria; es más bien prueba de la posición real de la transnacional frente al Acuerdo de París y demás compromisos internacionales, y sólo aumenta la preocupación ante el avance de las fronteras petroleras.
- Aunque en Colombia, el 45% del territorio está representado por los océanos Pacífico y Atlántico, que se extienden por 12 departamentos y más de 40 municipios costeros; y la diversidad marina de los mares colombianos es considerada la mayor del mundo (Ministerio de Medio Ambiente, 2015), en la actualidad, no existen organizaciones sociales ni civiles trabajando para enfrentar las diversas problemáticas que amenazan esta diversidad marina y costera. Esta situación exige fortalecer la documentación y la divulgación sobre las implicaciones que tendrá la expansión de esta nueva frontera extractiva y trabajar con las organizaciones locales en la defensa de los mares colombianos.

Referencias bibliográficas

- Acosta, C. y Franco-Zárate, J. (2015). "Extracción de hidrocarburos costa afuera en Colombia: panorama legal y retos a partir de las zonas francas costa afuera u offshore". Revista e-mercatoria 14.
- ANH (2016). "Exploración y producción Costa Afuera, una apuesta competitiva para Colombia". Foro ANH y Semana, octubre 13 de 2016. En http://www.forossemana.com/evento/id/1648o/en_vivo_%7C_exploracion_y_produccion_costa_afuera?fbclid=lwARoaa_G6JLF-45T7FFwNF8liqKOb6k-GRarK6cxo-yJoNR7txf9JeMPqbMw. Consultado el 2 de diciembre de 2018.
- Avellaneda, A. (1998). Petróleo, colonización y medio ambiente en Colombia. Bogotá: ECOE Ediciones.
- Barret, R. y Worden, D. (2014). *Oil culture. Barret y Worden*. Minneapolis: University of Minnesota Press.
- Bernal Rubio, A.M.; Herrera Santoyo, H.; Roa Avendaño, T. (s.f.). "Informe sobre Colombia". En De la Fuente, A.; Holanda, J. Bernal, A. M.; Roa Avendaño, T.; Scandizzo, H.; Herrera Santoyo, H. Diele, B.; Pérez Castellón, A. y Ochandi, R. *Última Frontera*. Alianza Latinoamericana Frente al Fracking, Fundación Heinrich Böll Cono Sur y Amigos de la Tierra Europa.
- Canacol (2018). Página web Canacol. Consultado en http://www.canacolenergy.com/esp/colombia-shale.asp. el 10 de diciembre de 2019.
- Canning House (2018). Página web Canning House. Consultado en https://www.canninghouse.org/events/oil-gas-sector-shells-view/ el 13 de febrero de 2019.
- CDP (2017). "The Carbon Majors Database". CDP Carbon Majors Report 2017. Consultado en https://b8f65cb373b1b7b15feb-c7od8ead6ced55ob4d987d7co3fcdd1d.ssl.cf3. rackcdn.com/cms/reports/documents/000/002/327/original/Carbon-Majors-Report-2017.pdf?1499691240 el 8 de enero de 2019.
- Censat Agua Viva (2018). "Ficha Shell Colombia". Bogotá: documento de archivo.
 Colombia Energía (2014). "La apuesta por la explotación petrolera costa afuera arranca en serio". Revista Colombia Energía. Edición No. 9, de Julio de 2014. Consultado en http://colombiaenergia.com.co/ed-anteriores/colombia_energia_edicion_9.pdf el 6 de enero de 2019.
- Crudo Transparente (2016). "Offshore: una esperanza de autosuficiencia energética para Colombia". *Crudo Transparente*. Consultado en http://crudotransparente.com/2016/12/13/investigacion-mensual-octubre-noviembre-2016-crudotransparente/ el 28 de diciembre de 2018.
- Ecopetrol (2014). "Primer hallazgo de hidrocarburos en aguas profundas del Caribe colombiano". Ecopetrol 2 de diciembre. Consultado en https://www.ecopetrol.com.co/wps/portal/es/ecopetrol-web/nuestra-empresa/sala-de-prensa/boletines-de-prensa/Boletines-2014/contenido/Ecopetrol+anuncia+primer+hallazgo+en+aguas+profundas+del+Caribe+colombiano el 8 de enero de 2019.
- Ecopetrol (2015). "Hallazgo de hidrocarburos en aguas ultra-profundas del Caribe colombiano". *Ecopetrol* 28 de julio. Consultado en https://bit.ly/2Tufaxl el 8 de enero de 2019.
- Ecopetrol (2017a). "Pozo Purple Angel-1 encuentra gas en aguas profundas del Caribe Colombiano". *Ecopetrol* 8 de marzo. Consultado en https://www.ecopetrol.com.co/wps/portal/es/ecopetrol-web/nuestra-empresa/sala-de-prensa/boletines-de-prensa/boletines-2017/boletines-2017/purple-angel-1-encuentra-gas el 8 de enero de 2019.
- Ecopetrol (2017b). "Éxito exploratorio en Gorgón confirma nueva provincia gasífera en aguas profundas del Caribe colombiano". *Ecopetrol* 3 de mayo. Consultado en <a href="https://www.ecopetrol.com.co/wps/portal/es/ecopetrol-web/nuestra-empresa/sala-de-prensa/boletines-de-prensa/boletines-2017/boletines-2017/descubrimiento-exploratorio-Gorgon el 8 de enero de 2019.

-35-

- Energy-Pedia (2011). "Colombia: PetroLatina receives ANH approval of the VMM-28 exploration block farmout to Shell". Energy-Pedia 6 de noviembre. Consultado en https://www.energy-pedia.com/news/colombia/colombia-petrolatina-receives-anh-approval-of-the-vmm-28-exploration-block-farmout-to-shell el 10 de diciembre de 2018.
- Fayad, D. (2014). Petróleo y conflicto armado en Colombia: el caso de Arauca entre 1984 y 1992. Bogotá: Universidad Javeriana.
- FOE (2009). "Shell's Big Dirty Secret". Friends of the Earth Europe. Consultado en https://www.foeeurope.org/sites/default/files/publications/foee_shells_big_dirty_secret_o609.pdf el 8 de enero de 2019.
- Gómez, A. (2018). "Colombia: "El "fracking", amenaza directa al patrimonio ambiental colombiano". Extremas. Nuevas fronteras del extractivismo energético en Latinoamérica. Bogotá: Oilwatch Latinoamérica.
- Hernández Riveros, L.H. (2018). *Coaliciones promotoras y cambios en la política petrolera colombiana*: 1905-2015. Bogotá: Universidad Nacional de Colombia. Facultad de Derecho, Ciencias Políticas y Sociales. Instituto Unidad de Investigaciones Juriídico Sociales Gerardo Molina (UNIJUS).
- Hocol (2018) Página web Hocol consultada en https://www.hocol.com.co/nosotros/ historia el 28 de noviembre de 2018.
- Klare, M. (2012). La nueva "Era de Oro del petróleo" que no tuvo lugar. Consultado en http://tratarde.org/michael-t-klare-sobre-energia-extrema/ el 8 de enero de 2019.
- Ministerio del Medio Ambiente de Colombia (2015). "Los océanos son fundamentales para la supervivencia del planeta". Consultado en http://www.minambiente.gov.co/index.php/noticias-asuntos-ambientales/1842-los-oceanos-son-fundamentales-para-la-supervivencia-del-planeta el 8 de enero de 2019.
- Ministerio de Comercio, Industria y Turismo. (2014). Decreto 2682 de 2014. Disponible en: http://wp.presidencia.gov.co/sitios/normativa/decretos/2014/Decretos2014
- Monroy, B. y Pérez, J. (2017). Evaluación técnica de los patrones de inyección de agua mediante simulación analítica en cinco pozos del Bloque V centro del campo Yariguí-Cantagallo mediante el software SAHARA. Bogotá: Fundación Universidad de América.
- Moore, J. (2013) El auge de la ecología-mundo capitalista (I). Las fronteras mercantiles en el auge y decadencia de la apropiación máxima. Revista Laberinto No 38.

 Consultado en http://www.jasonwmoore.com/uploads/Moore El Auge de la ecologia-mundo capitalista Part l Laberinto 2013.pdf el 3 de abril de 2017.
- Moore, J. (2014). De objeto a oikeios: la construcción del ambiente en la ecologíamundo capitalista. Revista Sociedad y Cultura, 2.
- Presidencia (2019). Bases del plan nacional de desarrollo 2018 2022 Pacto por Colombia, pacto por la equidad. Consultado en https://colaboracion.dnp.gov.co/CDT/Prensa/PND-2018-2022.pdf el 13 de febrero de 2019.
- Roa Avendaño, T. (2017). "La expansión de la frontera petrolera en el mar Caribe y sus límites en el archipiélago de San Andrés y Providencia". Roa Avendaño, T., Roa García, C., Toloza Chaparro, J. & Navas Camacho, L.M. Como el agua y el aceite. Conflictos socioambientales por la extracción petrolera. CENSAT. Bogotá: Ántropos.
- Roa Avendaño, T. y Navas Camacho, L.M. (2015). Extractivismo, conflictos y resistencias. CENSAT Agua Viva. Bogotá: Ediciones Ántropos.
- Roa Avendaño, T. (2014). "Colombia: Los combustibles fósiles y el abismo de las fracturas". En Fractura Expuesta 3. Ultima Gota. Año III. Observatorio Petrolero del Sur
- Roa Avendaño, T., Roa García, C., Toloza Chaparro, J. & Navas Camacho, L.M. (2017) Como el agua y el aceite. Conflictos socioambientales por la extracción petrolera. CENSAT. Bogotá: Ántropos.

- Shell (1996). 60 años de la Shell en Colombia 1936-1996. Bogotá: Grafiq Editores.
- Shell (2017). "Análisis y proyección de las operaciones Offshore en Colombia". *Shell*. Consultado en http://www.alame.org/images/DOCS/MEMORIASOILGAS/BARRANQUILLA2017/SHELL.pdf el 5 de enero de 2019.
- Shell (2018). "Leading investors back Shell's climate targets". *Shell* 3 de diciembre. Consultado en https://www.shell.com/media/news-and-media-releases/2018/leading-investors-back-shells-climate-targets.html el 6 de enero de 2018.
- Shell (2019). Página web de Shell. Consutado en https://www.shell.com.co/ informacion-sobre-nuestra-empresa/quienes-somos.html el 5 de enero de 2019.
- Shell USA (2014). "Shell wins bid for offshore block in colombia, with Ecopetrol". *Shell USA* 28 de julio. Consultado en https://www.shell.us/about-us/features-and-highlights/wins-bid-for-offshore-block-in-colombia.html el 30 de noviembre de 2018.
- The New York Times (1985). "Occidental in \$1 billion Shell deal". New York Times, 6 de junio. Consultado en https://www.nytimes.com/1985/06/06/business/occidental-in-1-billion-shell-deal.html el 28 de noviembre de 2018.
- Toro, C. (2017). Exploración petrolera en áreas marinas protegidas: un ecocidio.

 Consultado en http://www.oilwatchsudamerica.org/petroleo-en-sudamerica/colombia/5099-2017-01-18-21-27-24.html el 8 de enero de 2019.
- Trading Petroleum (2017). "Molusco, el pozo "offshore" con sello de Ecopetrol". *Trading Petroleum* 13 de mayo. Consultado en https://tradingpetroleum.com.co/molusco-el-pozo-offshore-con-sello-de-ecopetrol/ el 8 de enero de 2019.
- Vásquez, H. (1994). "La historia del petróleo en Colombia". *Revista Universidad Eafit* No. 93. Medellín: Universidad Eafit.
- Vega, R., Núñez, L. y Pereira, A. (2009). Petróleo y protesta obrera. La USO y los trabajadores petroleros de Colombia. Vol. 2: En tiempos de Ecopetrol. Bogotá: Corporación Aury Sara Marrugo.
- Villegas, J. (1971). Petróleo colombiano, ganancia gringa. Bogotá: El tigre de papel Watson, T., and Bachu. S., (2009). "Evaluation of the Potential for Gas and CO2 Leakage along Wellbores". SPE Drilling and Completion March 2009. Society of Petroleum Engineers.

Revisión de prensa

- BNAmericas (2019). "Campo Chuchupa". Consultado en https://subscriber.bnamericas.com/es/project-profile/es/campo-chuchupa-campo-chuchupa el 7 de enero de 2019.
- Dinero (1995). El poder en Colombia. *Dinero* mayo 1. Consultado en https://www.dinero.com/caratula/edicion-impresa/articulo/el-poder-colombia/19088 el 30 de diciembre de 2018.
- Dinero (2005). "Petrobras compra estaciones Shell en Colombia, Paraguay y Uruguay".

 Dinero 23 de diciembre. Consultado en https://www.dinero.com/actualidad/
 noticias/articulo/petrobras-compra-estaciones-shell-colombia-paraguayuruguay/31487 el 15 de diciembre de 2018.
- Dinero (2015). "Barril sin fondo". *Dinero* 2 de mayo. Consultado en https://www.dinero.com/edicion-impresa/caratula/articulo/los-problemas-industria-petrolera-colombiana/205439 el 20 de diciembre de 2018.

-37-

- El Espectador (2012). "Minminas pide acelerar la exploración petrolera". El Espectador 17 de mayo. Consultado en https://www.elespectador.com/noticias/economia/minminas-pide-acelerar-exploracion-petrolera-articulo-347023 el 20 de diciembre de 2018.
- El Espectador (2013). "Mónica de Greiff, nueva presidenta de la Cámara de Comercio de Bogotá". El Espectador 26 de febrero. Consultado en https://www.elespectador.com/noticias/bogota/monica-de-greiff-nueva-presidenta-de-camara-de-comercio-articulo-406936 el 30 de diciembre de 2018.
- El Espectador (2016). "Aprueban que Shell compre BG Group". El Espectador 27 d enero. Consultado en https://www.elespectador.com/noticias/economia/aprueban-shell-compre-bg-group-articulo-613140 el 6 de enero de 2019.
- El Espectador (2017). "Siluro, pozo perforado por Repsol, resultó seco". *El Espectador* 25 de julio. Consultado en https://www.elespectador.com/economia/siluro-pozo-perforado-por-repsol-resulto-seco-articulo-704889 el 8 de enero de 2019.
- El Heraldo (2012). "Petrobras anuncia que pozo Mapalé-1 en Bolívar tiene gas natural seco". El Heraldo 8 de noviembre. Consultado en https://www.elheraldo.co/ noticias/economia/petrobras-anuncia-que-pozo-mapale-1-en-bolivar-tiene-gas-natural-seco-88642 el 7 de enero de 2019.
- El Heraldo (2016). "El mapa de las operaciones offshore' a las que le apunta la Costa". El Heraldo 13 de noviembre. Consultado en https://www.elheraldo.co/economia/el-mapa-de-las-operaciones-offshore-las-que-le-apunta-la-costa-301612 el 8 de enero de 2019.
- El Heraldo (2018). "Industria costa afuera entra en etapa de revisión". El Heraldo 25 de marzo. Consultado en https://www.elheraldo.co/economia/industria-costa-afuera-entra-en-etapa-de-revision-474712 el 8 de enero de 2019.
- El Heraldo (2019). "Shell invertirá USD100 millones en 2 bloques offshore". El Heraldo 12 de marzo de 2019. Consultado en https://www.elheraldo.co/economia/shell-invertira-usd100-millones-en-2-bloques-offshore-606532 el 14 de septiembre de 2019.
- El Tiempo (1995a). "Colombia cambia mucho reglas de juego a los extranjeros: Shell". El Tiempo 13 de octubre. Consultado en https://www.eltiempo.com/archivo/documento/MAM-422731 el 18 de diciembre de 2018.
- El Tiempo (1995b). "A la Texas le dieron un campo que iba a ser de la nación: contralor". El Tiempo 31 de mayo. Consultado en https://www.eltiempo.com/archivo/documento/MAM-335718 el 7 de enero de 2019.
- El Tiempo (1997). "Colombia no va bien". *El Tiempo* 4 de agosto. Consultado en https://www.eltiempo.com/archivo/documento/MAM-645750 el 18 de diciembre de 2018
- El Tiempo (1998). "Shell le dice adiós al petróleo". El Tiempo, 2 de octubre. Consultado en https://www.eltiempo.com/archivo/documento/MAM-836019 el 28 de noviembre de 2018
- El Tiempo (1999). "Sello de calidad a lubricantes de Shell". *El Tiempo* 10 de julio.

 Consultado en https://www.eltiempo.com/archivo/documento/MAM-943637 el 15 de diciembre de 2018.
- El Tiempo (2001). "Texaco, 100 años en el mundo y 75 en Colombia". *El Tiempo* 6 de noviembre. Consultado en https://www.eltiempo.com/archivo/documento/MAM-698851 el 7 de enero de 2019.
- El Tiempo (2004). "Demandarán a Minminas". El Tiempo 8 de mayo. Consultado en https://www.eltiempo.com/archivo/documento/MAM-1511573 el 7 de enero de 2019.
- El Tiempo (2016). "Búsqueda de petróleo en el mar se mueve de nuevo". El Tiempo 19 de octubre. Consultado en https://www.eltiempo.com/economia/sectores/busqueda-de-petroleo-en-mar-de-colombia-29618 el 22 de diciembre de 2018.

- El Tiempo (2017). "Los lubricantes al detal, un negocio que se agita en el país". El Tiempo 4 de julio. Consultado en https://www.eltiempo.com/economia/sectores/movimiento-en-negocios-de-lubricantes-en-colombia-105260 el 15 de diciembre de 2018
- El Tiempo 2003. "Texaco seguirá con el gas en Guajira". *El Tiempo* 16 de diciembre.

 Consultado en https://www.eltiempo.com/archivo/documento/MAM-1046195 el 7 de enero de 2018.
- First Magazine (2016). "Keeping Colombia competitive interview with Eduardo Rodriguez Tamayo Country Chairman, Shell Colombia, Ecuador, Central America & Caribbean. First Magazine.
- Investorvillage (2015). "Conoco Bets on Colombian Shale While Shell Retreats".

 Investorvillage 19 de diciembre. Consultado en https://www.investorvillage.com/
 groups.asp?mb=16385&mn=7024&pt=msg&mid=15580787 el 30 de noviembre de 2018.
- La Economía (2016). "Con la tributaria esperamos que las cosas no empeoren: Shell".

 Diario La Economía 30 de septiembre. Consultado en http://diariolaeconomia.com/mineria-y-petroleo/item/2643-con-la-tributaria-esperamos-que-las-cosas-no-empeoren-shell.html el 24 de diciembre de 2018.
- La República (2019). "Noble Energy adquirió 40% de participación en dos contratos offshore de Shell". *Diario La República* 26 de marzo de 2019. Consultado en https://www.larepublica.co/empresas/noble-energy-adquirio-40-de-participacion-endos-contratos-offshore-de-shell-2843992 el 14 de septiembre de 2019.
- Petróleo y gas (2014). "Caño Limón, el yacimiento que acabó con la sequía". Revista petróleo y gas 2 de mayo. Consultado en http://revistapetroleoygas.co/cano-limon-el-yacimiento-que-acabo-con-la-sehocquia/ el 28 de noviembre de 2018.
- Portafolio (2014). "Británica BG Group buscará crudo frente a las costas". *Portafolio* 4 de febrero. Consultado en https://www.portafolio.co/negocios/empresas/britanica-bg-group-buscara-crudo-frente-costas-51066 el 5 de enero de 2019.
- Public Eye (2015) Consultado en http://publiceyeawards.ch/hall-of-shame/ el 26 de noviembre de 2018.
- Razón Pública (2018). "Reficar: el desfalco donde triunfó la impunidad". *Razón Pública* 2 de julio. Consultado en httml el 18 de diciembre de 2018.
- Semana (2014). "La revolución energética". *Semana* 29 de marzo. Consultado en https://www.semana.com/nacion/articulo/la-revolucion-energetica/381906-3 el 7 de enero de 2019.

-39-





