

Grandes retos del sector petrolero en Colombia

Una visión de Campetrol
2019



CAMPETROL

Cámara Colombiana de Bienes
& Servicios Petroleros

JUNTA DIRECTIVA CAMPETROL 2019 - 2021

PRESIDENTE

JUAN DAVID OROZCO MONTOYA
Colombia Country Manager
Halliburton Latin America

PRIMER VICEPRESIDENTE

GUSTAVO ARIEL MARIN
Country Manager Colombia
Schlumberger Surencó

SEGUNDO VICEPRESIDENTE

SANDRA S. BAUTISTA DELGADO
Director Jurídico / Representante Legal
Petroseismic Services S.A.

PRINCIPALES

ALVARO OTERO - Presidente. Lupatech

ALIRIO FORERO ANGARITA - Sales & BDM - Andean, Baker Hughes

GONZALO CUERVO TRONCOSO

Director Comercial Colombia, Centro América y Caribe
Tenaris TuboCaribe

NELSON NEY - Vicepresidente para Latinoamérica
Alkhorayef Petroleum Colombia

RICARDO JOSE CORREA - Representante Legal, C & Co Services

RICARDO J. ORTIZ JACOME - Gerente Regional
National Oil Well Varco de Colombia

JOSE MIGUEL SAAB FAOUR - Presidente
Independence Drilling S.A.

NESTOR NEIRA FRANCO - Gerente General, Feel Consulting S.A.S

RICCARDO NICOLETTI - Gerente, Tipiel S.A.

RICARDO SARMIENTO - Gerente
Estrella Internacional Energy Services

SOMOS CAMPETROL:



CAMPETROL

Grandes retos del sector petrolero en Colombia

Una visión de Campetrol
2019

DIRECCIÓN DE ESTUDIOS ECONÓMICOS

Andrés Sánchez – Director Económico
Juan Gallego – Analista Económico
Felipe Romero – Analista Técnico
Luisa Torres – Analista Económico

DIRECCIÓN DE ASUNTOS PÚBLICOS Y CORPORATIVOS

Jennifer Bellon – Directora de Asuntos Públicos
Catalina Soto – Coordinadora de Comunicaciones
María Francisca Hoyos – Coordinadora de Entorno
Eduardo López – Abogado Senior
Paula Ovalle - Abogada

BOGOTÁ D.C

NOVIEMBRE, 2019



CAMPETROL



Foto: Cortesía Masa Stork

Tabla de contenido

1	Prólogo: Germán Espinosa, Presidente Ejecutivo Campetrol	3
	Proyectos Pilotos: Herramientas para una decisión acertada	4
	1.1. Introducción.	5
	1.2. ¿Qué es el fracking?	6
	• Presencia de roca generadora en Sudamérica.	7
	1.3. Construcción de confianza - pilotos.	9
	1.4. ¿En qué va el fracking en Colombia?	11
	• Nulidad simple contra normas técnicas de yacimientos no convencionales.	12
	• Política pública y fracking.	13
	1.5. Conclusiones.	14
2	Encadenamientos productivos: semillas para el desarrollo regional sostenible	15
	2.1. Introducción.	16
	2.2. Cadena de valor del desarrollo de los YNC.	16
	2.3. Segmentos en la cadena de valor de los YNC.	16
	• Sensores remotos y sísmica.	16
	• Perforación y completamiento.	
	• Servicios ambientales.	17
	• Servicios transversales.	18
	2.4. Conclusiones.	19
	2.5. Referencias.	19
3	Licenciamiento ambiental: retos para la regulación colombiana	19
	3.1. Introducción.	20
	3.2. Normatividad actual.	22
	• Ley 99 de 1993.	23
	• Ley 1333 de 2009.	
	• Decreto 1076 de 2015.	24
	• Licenciamiento ambiental.	25
	3.3. Limitaciones a la regulación actual.	27
	3.4. Recomendaciones de política.	28



Foto: Cortesía Tuscany

4	Transformación energética en Colombia	29
	4.1. Introducción.	30
	4.2. El cambio climático y la nueva matriz energética global.	34
	• Matriz energética global.	
	• Emisiones globales de CO ₂ .	
	• Energías renovables a nivel internacional.	
	• Conclusiones.	
	4.3. El contexto energético colombiano.	35
	• Matriz energética colombiana.	35
	• Regulación y marco normativo colombiano.	38
	• Conclusiones.	40
	4.4. Políticas energéticas para la mitigación del cambio climático y cumplimiento de los ODS.	41
	• Los ODS y el cambio climático.	42
	• ODS 7 – energía asequible y no contaminante.	43
	• El Plan Nacional de Desarrollo y sus apuestas por el cumplimiento de los ODS.	45
	• Políticas energéticas para la mitigación del cambio climático en Colombia.	46
	4.5. El papel del gas natural en la transformación energética colombiana	49
	• Política pública para el gas.	50
	• El gas natural como enlace a una matriz baja en carbono.	53
	• Proyección de demanda de gas de la UPME.	55
	• Conclusiones.	56
	4.6. Estrategias de política energética enfocadas en la mitigación del cambio climático y la transformación de la matriz energética.	57
	• Estrategias en materia energética el Plan Nacional de Desarrollo y en la misión de la transformación energética – “Construyendo la hoja de ruta para la energía del futuro”.	58
	• Impulsar los medios de transporte de manera sostenible.	59
	• Estimulo a las energías renovables no convencionales y a la eficiencia energética.	59
	• Reconversión tecnológica para una industria sostenible y baja en carbono.	59
	• Gestión eficiente y sostenible de recursos energéticos.	59
	• Gas en la transformación energética.	60
	4.7. Bibliografía.	61



Foto: Cortesía Petroselsmic

Prólogo



En estos 100 años como sector petrolero hemos sido fieles testigos y participantes de los grandes cambios de Colombia. En este tiempo, como sector, hemos jugado un rol de primer nivel en la economía del país y de sus regiones. Hemos visto como, en parte gracias a nuestra actividad, la economía colombiana ha obtenido importantes recursos fiscales y de divisas, que le han permitido impulsar el desarrollo regional, gestionar las crisis externas y tener una estabilidad macroeconómica envidiable por cualquier otro país de la región. Ahora, ante los grandes retos en materia económica, política y social que afronta el país en el siglo XXI, como sector, debemos continuar reflexionando sobre cuál debe ser nuestro papel en la construcción de la Colombia que queremos dejarle a las nuevas generaciones.

Tenemos un principio muy claro: la única forma de lograr ese desarrollo que tanto anhelamos es creciendo juntos, Gobierno, Industria y Territo-

rio. El desarrollo sostenible de las regiones productoras y el aporte del sector a la economía del país solamente se verán materializados en la medida en que este triángulo se mantenga firme. Sabemos que pensar en el futuro del sector y su relación con los grandes retos del país no es tarea exclusiva del Gobierno Nacional. Nosotros, la Industria de hidrocarburos, debemos tomar un papel de mayor relevancia a la hora de velar porque nuestra operación y actividades se reflejen en proyectos que mejoren el bienestar en las regiones. Ello solamente lo lograremos de la mano del Territorio, y de ganar la legitimidad por parte de las comunidades.

Con el objetivo de poner estos temas de primer orden sobre la mesa, desde Campetrol hemos decidido lanzar, en el marco de la II Cumbre del Petróleo y Gas, este primer número de “Grandes Retos del Sector Petrolero en Colombia”, en el marco de nuestras publicaciones de Dimensión Energética. Nuestro objetivo con estos documentos de política es dar a conocer nuestra visión, como representantes de las compañías de bienes y servicios petroleros, de los principales retos y

y oportunidades que afronta actualmente el sector y el país.

Para ello, planteamos recomendaciones de política que elevaremos a las máximas instancias del Gobierno Nacional, así como a las regionales y municipales. Nuestro objetivo es que las comunidades en el territorio conozcan nuestra visión articuladora de desarrollo regional. Así mismo, estos documentos los haremos conocer por las compañías de bienes y servicios petroleros, así como las de exploración y producción, con el objetivo de debatir y unificar posturas alrededor de nuestra visión de desarrollo de país. Finalmente, buscamos que los medios de comunicación y el público en general se acerquen a los debates que en materia energética y petrolera se están dando actualmente en Colombia.

Para saber hacia dónde vamos es necesario conocer de dónde venimos. Luego de tres años de niveles bajos en los precios del crudo, en 2018 se evidenció nuevamente una tendencia al alza con cotizaciones por encima de los USD 60 por barril, lo que permitió dar un alivio al sector petrolero colombiano, a los principales indicadores macroeconómicos y a las cuentas fiscales del Gobierno Nacional. Como consecuencia, en 2019 la industria petrolera colombiana ha mostrado importantes señales de reactivación tras la caída del precio del crudo en 2014. Prueba de esto es

la tendencia positiva que se ha evidenciado en los principales indicadores del sector, sumado a los incentivos gubernamentales que han permitido la adjudicación de nuevos contratos de exploración y producción, bajo el liderazgo del Ministerio de Minas y Energía y de la Agencia Nacional de Hidrocarburos.

En este sentido, es fundamental que el Gobierno Nacional continúe en el proceso de incentivar el desarrollo del sector, en especial en la fase exploratoria, de modo que Colombia se constituya como el principal destino de atracción de inversión petrolera en la región. Lo anterior cobra mayor importancia al considerar que, si bien la industria petrolera lleva más de 100 años de actividad en el país, aún enfrenta grandes retos que ponen a prueba su sostenibilidad a mediano y largo plazo. Dado que la exploración está en sus niveles históricos más bajos, tanto en adquisición sísmica, como en perforación de pozos exploratorios, las reservas de petróleo y gas en el país han venido disminuyendo de forma dramática, acercándose cada vez más a un posible escenario de desabastecimiento de hidrocarburos en Colombia, una situación que ya experimentó el país hace cerca de 33 años, cuando perdimos la autosuficiencia petrolera y fue necesaria la importación de crudo para cargar las refinerías, lo cual trajo consigo consecuencias devastadoras en términos regionales,

macroeconómicos y fiscales. Los escenarios posibles de este fenómeno los analizamos en nuestro libro "Fracking. Una decisión de País". Hoy, debemos ser conscientes que el crecimiento económico y vegetativo de la población plantean unos retos sin precedentes de demanda de energía en el corto plazo, retos que no podemos dejar de un lado.

La seguridad energética es tal vez la mayor responsabilidad del sector con la sociedad colombiana, puesto que son 33 años continuos en los que se le ha garantizado al país la autosuficiencia en materia de combustibles. Eso ha permitido generar exportaciones, dividendos, regalías e ingresos por la vía de impuestos, los cuales han sido muy buena parte de los recursos con los que se ha nutrido el cumplimiento de las metas de los Gobiernos en cada uno de sus Planes Nacionales de Desarrollo, así como de los presupuestos de los departamentos y municipios, para poder realizar importantes inversiones en salud, educación, infraestructura, agua potable, vivienda y saneamiento básico, entre otros. Colombia, hoy miembro pleno de la Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económico (OCDE), debe dar el debate de qué papel le quiere dar al sector energético y petrolero, ¿el que le dan en las economías desarrolladas o el que le dan en las economías en desarrollo?

De cara al precario horizonte de autosuficiencia que sufre el país

actualmente, se hace necesario considerar el aprovechamiento racional, social y ambientalmente responsable de todas las fuentes de energía disponibles. Hoy, el sector petrolero en Colombia juega un segundo tiempo y debemos ser capaces de enmendar los errores del pasado. Los proyectos de exploración continental, de Yacimientos No Convencionales, de Offshore y de energías renovables son el reto más importante que enfrenta el sector y la economía colombiana en el corto y mediano plazo. Impulsarlos de una manera integrada, capaz de generar crecimiento económico, pero también desarrollo regional, es hoy, la gran apuesta y el gran reto de Colombia.

Debemos explorar estas fuentes, identificar los recursos que tienen y determinar su potencial. Es en este aspecto en el que el aprovechamiento de los Yacimientos No Convencionales cobra mayor importancia, puesto que, de todo el abanico de posibles fuentes de incorporación de reservas, es el que puede extender el horizonte de autosuficiencia con más eficiencia y a corto plazo. Sin embargo, para poder aprovechar estos recursos mediante el fracturamiento hidráulico, es necesaria la ejecución de los Proyectos Pilotos de Investigación Integral (PPII's), propuesta de la Comisión de Expertos y del Gobierno Nacional que aplaudimos y desde Campetrol siempre hemos apoyado. Estos permitirían obtener información confiable y transparente, evaluar

los posibles impactos ambientales y sociales, y así, determinar la viabilidad del desarrollo de los Yacimientos No Convencionales en Colombia.

Explorar todas las fuentes energéticas implica prestar especial atención a la mitigación del cambio climático y a la transformación ordenada de la matriz energética en Colombia, en línea con las metas planteadas por el país en los Objetivos de Desarrollo Sostenible y la Agenda 2030 de desarrollo. No podemos ser ajenos a entender que el cambio climático nos obliga a diversificar nuestra matriz energética. Como compañías de bienes y servicios petroleros, pero también de la industria energética, ponemos todo nuestro conocimiento a la disposición del Gobierno Nacional y de la Misión de la Transformación Energética en pro del cumplimiento de estos objetivos. Nuestra misión es acompañar una transición ordenada, que le dé el papel central al gas natural, y que transformen al sector energético colombiano en uno competitivo y eficiente, que sea capaz de llevar la cobertura a las 400 mil viviendas que todavía no cuentan con servicio de energía y atienda la demanda creciente en los años venideros.

El aprovechamiento de todas las fuentes energéticas implica que, para lograr el desarrollo sostenible que buscamos impulsar, como industria siempre debemos procurar por prevenir, mitigar o compensar los posibles impactos que nuestra activi-

dad pueda tener en el entorno. Desde Campetrol, aplaudimos y acompañamos toda normatividad que genere total transparencia a las actividades del sector, de cara no solo a las comunidades en las áreas de influencia, sino hacia todo el país. Siempre seremos muy rigurosos con ello. El licenciamiento ambiental en las operaciones petroleras se debe realizar cumpliendo las normas y requerimientos definidos por el Gobierno Nacional. El cuidado ambiental y de las fuentes naturales del agua son una prioridad para el sector de hidrocarburos, nunca una competencia con nuestras actividades. Apoyamos al Gobierno Nacional y a las comunidades en el cuidado y protección del medio ambiente, así como de los recursos naturales renovables, y creemos que un estricto cuidado del medio ambiente es la mejor prenda de garantía que le permita a las comunidades confiar en la industria petrolera.

Tenemos frente a nosotros el segundo tiempo del sector energético en Colombia. De nosotros como industria depende integrar las fuentes de energías renovables, así como las oportunidades en exploración continental, Yacimientos No Convencionales y Offshore, e impactar de una manera positiva a aquellas regiones productoras. La posibilidad de que estas fuentes energéticas generen crecimiento económico en las regiones por medio de encadenamientos productivos, creadores de empleos

directos e indirectos, será uno de los motores de crecimiento económico en el corto y mediano plazo. Desde Campetrol lideraremos los debates e iniciativas para que juntos, Gobierno, Industria y Territorio, creemos un corredor logístico energético que atraviese el país y sea el garante del desarrollo de estas regiones.

Pese al escepticismo que se vive actualmente en el panorama internacional, el sector petrolero colombiano se seguirá fortaleciendo en los próximos años gracias al presente ciclo de inversión petrolero a nivel global, alimentado por la creciente demanda global de energía e impulsada por las economías en desarrollo. Esta nueva fase de inversión, iniciada con la recuperación de los precios hace tres años, es prenda de garantía para invertir en el sector petrolero colombiano. Desde Campetrol entendemos que, aunque el país no es petrolero, si es petróleo dependiente, tanto las regiones, como en términos fiscales y macroeconómicos. Por esta razón, es necesario reactivar en su totalidad el sector y que continúe siendo el soporte de la estabilidad económica del país y finalmente, acabar con el fantasma del desabastecimiento.

Seguiremos apoyando el programa de impulso y reactivación del sector petrolero que ha diseñado el Gobierno Nacional, liderado por el Ministerio de Minas y Energía y la Agencia Nacional de Hidrocarburos. A la Industria nos llena de orgullo, como

compañías de bienes y servicios petroleros, pero también como colombianos, trabajar por nuestro país. Seguiremos trabajando de la mano del Gobierno y el Territorio para impulsar la competitividad del sector y afrontar los desafíos de la operación en las regiones. Queremos ser los principales aliados del desarrollo de estas y uno de los motores de la economía del país, y esto solamente lo lograremos trabajando juntos, Gobierno, Industria y Territorio.

Germán Espinosa

Noviembre, 2019

1 Proyectos pilotos: Herramientas para una decisión acertada

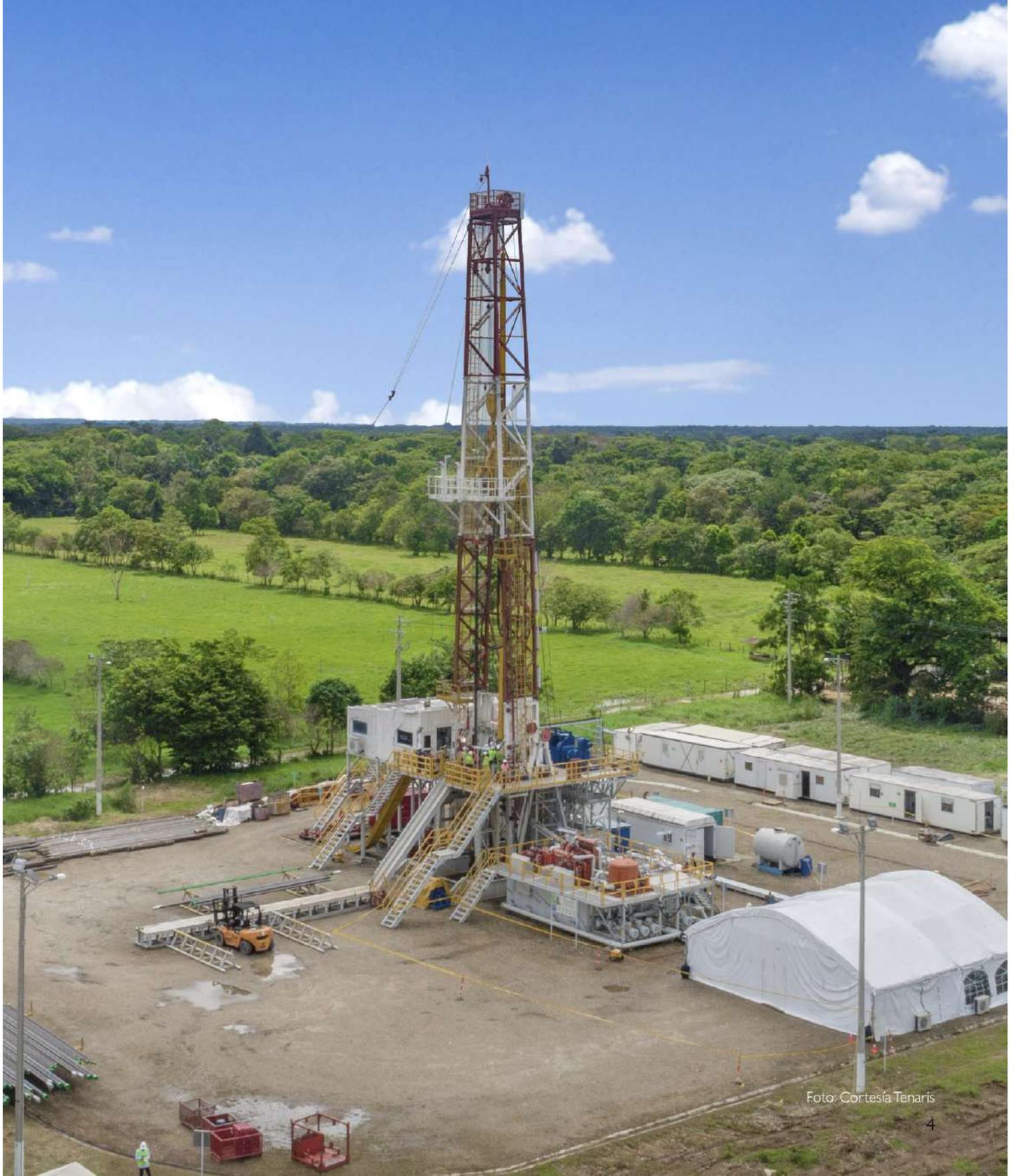


Foto: Cortesía Tenaris

1.1. Introducción

Colombia, tiene un reto que no tienen muchos otros países, le corresponde producir petróleo y gas, y al mismo tiempo preservar su biodiversidad, una de las más importantes del planeta. Esto nos impone una gran responsabilidad, la cual hay que afrontar entre todos.

De allí la importancia que tiene construir una cultura política basada en el diálogo y la concertación. Pues al tiempo que debe preservarse nuestra rica biodiversidad, se nos impone como urgencia nacional mantener la seguridad energética y la estabilidad fiscal. Seguridad que no podemos perder, pues los efectos presupuestales y sociales serían desastrosos. Colombia lleva 33 años ininterrumpidos de autoabastecimiento, y quizás por ello una buena parte de la población no sabe, no conoce, lo que significaría perderla. Bastaría con recordar los padecimientos sufridos cuando dejamos de autoabastecernos, fueron años de penuria y estrechez económica.

La pregunta no es, sí o no al Fracking; sino cómo vamos a garantizar la autosuficiencia energética del país en materia de hidrocarburos. Solamente por medio de la realización de pilotos en nuestro territorio sabremos si el Fracking es una técnica ambiental y

socialmente viable para las condiciones y las características de Colombia.

La toma de decisiones en la industria de los hidrocarburos se hace a partir de diversos cálculos y simulaciones, los cuales dan la información suficientemente precisa y aproximada a la realidad como para evaluar diferentes escenarios y definir los posibles riesgos asociados a estos. En materia de yacimientos no convencionales, al poseer diversos fenómenos que contribuyen a su producción, más allá del agotamiento de la energía del yacimiento mismo, se convierte en un reto importante el correcto modelado matemático, por lo que se hace necesaria la debida realización de experimentos a pequeña escala o proyectos pilotos, que permitan la validación y corrección de los modelos actuales, así la apropiada evaluación de riesgos económicos, ambientales y posibles problemas asociados al desarrollo de estos yacimientos.

En este sentido, la ejecución de los pilotos del fracking permitirían obtener información confiable y transparente, y de esta manera, comprobar y definir la funcionalidad del modelo conceptual, la fracturabilidad y productividad de la roca madre, y los posibles impactos ambientales y sociales.

1.2. ¿Qué es el Fracking?

El consenso general de la comunidad científica acerca del origen del petróleo, es que este posee una fuente orgánica, principalmente por la transformación química de fitoplancton y zooplancton, pequeños animales marinos o algas depositados en las depresiones de antiguos ambientes acuáticos, los que, luego de millones de años de sedimentos (arena y minerales) cayendo dentro, aumentando la presión y temperatura que actúa en ese espacio, darían lugar a los llamados yacimientos o zonas de acumulación de hidrocarburos.

Los sedimentos que se depositaron en estos lugares, con el pasar del tiempo sufrirían un proceso de litificación, convirtiéndose en rocas, aún con la materia orgánica en su interior, misma que luego se transformaría en petróleo, dando lugar a la llamada roca generadora.

Por acción de los esfuerzos internos de la tierra, gran parte del petróleo que se encuentra dentro de estas rocas, migran hacia otros estratos encontrados en zonas superiores, y forman la roca almacén o reservorio, siendo generalmente este estrato el objetivo de la perforación en yacimientos convencionales, que al tener grano más grueso, y una menor presión litostática, se espera que tengan espacios internos interconec-

tados, por los cuales pueda fluir el petróleo hacia los pozos fácilmente, por tanto, tienen una alta permeabilidad.

Lo contrario ocurre con la materia orgánica que no migra, y que queda depositada en su roca generadora original, generalmente *shales* con grano muy fino y una presión mayor, por lo que, no existen poros interconectados o caminos, por donde pueda pasar el petróleo, dando lugar a permeabilidades ínfimas y zonas discontinuas de acumulación, pero que, a su vez, permiten una mejor transformación de la materia orgánica, dando lugar a crudos de menor densidad y, por lo tanto, mayor valor comercial.

Lo anterior corresponder a la definición de yacimientos no convencionales, donde la roca generadora es a su vez la roca reservorio, y que, al tener una permeabilidad muy baja, también hace función de roca sello, impidiendo la migración del hidrocarburo hacia otras zonas, por lo que en este tipo de estratos se deben construir canales de flujo artificiales que permitan su extracción. Como consecuencia, nació el fracturamiento hidráulico o Fracking como experimento tecnológico en 1947 en el campo Hugoton en Kansas, y cuya comercialización inició tres años más tarde, en 1950.

El Fracking es una técnica de estimulación de pozos, que consiste en el bombeo de altas cantidades de agua en los yacimientos, en conjunto con diferentes aditivos que harían más eficiente la operación. La idea subyacente, es que la presión de inyección de este fluido pueda superar la presión de fractura de la roca, pudiéndose crear los canales por los cuales podrá salir el petróleo, siendo preferencialmente a través de pozos horizontales, que permiten una mayor área de contacto entre el pozo y el yacimiento, optimizando así, la producción de este.

Para poder producir los hidrocarburos atrapados en las fracturas de la roca generadora en un YNC, se necesita fracturar la roca generadora para poder conectarla con el hueco de producción. La técnica más eficiente para ello es el fracturamiento hidráulico, conocido como Fracking, el cual, según SPE (Society of Petroleum Engineers), está probado con éxito en más de dos millones y medio de pozos a nivel global.

Asimismo, esta tecnología no es específica para yacimientos no convencionales, por lo que, también es aplicada en yacimientos convencionales de manera rutinaria, debido a que por acción de diversos factores naturales o inducidos (deposiciones orgánicas e inorgánicas, bancos de condensados, entre otros), se puede perder parte

de la permeabilidad original del yacimiento, por lo que se necesitará crear canales auxiliares de flujo. La diferencia entre realizar la estimulación en un yacimiento convencional o en un yacimiento no convencional, radica en las condiciones de operación, por lo que, en yacimientos no convencionales, al ser rocas más duras y de menor permeabilidad, se debe alcanzar una presión de inyección mayor, incrementando así, la logística y el costo de la estimulación.

Presencia de roca generadora en Sudamérica

La estimación del potencial de los yacimientos, en particular los de roca generadora, durante una etapa muy temprana de la fase exploratoria en la que nos encontramos, en la cual se reconoce un evento geológico continental como es la presencia de la roca generadora (que principalmente son shales de diferentes edades geológicas con presencia comprobada desde Venezuela hasta la Argentina, conformando las grandes cuencas subandinas), es un ejercicio complejo de precisar, por la incertidumbre sobre los parámetros geológicos, de yacimientos, de productividad, entre otros. Lo que transmite menor incertidumbre es la continuidad de la roca generadora y el dimensionamiento de dicho evento geológico de carácter continental, que está bien datado y referenciado.

En efecto, el trend de las cuencas subandinas cubre toda la longitud de Suramérica, desde Venezuela hasta Argentina. Hasta ahora se han descubierto 119 mil millones de barriles y 190 tera pies cúbicos de gas, que corresponden al 93% de las reservas de la subregión. Campos gigantes de petróleo y gas se han descubierto a lo largo de la cordillera andina, los cuales fueron alimentados por shales de diferentes edades geológicas, con predominancia de gas en el sur. La rica formación La Luna, de origen marino del cretáceo superior y los shales equivalentes en Venezuela, Colombia y Ecuador, son responsables de la generación del 86% de los hidrocarburos descubiertos.

Rocas generadoras probadas comprenden shales del devónico, carbonífero, pérmico y triásico en Perú, Bolivia y en el norte de Argentina. En el sur de Argentina los descubrimientos de petróleo fueron alimentados por shales de origen marino y lacustre del jurásico superior y del cretáceo inferior. Más de 7.500 pozos exploratorios han sido perforados en el trend de las cuencas subandinas, con una tasa de éxito del 15%. Muchas de estas cuencas están subexploradas y tiene un alto potencial para descubrimientos futuros.

En Colombia las estimaciones del potencial de yacimientos en roca generadora van desde 3.000, 5.000 y

hasta 8.000 millones de barriles. Sin embargo, teniendo en cuenta que, si bien la presencia del recurso está bien referenciada, también es cierto que los parámetros de yacimientos, productividad y comportamiento de la producción en términos de plays, yacimientos y pozos, está por definirse. Campetrol decidió realizar el presente ejercicio con un enfoque más conservador y construyó tres escenarios, uno de 1.000 millones de barriles, otro de 3.000 millones de barriles y el de 5.000 millones de barriles, antes mencionado.

Las cifras estimadas para estos escenarios dependen en buena proporción del éxito de la terminación y completamiento de los pozos. La roca generadora es un shale o lutita, formación que necesita de estimulación hidráulica para poder producir el petróleo y gas que contiene, como yacimiento de roca generadora que es. Aquí juega un papel determinante la aplicación responsable del fracturamiento hidráulico, tecnología que ha sido probada exitosamente en las cuencas de Marcellus, Bakken, Eagle Ford, Haynesville, Barnett y Niobara, entre otras en Norteamérica y en Vaca Muerta en la cuenca Neuquina, en las provincias de Neuquén y Mendoza, en Argentina.

Vaca Muerta es la principal formación de shale en la Argentina. Su gran potencial se debe a sus características

¹ The petroleum geology of sub-andean basins. ResearchGate, 1996.

geológicas y su ubicación geográfica. La formación Vaca Muerta se encuentra en la Cuenca Neuquina, al suroeste del país, y tiene una superficie de 30 mil km², de los cuales YPF posee la concesión de más de 12.000 km², sobre los que ha realizado estudios para evaluar con más precisión el potencial de los recursos.

Los resultados obtenidos han permitido confirmar que Vaca Muerta tiene un enorme potencial para la obtención de gas (308 TCF) y que cuenta

con importantísimos recursos de petróleo que alcanzan los 16,2 miles de millones de barriles, según un informe de la EIA (2013), lo que significa multiplicar por diez las actuales reservas de la Argentina. La formación tiene entre 60 y 520 metros de espesor; lo que permite en algunos casos el uso de perforación vertical, con lo que se reducen significativamente los costos de extracción y mejora la viabilidad económica para la explotación de estos recursos.

1.3. Construcción de confianza - pilotos

A pesar de las posiciones negativas polarizantes que se han generado alrededor del Fracking, en buena hora la Comisión V del Senado de la República abrió un espacio para debatir las diferentes tendencias, en el cual se ha encontrado que al respecto hay muchas coincidencias, lo cual no deja de sorprender. En efecto, todos están por la defensa de la vida, por la defensa del agua, por la defensa del medio ambiente, por la seguridad energética, por la sostenibilidad ambiental, por el crecimiento de la economía colombiana. Esto nos invita a trabajar sobre las coincidencias. Se necesita un proceso de generación información confiable para las partes. Se trata de construcción de confianza. Se trata de estructurar un proceso que permita tomar decisiones en dos vías. La primera, para estructurar una transición ordenada hacia las energías

renovables, y la segunda, para aprovechar lo que tenemos para poder realizar dicha transición.

Respecto de esta última, el país, la institucionalidad y la industria se han preparado por más de diez años, desarrollando una legislación estricta dentro del marco normativo para la exploración de los YNC, en particular los yacimientos en roca generadora, mediante la utilización de la tecnología del Fracking. Adicionalmente, el sector cuenta con altos estándares operacionales y ambientales, y con el conocimiento, la experiencia y los profesionales de las más altas calidades, necesarios para aprovechar los YNC, con absoluto cuidado del medio ambiente y con la inclusión social, que este tipo de operaciones demanda.

² Fuente: YPF.

El Fracking es una decisión de territorio, gobierno e industria. No pueden tomarse decisiones a la ligera, sin información confiable y transparencia. Los pilotos propuestos por ECOPE-TROL y otras operadoras, buscan probar en forma real, si el modelo formulado funciona o no. Las pruebas tienen varios objetivos.

El primero, obtener información confiable para las partes, en un proceso que resulte transparente para las mismas. En efecto, la información disponible a nivel global corresponde a cuencas análogas en países como Estados Unidos, Canadá y Argentina, que tienen geología, sistemas de depositación, rocas generadoras, sistemas petrolíferos y gasíferos diferentes a Colombia; y que tiene también sus propios sistemas hidrológicos y ambientales; y por supuesto también gente, necesidades y aspectos sociales muy diferentes.

El segundo, es poder medir los impactos ambientales y sociales de su implementación, con el fin de establecer los riesgos reales de utilizar esta tecnología, a fin de disponer de plena evidencia que soporte las decisiones gubernamentales.

Después de una moratoria de 7 años, actualmente se está realizando en Inglaterra un piloto de Fracking en Lancashire, al noroeste de Inglaterra, denominado Preston New Road, por parte de la compañía Cuadrilla, con la

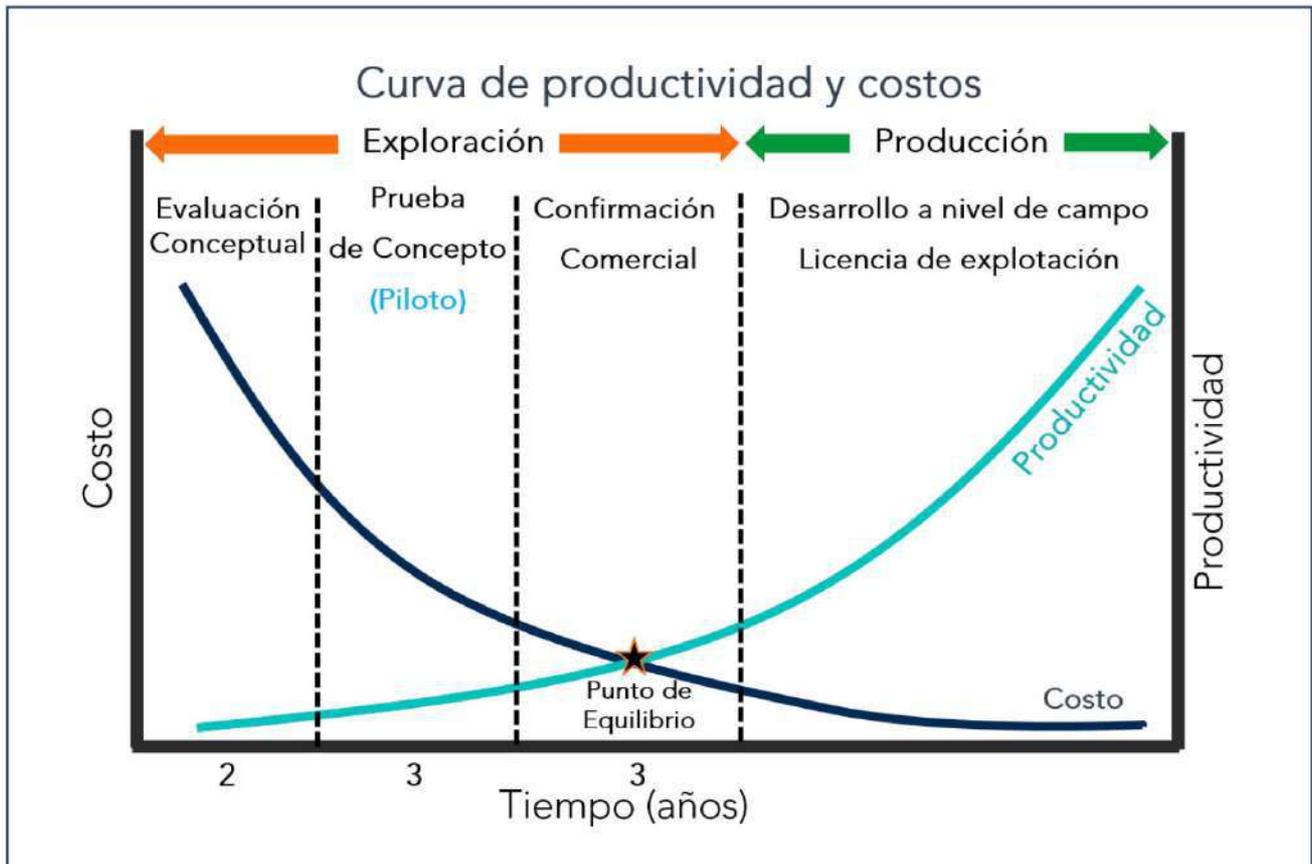
autorización de la Secretaría de Estado para la Energía de UK y del regulador integrado Shale Environmental Regulator. Lo novedoso de este piloto es la utilización de un sistema de información en tiempo real para que los comités comunitarios que se han formado y las autoridades tengan acceso a información cierta, en tiempo real.

Este modelo de gestión de información, tipo urna de cristal, brinda la transparencia que se necesita para la construcción de confianza y coincide con las que se han hecho en el marco del debate promovido por la Comisión V del Senado.

Un último objetivo, pero no menos importante, es el de poder establecer el potencial del yacimiento de roca generadora y si el modelo conceptual funciona, o no. A su vez, poder establecer la fracturabilidad de la roca madre, su productividad y formular el modelo dinámico de la producción, a través de la construcción de la curva de costos y productividad. No hay que perder de vista que estamos en una etapa temprana de la exploración de los YNC. Si los resultados de la prueba de concepto realizada a través de los pilotos son positivos, estaríamos ante la posibilidad de alcanzar un punto de equilibrio entre costos y productividad, que permita la confirmación comercial de los posibles desarrollos a nivel de campo.

En este entorno se tendrían las condiciones para contar con un horizonte de confianza que permita el aprove-

chamiento de los YNC, recursos que en las actuales circunstancias tanto necesita el país.



Gráfica 1. Fuente: Elaboración Propia.

1.4. ¿En que va el Fracking en Colombia?

En el Congreso de la República, en la legislatura pasada (2018-2019) se encontraban radicados en la Secretaría del Senado dos proyectos de ley tendientes a prohibir la forma extractiva de hidrocarburos conocida como Fracturamiento Hidráulico en Yacimientos No convencionales-Fracking (Ponentes: Senador Sammy Mehreg; Alianza Colombia Libre de Fracking- congresistas ambientalistas), y, por otro lado, un proyecto de ley de que tiende hacia la moratoria de esta técnica propuesto por la Sena-

dora del Partido de la U Maritza Martínez Aristizabal, que al final fueron acumulados en uno solo.

Durante el año pasado, se llevaron a cabo diversos foros para conocer las dos partes, los que apoyan esta técnica y la posición de sus detractores, cada uno con sus argumentos técnicos. Estos eventos se realizaron en las ciudades de Bogotá, Villavicencio y Valledupar, siendo una iniciativa de la presidencia de la Comisión Quinta de Senado.

Este tema estuvo siempre en los primeros lugares del orden del día de la comisión V del Senado, pero nunca llegó a surtirse ni siquiera primer debate, por lo cual de acuerdo a Ley 5 de 1992, tuvo que ser archivado.

Así mismo, se conformó una Comisión de Expertos que realizó una exhaustiva investigación sobre la práctica en todo los ámbitos, y determinó que basados en la evidencia de investigaciones empíricas realizadas en países como Estados Unidos y Argentina, la práctica, aunque tiene riesgos, no involucra las graves consecuencias que sus detractores defienden, pero, dado que el suelo colombiano y las condiciones de nuestro país son diferentes a cualquier otro país estudiado, recomendó que se hagan los Proyectos Pilotos de Investigación Integral (PPII), que son la fuente de información confiable para evaluar los riesgos de su realización en Colombia, y también corroborar el potencial que los Yacimientos no Convencionales tienen.

Hoy en día, en la nueva legislatura que acaba de comenzar, no hay ningún proyecto de ley que busque la prohibición del Fracking, ni tampoco su moratoria, por lo que una vez sea resuelta la acción de nulidad contra las normas técnicas del Ministerio de Minas y Energía que permiten desarrollar esta técnica y que se encuentra en conocimiento por parte del Honorable Consejo de Estado y sea

positiva, puede desarrollarse la técnica siempre y cuando no haya una ley que prohíba su implementación.

Nulidad simple contra normas técnicas de yacimientos no convencionales

En agosto de 2016, un ciudadano presentó demanda de nulidad simple contra del Decreto 3004 de 26 de diciembre del 2013 y la Resolución 90341 de 27 de marzo de 2014, por medio de los cuales se establecen los criterios y procedimientos para la exploración y explotación de hidrocarburos en yacimientos no convencionales, expedidos por el Ministerio de Minas y Energía.

El 13 de junio de 2018 se expidió auto de admisión de la demanda, y el pasado 8 de noviembre de 2018 se decidió sobre las medidas cautelares dentro del proceso, en el sentido de conceder la solicitud de suspender los actos administrativos demandados.

El auto que suspendió la norma fue objeto de recurso de súplica dentro de los términos para hacerlo, sobre el cual se decidirá probablemente el próximo 29 de agosto en la sala citada por los magistrados del Consejo de Estado.

Sobre la nulidad de las normas demandadas, el Magistrado Pazos realizó audiencia inicial el 7 de junio de 2019 en donde reconoció coadyu-

vancias y decretó la práctica de pruebas, dentro de las cuales se destaca la solicitud a la Universidad Nacional de Colombia para que conforme un comité de expertos quienes tienen un plazo de 3 meses para responder una serie de preguntas que formuló el despacho. Adicionalmente, se ordenó también la realización de prácticas de testimonios por parte de una serie de expertos, los cuales se están realizando en la actualidad (la próxima audiencia será realizada el 12 de agosto).

Política pública y Fracking

Por un lado, en el Plan Nacional de Desarrollo, que representa la hoja de ruta del Gobierno Nacional 2019-2022 y sus metas anuales y del cuatrenio según los Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS), no se incluye nada relacionado con el aprovechamiento de los Yacimientos No Convencionales (YNC), y las metas de producción y reservas para el sector de hidrocarburos se mantienen sobre los niveles actuales.

Sin embargo, el Ministerio de Hacienda y Crédito Público sí incluyó en el nuevo Marco Fiscal de Mediano Plazo para 2019 (MFMP 2019) una sección especial sobre YNC y su potencial, que aportaría considerablemente a la finanzas públicas del país, y, por tanto, a la sostenibilidad fiscal del Gobierno Nacional Central.

En ese orden de ideas, en el MFMP 2019 se incluye el potencial del aprovechamiento de los YNC a través del fracturamiento hidráulico, y las recomendaciones de la comisión interdisciplinaria independiente, al enfatizar la importancia de los PPII, en pro de mantener la seguridad energética del país y haciendo énfasis en los beneficios tributarios y macroeconómicos, que se sumarían a los impactos positivos a nivel de encadenamientos productivos, con la contratación de bienes y servicios, y mano de obra local, lo que permitiría llevar desarrollo sostenible a las regiones productoras.

Sin embargo, es importante resaltar que se estima que el potencial de YNC en el Valle Medio del Magdalena se ubique entre los 2.500 y los 7.500 millones de barriles de petróleo, siendo este último el mencionado dentro del MFMP de 2019. En este sentido, al considerar la gran amplitud en el rango del potencial estimado, cobra mayor importancia la realización de los PPII como primer paso de la fase exploratoria, la cual tendría una duración aproximada de dos años.

De acuerdo con el MFMP de 2019, para 2030, el desarrollo de YNC podría suplir el declive natural de la producción, con cerca de 600 KBOPD. Bajo este escenario, la producción para dicho año pasaría de 618 KBOPD a 1.218 KBOPD. Lo anterior traería consigo una diversi-

dad de impactos positivos a nivel macroeconómico, los cuales se estiman en un horizonte de 30 años a valores constantes de 2019, desde el punto de vista de recaudo tributario (correspondiente a pago de renta e ingresos por dividendos de Ecopetrol), se tendría un potencial de ingresos adicionales de 231 billones de pesos; en cuanto al recaudo por regalías, el potencial sería de 92 billones de pesos adicionales. Lo anterior, sumado como un impacto fiscal total, se traduciría a un incremento potencial en el recaudo del orden de 31% del PIB.

Desde Campetrol, en el libro, *El Fracking: Una decisión de país*, anali-

zamos el potencial de los YNC sobre la producción, las reservas, y las principales variables macroeconómicas. Bajo el escenario base establecido, donde el precio sigue la senda del MFMP 2018, encontramos que las exportaciones petroleras aumentarían entre 3 y 14 billones de dólares a mediano plazo (2025), la TRM se apreciaría entre 3,9% y 19% en el mismo plazo, las regalías aumentarían entre 0,3 y 1,3 billones de pesos, y se ganarían entre 0,4 y 2,1 puntos de participación del PIB petrolero sobre el PIB total. De esta forma, el fantasma del desabastecimiento se alejaría de la agenda nacional, y se jalonaría el crecimiento de la economía en el agregado.

1.5. Conclusiones

Los pilotos permitirán la construcción y generación de confianza entre los diferentes actores, entre tanto, se aplique el concepto de urna de cristal en el proceso y se vele por el constante monitoreo de los actores de la sociedad colombiana, tales como la academia, comunidades, autoridades, industria y sector público.

A partir de la generación de información confiable con los pilotos controlados, se podrá avanzar a la validación conjunta de hallazgos, conclusiones y recomendaciones que permitan optimizar la aplicación del Fracking

tanto en ámbitos operacionales, como en ámbitos sociales y ambientales.

Solo de esta manera se construirán las bases para la toma de decisiones acertadas, de las cuales dependerán la sostenibilidad ambiental, el desarrollo regional sostenible, la estabilidad macroeconómica del país y la seguridad energética de todos los colombianos.

Estamos convencidos que las pruebas piloto son herramientas para una decisión acertada.

2 Encadenamientos productivos



2.1. Introducción

Colombia tiene una gran oportunidad para hacer que el petróleo y el gas sean incluyentes y contribuyan al desarrollo regional sostenible. Después de los desarrollos de Caño Limón, los campos Cusiana y Cupiagua y los crudos pesados del Meta, no se han presentado megaproyectos importantes de hidrocarburos. Con la reactivación del sector impulsada por el Gobierno Nacional a través del Ministerio de Minas y Energía y la ANH se ha abierto la posibilidad de consolidar tres proyectos de capital importancia, que van a generar una dinámica en la industria en los próximos años, dichos proyectos son: los proyectos de recobro mejorado EOR en los campos existentes, el aprovechamiento de los Yacimientos No Convencionales en roca generadora, la exploración continental y el offshore.

De darse la reactivación de la industria que promueve el sector, las oportunidades y las posibilidades de crecimiento de los bienes y servicios locales pueden mejorar, siempre y cuando se generen condiciones que permitan la viabilidad operacional.

El sector de hidrocarburos es eje y motor del desarrollo de las regiones productoras en las áreas de empleo, inversiones y bienes y servicios. Las iniciativas del Gobierno Nacional para fomentar los desarrollos productivos y empresariales en beneficio de las

comunidades de las poblaciones donde se realizan proyectos de exploración y explotación de hidrocarburos contribuyen en buena medida con los objetivos de desarrollo regional sostenible.

La sostenibilidad de la oferta de bienes y servicios locales y regionales es una oportunidad para el crecimiento territorial y para el encadenamiento productivo. En este marco, la articulación de la oferta y la demanda es la clave. Los proyectos del sector en cada región son distintos y responden al potencial de los diferentes recursos de hidrocarburos a desarrollar.

La contratación de bienes y servicios locales permiten encadenamientos regionales en toda la cadena de suministro de los hidrocarburos, es decir: perforación y completamiento de pozos, servicios ambientales, tratamiento, procesamiento, transporte, refinación, comercialización, junto a los servicios transversales inherentes a todas las actividades realizadas.

Para que la oferta de bienes y servicios locales sea sostenible, es importante apoyar el mejoramiento de los estándares y la calidad de los mismos. Las buenas prácticas son una herramienta crucial para este fin, favoreciendo procesos transparentes y la libre competencia.

Nuestras estimaciones indican que el sector genera en las áreas de influencia aproximadamente 5,5 empleos indirectos por cada empleo directo. Sin embargo, hay que ser muy responsables y cuidadosos en no generar falsas expectativas, ya que, si bien es cierto que se van a generar importantes oportunidades de empleo local, también es cierto que el tema de las eficiencias es indispensable para el éxito de los proyectos. Esto significa que debe haber un equilibrio entre el incremento de oportunidades de empleo y la racionalización que sobre las mismas realizarán las eficiencias previstas.

En resumen, la posibilidad de que los beneficios económicos de la producción de petróleo y gas vayan más allá de la extracción misma y puedan irrigarse a la sociedad dependerá en gran medida del desarrollo de encadenamientos productivos. En este sentido, alcanzar un mayor grado de integración Gobierno, Industria y Territorio constituye un reto de política pública y de sector.

Por lo anterior, en la primera parte de este documento se estudiarán los cuellos de botella y factores de éxito claves para el desarrollo de provee-

dores locales y nacionales en el sector de hidrocarburos colombiano, estableciendo adicionalmente algunas medidas de política pública que se pueden tomar para mitigar estas dificultades.

En la segunda parte, se realizará una descripción detallada de toda la cadena de valor del desarrollo de YNC, haciendo énfasis en aquellos servicios que puedan generar encadenamientos productivos locales y regionales, con el fin de explicar en cuales segmentos y actividades de la cadena debe enfocarse la preparación de las regiones, en términos de contratación de bienes y servicios y contratación de mano de obra local.

Asimismo, se establecerá un modelo de evolución de la cobertura de servicios petroleros para compañías locales, regionales y nacionales por segmentos, enmarcado dentro del objetivo de promover el desarrollo sostenible de las regiones petroleras y del país en general, dando como resultado la distribución actual del mercado de bienes y servicios, y las perspectivas de cobertura para las fases de desarrollo de los YNC.

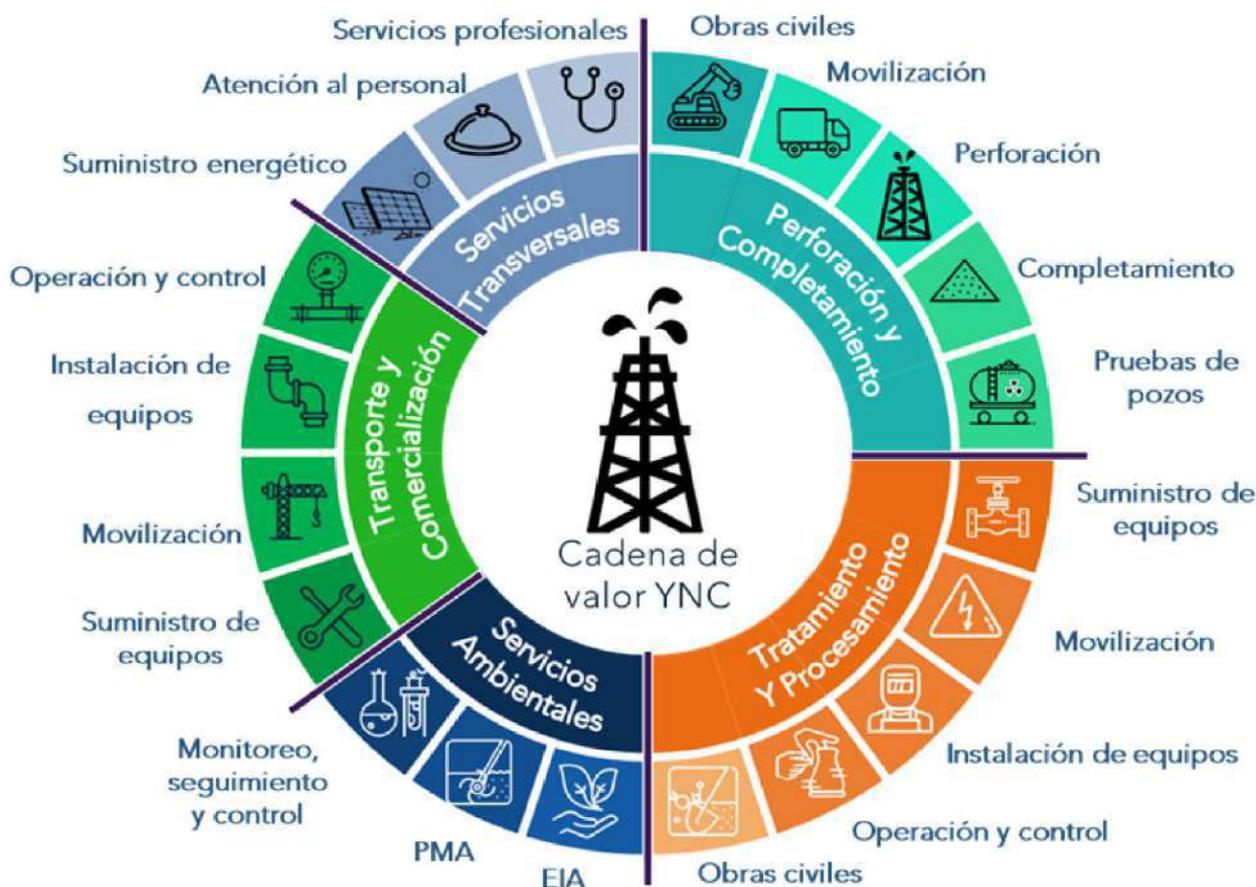
2.2. Cadena de valor del desarrollo de los YNC

Para realizar la extracción de los hidrocarburos existentes en el subsuelo, transportarlos, procesarlos y entregarlos de forma útil (ya sea

como combustibles o productos petroquímicos) al usuario final, se hace necesario contar con una serie de actividades económicas conecta-

das una a una, que tienen como columna vertebral la red de contrata-

ción, directa o indirecta, de bienes y servicios petroleros.



Eslabones de la cadena de valor para el desarrollo de YNC. Fuente: Campetrol

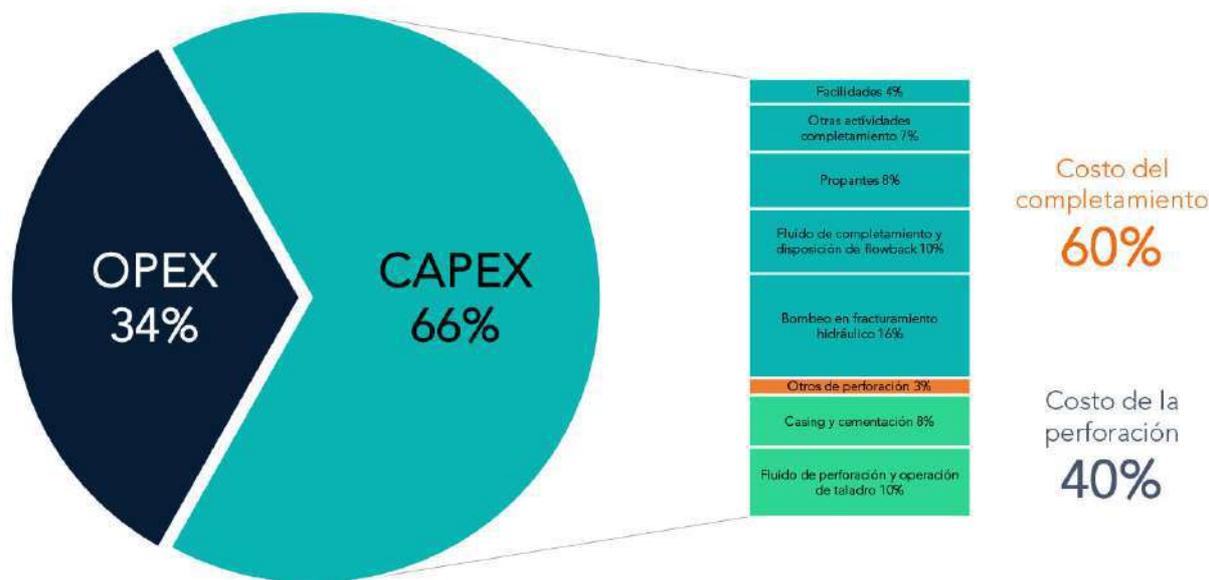
De manera general, el desarrollo de YNC cuenta con particularidades con respecto a la producción de su contraparte convencional, principalmente desde el punto de vista del completamiento de los pozos, operación en la cual se requerirá emplear obligatoriamente la tecnología del fracking para que se puedan producir el petróleo y el gas en volúmenes que permitan su desarrollo de manera comercial.

Así mismo, el hecho de utilizar esta tecnología, junto a la curva de aprendizaje y las eficiencias que han desa-

rollado a lo largo de los últimos años en términos logísticos las compañías que explotan este tipo de yacimientos, se ve directamente reflejado en el costo de los proyectos. De esta manera, se indica que en promedio el costo total de este tipo de desarrollos está gobernada en un 66% por las inversiones en bienes de capital (CAPEX), y este su vez, dependerá en 60% del costo del completamiento del pozo, por lo que, sólo llevar a cabo la operación de fracturamiento hidráulico costaría el 40% de todo el proyecto (EIA, 2016).

das una a una, que tienen como columna vertebral la red de contrata-

ción, directa o indirecta, de bienes y servicios petroleros.



ECosto estimado de un proyecto en YNC.. Fuente: EIA y Campetrol

De manera general, el desarrollo de YNC cuenta con particularidades con respecto a la producción de su contraparte convencional, principalmente desde el punto de vista del completamiento de los pozos, operación en la cual se requerirá emplear obligatoriamente la tecnología del fracking para que se puedan producir el petróleo y el gas en volúmenes que permitan su desarrollo de manera comercial.

Así mismo, el hecho de utilizar esta tecnología, junto a la curva de aprendizaje y las eficiencias que han desarrollado a lo largo de los últimos años en términos logísticos las compañías que explotan este tipo de yacimientos, se ve directamente reflejado en el costo de los proyectos. De esta manera, se indica que en promedio el

costo total de este tipo de desarrollos está gobernada en un 66% por las inversiones en bienes de capital (CAPEX), y este su vez, dependerá en 60% del costo del completamiento del pozo, por lo que, sólo llevar a cabo la operación de fracturamiento hidráulico costaría el 40% de todo el proyecto (EIA, 2016).

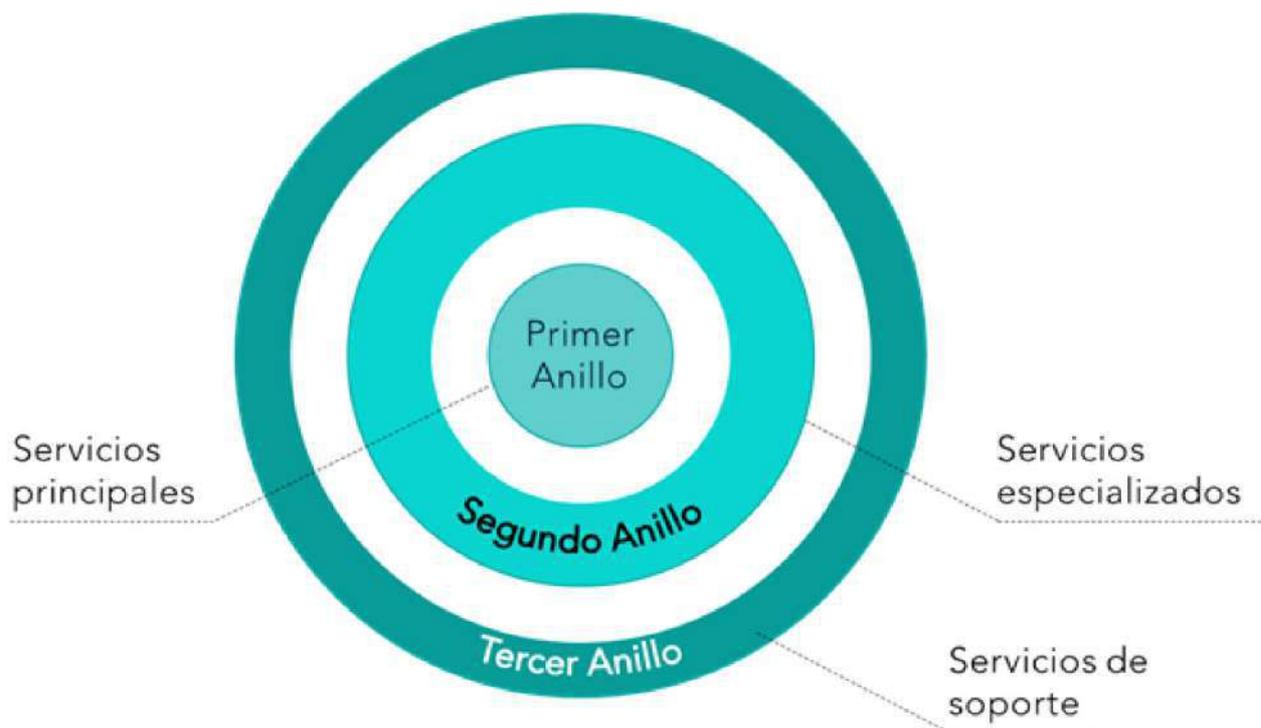
Bajo estos supuestos, CAMPETROL desarrolló una metodología para clasificar y caracterizar los posibles servicios que se llevarán a cabo por cada segmento de la cadena de valor de los YNC, con el fin de cuantificar aquellos servicios que podrían realizar compañías locales y regionales, y que, además, permitirían la incorporación de mano de obra local dentro de sus actividades.

Los servicios petroleros fueron clasificados como:

- Servicios principales: Aquellos relacionados con el diseño, planeación, seguimiento y control de las operaciones, que a su vez demandarían otros servicios para poder llevar a cabo tales actividades.
- Servicios especializados: Hacen referencia a las actividades necesarias para llevar a cabo los servicios principales y que se desarrollan siguiendo los estándares internacionales definidos para el sector.

- Servicios de soporte: Estos son demandados por los servicios especializados para la operación, pero que, a su vez, podrían ser consumidos por otros sectores.

Debido a la forma en la que se realizó la caracterización, los bienes y servicios se pueden estructurar en anillos que representan cada una de las actividades llevadas a cabo en cada categoría. De esta manera, el conjunto de todas las actividades conformará los segmentos contemplados en la cadena de valor de los YNC.



Descripción de los anillos de servicios para cada segmento en la cadena de valor de los YNC. Fuente: Campetrol.

2.3. Segmentos en la cadena de valor de los YNC

Sensores remotos y sísmica

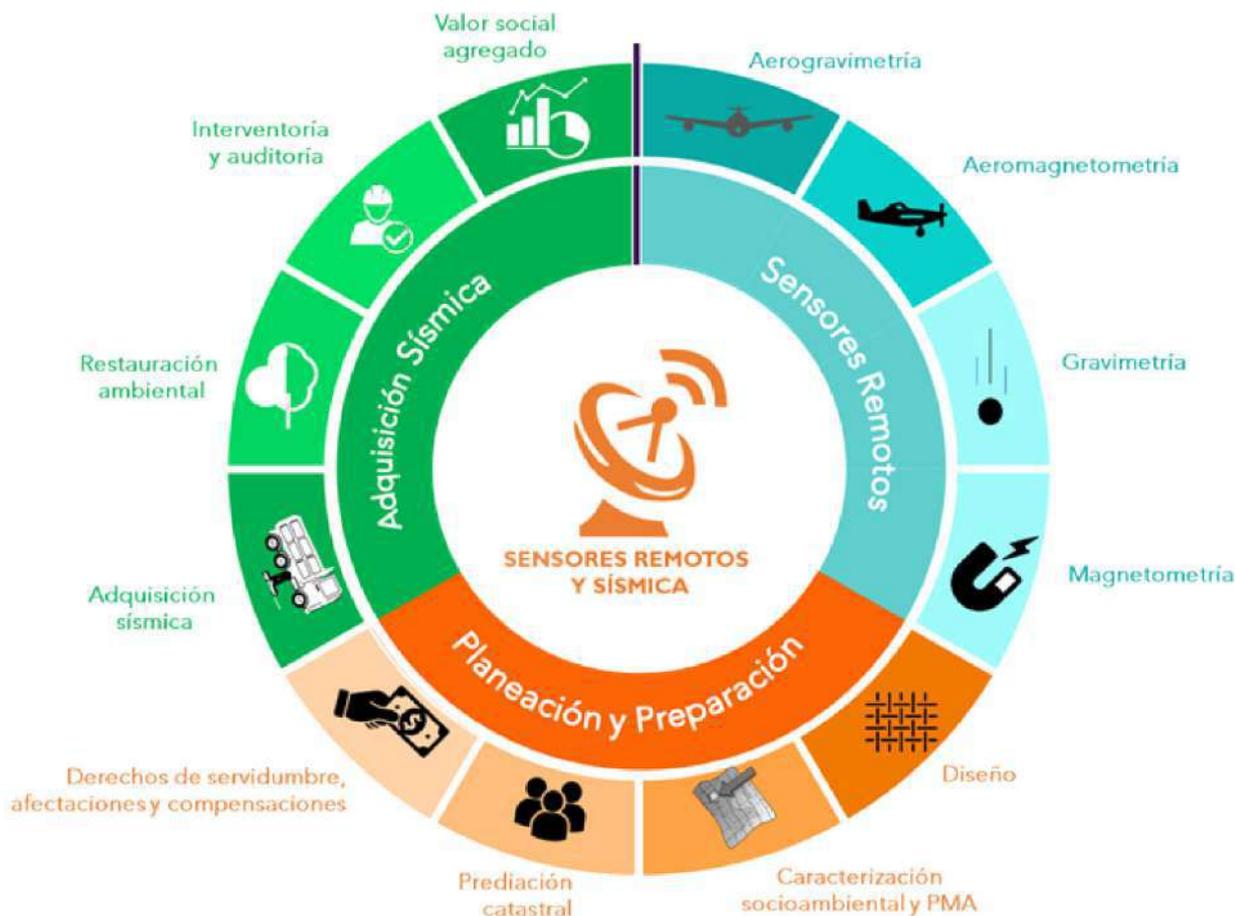
La primera fase de la cadena de valor de los hidrocarburos es la exploración. Esta etapa consiste en descubrir y localizar los lugares donde existen

acumulaciones de petróleo y gas usando distintos tipos de mediciones indirectas, como los sensores remotos y la adquisición sísmica (ANH, 2009). Gracias al uso de estos métodos geológicos y geofísicos como

fotografías aéreas, imágenes satelitales y radares, se puede identificar la roca madre y la zona prospectiva, para luego verificar su potencial y en caso positivo iniciar su desarrollo como yacimiento.

primer contacto que se realiza directamente con los territorios, por lo que, gran parte de la responsabilidad de que continúe la extracción dependerá del manejo adecuado que se haya hecho durante esta actividad.

Es necesario indicar que la adquisición de métodos geofísicos y sísmica es el



Bienes y servicios relativos al segmento de Sensores Remotos y Sísmica.- Fuente: : Campetrol

Sensores remotos

Para establecer inicialmente los lugares donde puede haber acumulaciones de petróleo y gas, y como paso previo a la adquisición sísmica, se hace necesario emplear sensores remotos, como la gravimetría y magnetometría, que miden los campos gravitacionales

y magnéticos en la zona de estudio, respectivamente. De acuerdo con el conocimiento de las rocas presentes en ese lugar, es posible intuir la existencia de sistemas petrolíferos o directamente de hidrocarburos a partir de las mediciones realizadas con los métodos geofísicos anteriormente mencionados.

• **Gravimetría y aerogravimetría**

Como parte de los métodos geofísicos, la gravimetría permite el conocimiento básico de la geometría del subsuelo a partir de las pequeñas variaciones de la fuerza gravitacional dentro de la zona de estudio, que dan indicio de la acumulación de rocas sedimentarias, en las cuales posiblemente se puedan encontrar hidrocarburos.

Generalmente la gravimetría tradicional posee una alta resolución de los datos, pero al ser a menor escala puede brindar resultados poco homogéneos. Por esta razón, se emplea la aerogravimetría, actividad en la que a partir de un gravímetro móvil se pueden obtener mejores resultados espaciales e integrar los resultados de la gravimetría tradicional con los valores obtenidos por medio de imágenes satelitales.

Integrando estos estudios con otros métodos geofísicos, se puede obtener una idea de la extensión de la roca generadora y las posibles zonas de acumulación, permitiendo así, establecer las áreas donde se debería hacer sísmica.

• **Magnetometría y aeromagnetometría**

Al igual que en el caso de la gravimetría, la magnetometría es un método geofísico indirecto, el cual mide las

anomalías en el campo magnético del área de estudio. Fundamentalmente, estas anomalías miden la ausencia de rocas sedimentarias en la zona, debido a que, se considera que las rocas sedimentarias tienen poca susceptibilidad magnética, a diferencia de los basamentos.

La definición con la que se logren tener los levantamientos magnéticos puede definir la profundidad a la cual se encuentra la roca madre, en la cual se va a realizar el desarrollo de hidrocarburos.

Por su parte, realizar una magnetometría aerotransportada permite un mayor cubrimiento regional de la zona a una mejor relación costo-beneficio. En este caso, la aeronave se equipa con un magnetómetro y un altímetro de radar, y vuela reproduciendo un patrón de cuadrícula imaginaria en toda el área de estudio.

Preparación y planeación de la adquisición sísmica

Ubicado el sitio donde se va a hacer la adquisición, a partir de la interpretación de la magnetometría y la gravimetría, se procede a la realización de los pasos previos a la sísmica, estos tienen que ver con aspectos ambientales como el levantamiento de una línea base y con aspectos técnicos como el diseño de la actividad, de acuerdo con los objetivos y los acuerdos asumidos con el ente regulatorio.

• **Diseño**

Como paso inicial se deben determinar los parámetros que iluminen la zona de interés apropiadamente, creando un balance entre presupuestos, calidad de imagen y preservación del medio ambiente, además de la consideración de otras variables que involucrarán el método sísmico como el tipo de topografía en donde se trabajará, los instrumentos disponibles para la preparación de las líneas, la geología superficial, los aspectos climáticos, las comunidades, entre otros.

El diseño tendrá como resultado en cuál área se colocará la nueva línea sísmica 2D o 3D, la fuente de energía a emplear (explosivo o vibrosismo), los sistemas de registros que se utilizarán (tradicionales o sin cable), el tipo de control de calidad (con o sin interventores) y la selección del flujo de proceso para la interpretación de los datos obtenidos (Mustagh Resources Ltd., 2010).

• **Caracterización social y PMA**

Como parte importante del flujo de trabajo de la preparación para la exploración a través del método sísmico, se necesita realizar una planificación ambiental, que establezca los criterios, las estrategias y mecanismos de control ante cualquier problema presentado, además de los conceptos

de evaluación de la gestión, a través de mecanismos de seguimiento y monitoreo, o mediante el uso de herramientas administrativas como la Interventoría Ambiental (MinAmbiente, 1997).

El proceso de planificación ambiental del proyecto sísmico iniciará con el estudio regional, que dará como resultado el conocimiento socioambiental de la zona de interés, seguido a esto, se llevará a cabo la zonificación ambiental, definido como un análisis geográfico en el cual se integra información espacial con el propósito de identificar áreas que comparten elementos comunes y que sirven de base para tomar decisiones para el manejo ambiental (Rodríguez, Lozano-Rivera, & Sierra-Correa, 2012).

Al integrar la línea base ambiental tomada con la descripción del programa sísmico, se procede a la identificación y evaluación de los posibles impactos ambientales, que concluirá con la aprobación y puesta en marcha del Plan de Manejo Ambiental obligatorio para toda actividad de adquisición sísmica.

• **Prediación catastral**

Luego de localizada la zona en la cual se va a realizar la adquisición sísmica, se hace necesaria la identificación de los predios y propietarios, de tal manera que se puedan obtener los

permisos para acceder a la superficie durante las etapas subsiguientes.

Este paso es fundamental, ya que da inicio al vínculo entre territorio e industria, a partir de la concertación y participación ciudadana, que finalmente permitirá la puesta en marcha de la actividad.

- Derechos de servidumbre, afectaciones y compensaciones

Debido a que se van a utilizar predios como parte de la actividad, para poder ubicar las líneas sísmicas, se necesita realizar el pago de la servidumbre del suelo, es decir, el gravamen que recae sobre un predio en beneficio de otro (Giraldo, Pardo, & Herrán, 2018).

De igual forma, se deben pagar por adelantado las posibles afectaciones y compensaciones que se van a dar por el uso del suelo para la realización de la actividad.

Adquisición sísmica

La aplicación del método sísmico cubre varias fases que se concatenan para optimizar los resultados. Desde la puesta en marcha de la adquisición sísmica, hasta el abandono y el valor social agregado de la actividad ejecutada en el territorio.

La adquisición sísmica es el método de exploración de yacimientos de

petróleo y gas más empleado a nivel mundial, y de manera general, consiste en utilizar una fuente de energía impulsiva o vibratoria para generar ondas elásticas que se propagan hacia el subsuelo, pasando por las capas de rocas que se encuentran en la zona de interés. Parte de estas ondas se reflejan, y la intensidad de estas reflexiones será función de las propiedades intrínsecas de cada estrato de roca que atraviese.

A su vez, las ondas reflejadas serán recibidas por instrumentos de medición llamados geófonos, generalmente ubicados en intervalos regulares sobre caminos previamente existentes, dando como resultado la geometría y disposición de las rocas en el subsuelo, además de la profundidad en la cual se encuentran estos estratos, complementándose a su vez con la cartografía geológica, permitiendo delinear la forma en la cual se encuentra la roca madre, y el lugar ideal donde se pueda perforar un nuevo pozo.

- Restauración ambiental

Luego de realizada la adquisición, se hace necesario seguir unos pasos que permitan el desmantelamiento ordenado del programa y la reparación de los efectos causados por las diferentes actividades desarrolladas o por el desmonte de las mismas, cumpliendo con los objetivos de

calidad para la recuperación que tiene que adelantar el dueño del proyecto.

La restauración ambiental incluye el desmantelamiento de las facilidades temporales instaladas por el contratista para el desarrollo del programa, la limpieza de las áreas ocupadas por estas facilidades, la clausura de los sistemas de tratamiento construidos con carácter temporal para el servicio del programa como rellenos y baterías sanitarias, el manejo de residuos especiales acumulados y almacenados temporalmente, la recuperación de las áreas afectadas por el programa sísmico en aquellos casos que haya habido modificaciones de las condiciones ambientales prevalentes, y por último el saneamiento de los compromisos adquiridos con la comunidad (MinAmbiente, 1997).

• **Interventoría y auditoría**

Este servicio se presenta con el fin de asegurar la calidad ambiental del proyecto, y su función será garantizar que la actividad se ejecute siguiendo los lineamientos básicos establecidos por el Plan de Manejo Ambiental, las normas vigentes en Colombia y las mejores prácticas ambientales en la industria.

Dentro de las funciones adicionales de la interventoría se encuentra el asesoramiento del contratista para la toma de decisiones dentro que

proyecto que impliquen la aplicación de criterios ambientales o su modificación con respecto a lo establecido en el PMA, además debe reportar periódicamente sobre los avances, resultados de la aplicación y demás aspectos de trabajo que interesen al dueño del proyecto y atender a las solicitudes de información, visitas de inspección, y demás actividades que programen las partes interesadas en el manejo ambiental del proyecto.

• **Valor social agregado**

Finalmente, como parte de la realización del proyecto, es necesario que este tenga un plan de gestión social, donde se encuentre la identificación temprana de grupos de interés, su caracterización y su interlocución a través de los representantes conocidos para establecer su participación dentro de la ejecución del programa, facilitando y apoyando la gestión de proyectos sociales que permitan prevenir y mitigar los posibles impactos, formulando a su vez, estrategias de ajuste y adaptación a la industria.

Dentro del valor social agregado, se debe llevar a cabo la capacitación de la comunidad y al personal vinculado al programa, la atención de las inquietudes y expectativas de la comunidad y el monitoreo y seguimiento a la dinámica social del área de influencia del proyecto.

Evolución de los encadenamientos productivos locales y regionales en el segmento de Sensores remotos y sísmica

Para efectos de la valoración de los posibles impactos de los encadenamientos regionales y locales para los diferentes proyectos, se formula un modelo en el cual se hacen desarrollos progresivos de participación regional y local en las diferentes actividades. Es importante señalar que en ningún caso este modelo pretende establecer pautas o marcar porcentajes de participación, y por lo tanto no se pueden generar expectativas o sacar conclusiones diferentes a la evolución que seguramente tendrán dichos encadenamientos.

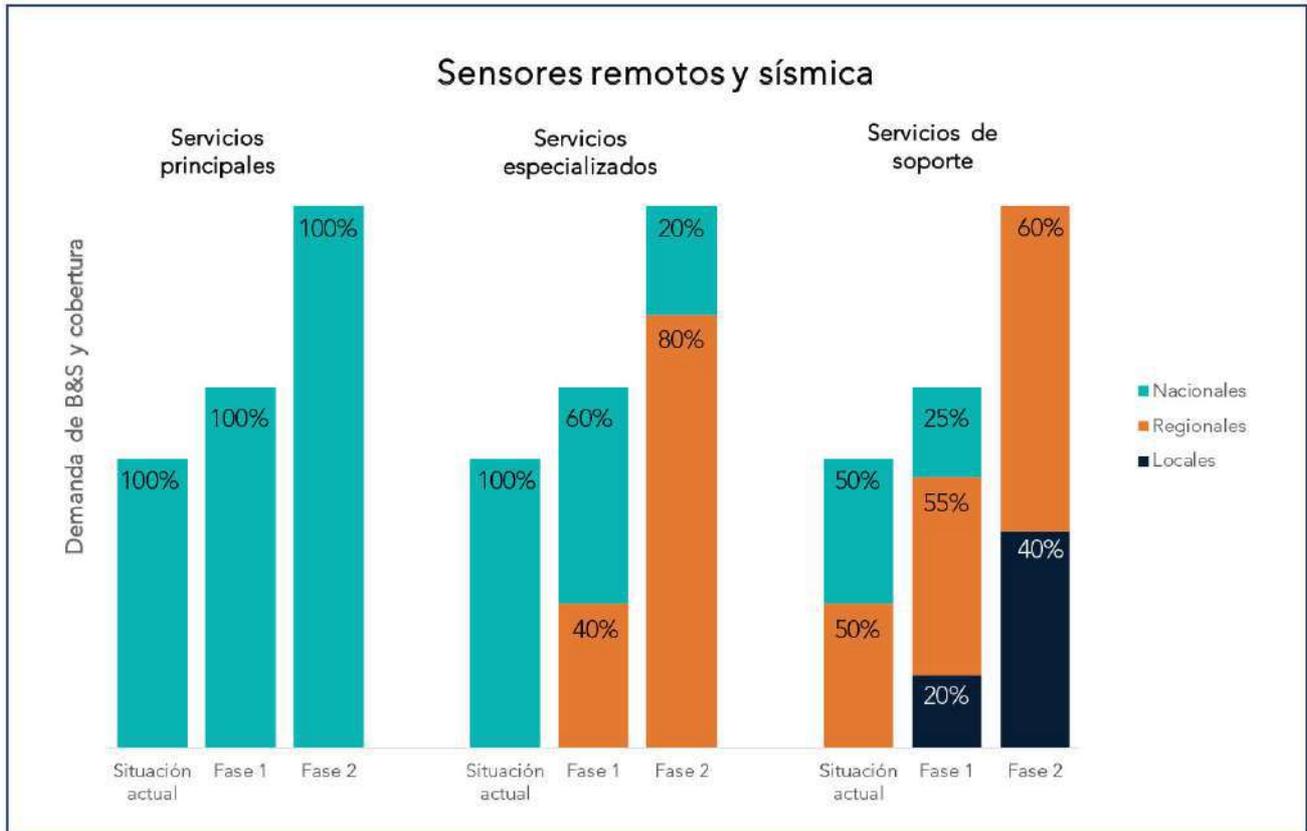
La situación actual de este segmento muestra que tanto los servicios principales, como los servicios especializados son llevados a cabo en su mayoría por compañías nacionales e internacionales, mientras que en los servicios de soporte la cobertura es compartida entre las compañías nacionales y las compañías regionales de la zona en la que se va a realizar la actividad.

En virtud de lo anterior, se estima que en la primera fase de desarrollo de los YNC la cobertura de los servicios principales continúe llevándose a cabo por las compañías nacionales debido al uso de tecnologías propias, mientras que, en los servicios especia-

lizados se considera que las compañías regionales deben ocupar el 40% de la cobertura. Lo anterior se complementa con la cobertura de servicios de soporte, en la cual las compañías de tipo local participen con 20% del total.

Por último, es necesario que durante la etapa inicial de producción de los YNC las compañías locales adquieran conocimientos y desarrollen gradualmente tecnologías propias, que les permitan ocupar alrededor del 40% de la cobertura de los servicios de soporte durante la siguiente etapa de explotación.

De igual manera, se estima que las compañías regionales cubran alrededor del 80% de los servicios especializados del segmento de sensores remotos y sísmica, durante la segunda fase de desarrollo de los YNC. De esta forma, en la segunda fase de desarrollo las compañías nacionales e internacionales abastecerían los servicios principales y una parte de los servicios especializados, mientras que, la mayor parte de los servicios especializados y de soporte serían realizados por compañías locales y regionales.



Demanda de B&S y cobertura por tipos de compañía para el segmento de sensores remotos y sísmica. Fuente: : Campetrol

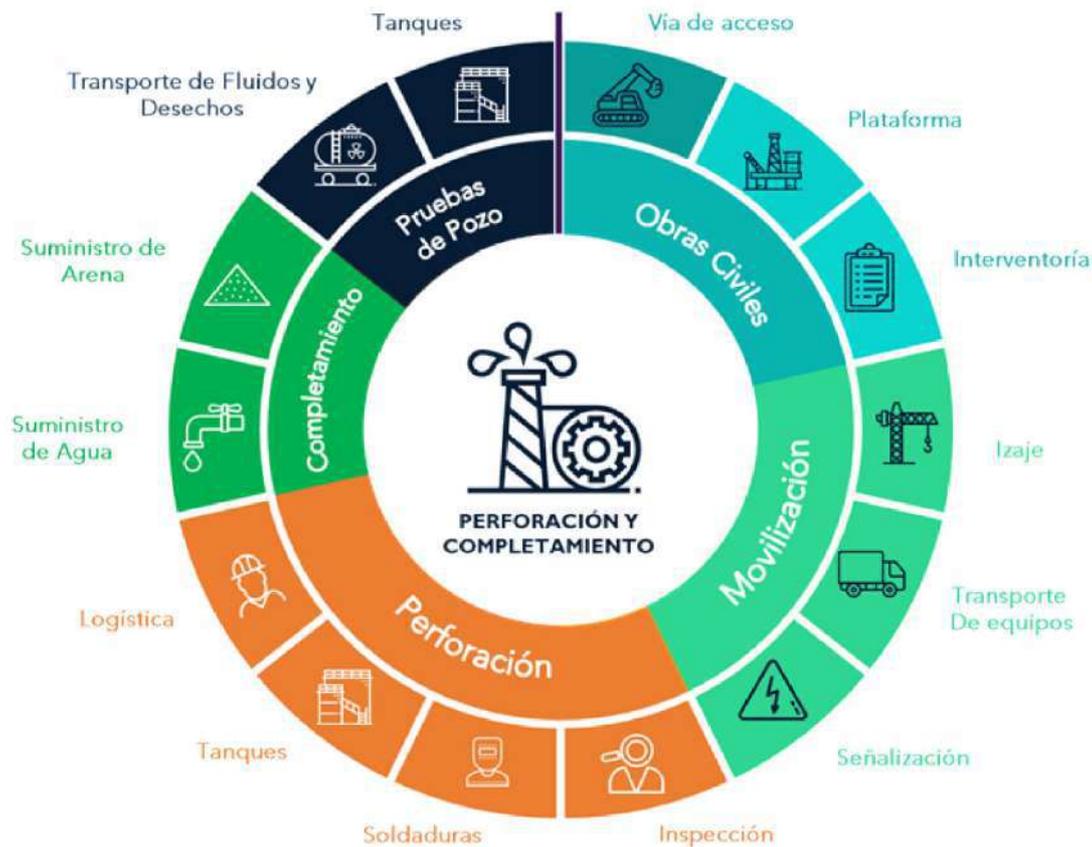
Perforación y completamiento

El análisis de los resultados obtenidos durante la fase exploratoria permite establecer las áreas prospectivas, donde posiblemente se encuentren volúmenes recuperables de petróleo y gas. Si la probabilidad de encontrar hidrocarburos es muy alta, entonces se inicia la perforación.

Vale la pena indicar, que actualmente, la única manera de comprobar la existencia de hidrocarburos es a partir de la perforación, a pesar de que los YNC son considerados acumulaciones de gran extensión, por lo que, es más probable encontrar petróleo y gas que en yacimientos convencionales (Aguilera, 2016).

El segmento de perforación y completamiento representa el corazón del desarrollo de los YNC, debido a que entre las actividades relacionadas con este segmento se encuentra el uso de la tecnología del fracking, es decir, la mezcla entre la construcción de un pozo horizontal y un completamiento con una estimulación de fracturamiento hidráulico multietapa.

Además de lo anterior, la mayoría de las eficiencias relacionadas al concepto de drilling factory pertenecerán a este segmento, requiriendo a su vez mayor participación ciudadana, además de que generará gran parte de los encadenamientos de los territorios en los que se lleve a cabo la operación.



Bienes y servicios relativos al segmento de Perforación y Completamiento. Fuente: : Campetrol

Obras civiles

Previo al inicio de la perforación se hace necesario la preparación del terreno, ya que generalmente las zonas en las cuales se llevan a cabo las perforaciones no tienen las condiciones de suelo necesarias para el asentamiento de los taladros, campamentos y demás elementos usados durante la operación. Por lo anterior, el primer paso del segmento será la construcción de obras civiles.

Dentro de las obras típicas en proyectos de perforación se encuentran la instalación de campamentos, la remoción de la cobertura vegetal y del suelo en las áreas donde se planea perforar, las obras de drenajes, la

estabilización de taludes a partir de obras de geotécnica o de revegetalización, la adecuación de las áreas para instalaciones de apoyo, entre otras (MinAmbiente, 1999).

• Vía de acceso

Para poder realizar el transporte de los equipos y materiales que se utilizarán para la perforación y el completamiento de los pozos, es necesario construir o adecuar vías de acceso, que puedan soportar el peso de estos elementos y el constante movimiento de arena, agua, desechos y fluidos de producción, especialmente, en aquellos territorios donde hay poca o nula presencia

del sector petrolero, pero que son claves para el desarrollo de los YNC.

La localización preliminar de esta vía contará con insumos como la cartografía del área del proyecto, los planos topográficos y las fotografías e imágenes satelitales, y dará como resultado los posibles corredores por el cual se puede trazar la vía. Estas opciones en conjunto con criterios ambientales como la pendiente, la ubicación de drenajes y el tipo de suelo, permitirán seleccionar el trazado final.

• **Plataforma**

El equipo de perforación y sus componentes generalmente son estructuras con un alto peso, por lo que es de suma importancia que los cimientos sobre los cuales se van a colocar estos elementos deben estar diseñados para aguantar la carga ejercida por todo el taladro más las tuberías que se encuentran en el subsuelo.

Sin embargo, en el desarrollo de YNC generalmente se construyen pozos muy cercanos, por lo que, generalmente se diseñan una plataforma común para la perforación y completamiento de estos pozos llamada well pad, de tal manera que la huella ambiental acumulada en la superficie sea menor, reduciendo el área requerida para la construcción de los pozos (CSUR, 2014).

• **Interventoría**

En la interventoría de las obras se realiza el seguimiento técnico, ambiental, administrativo, financiero, jurídico y contable sobre el cumplimiento del contrato por parte de las compañías de servicios (UIS, 2014). Esta función es llevada a cabo por equipos multidisciplinarios y debe contar con herramientas de medición para generar la información que requiere el Sistema de Evaluación.

Bajo este sistema, se llevará el control de la eficiencia y eficacia de las operaciones, y el costo relacionado con la preparación del sitio, además de la renta y mantenimiento de los equipos utilizados (Ecopetrol, 1994).

Movilización

Las torres de perforación se diseñan de tal manera que se facilite el transporte y armado del equipo. Este elemento se transporta en secciones al sitio donde se va a realizar la perforación, dichas secciones se arman horizontalmente sobre el suelo y luego, con la ayuda de un sistema hidráulico, se levanta a posición vertical (Hawker & Vogt, 2001).

Perforación

Una vez se encuentran los equipos y el personal en la locación, se ha construido la plataforma y se ha ensambla-

do el taladro, inicia la perforación del pozo, siendo este una obra de ingeniería efectuada con el objeto de investigar el subsuelo en busca de petróleo y gas, o producir los fluidos una vez descubiertos (IAPG, 2013).

En línea con la cantidad de pozos que se deben perforar para poder mantener una producción objetivo en el desarrollo de YNC, se hace necesario establecer un esquema logístico eficiente en tiempo y costos, que permitan una operación rentable. En este caso el modelo empleado es llamado *factory drilling*, e involucra la estandarización de los arreglos y secuencias de perforación de los pozos dentro del *well pad*.

Es importante indicar que este modelo sólo se puede llevar a cabo con la mayor tecnología disponible actualmente en términos de taladros y herramientas de perforación y seguimiento de la perforación, tal como *walking rigs* y *BHA's* especializados (Schlumberger, 2010).

• Inspección

Dentro del proceso de contratación de los servicios de perforación, el correspondiente equipo exige un tratamiento preferencial, por lo que es obligante efectuar una inspección física visual y de conteo a todos los componentes de los equipos ofrecidos, como pre-requisito para iniciar la operación.

Teniendo como punto de referencia el equipo y accesorios ofrecidos durante el proceso de contratación, corresponde al personal de operaciones, una vez el equipo ha sido movilizado a la localización del pozo, confrontar ordenadamente éste con respecto a aquél ofrecido en lo pertinente a potencia, rangos de trabajo, estado real de los componentes y certificaciones.

• Soldaduras

Es posible que se presenten trabajos de soldadura durante la adaptación, el montaje de los equipos y mantenimiento de las herramientas y áreas de trabajo, actividad que requerirá obligatoriamente de capacitaciones y certificaciones avaladas por distintos entes como el API (Instituto Americano del Petróleo) y la ASTM (Sociedad Americana para Pruebas y Materiales).

• Tanques

En la operación se tratará con muchos tipos de fluidos de diferentes como lodos de perforación, cementos, otros insumos y residuos, que deberán ser almacenados, ya sea para su posterior uso o futura disposición.

Los tanques típicos usados durante la perforación son los tanques de lodos (*premezcla*, *viaje* y *píldora*) y los *frac tanks*, estos últimos se utilizan para el almacenamiento de lodos residuales y

volúmenes de petróleo. Por lo general, este tipo de tanques poseen válvulas de entrada y salida que permiten llenar y vaciar el tanque sin derramar el producto, siendo idóneos para el transporte de residuos.

- **Logística**

El desarrollo de las operaciones en YNC necesita una alta coordinación de los servicios técnicos, con la cual se pueda liderar, planificar, orientar y controlar la ejecución de las obras de infraestructura necesarias para la perforación de pozos, al igual que las labores de apoyo en materia de HSEQ y soporte administrativo financiero de los proyectos.

Particularmente en la extracción de petróleo y gas de YNC es fundamental una logística adecuada, debido a la concurrencia de una gran cantidad de fluidos, propantes y equipos en una sola operación, en adición a la sincronización que deben tener la perforación y el completamiento de los pozos (Tymko, 2010).

Completamiento

Concluida la perforación del pozo, este debe acondicionar para iniciar la producción de hidrocarburos. Por lo general se considera que esta fase inicia cuando se llega a la formación objetivo y se cementa la última etapa de tubería en el subsuelo.

Por lo general, en el desarrollo de YNC esta es la operación clave, debido a que como parte de esta se encuentra la implementación de la tecnología del fracturamiento hidráulico o fracking, y se cambia el uso de un taladro por una serie de equipos, entre los que se encuentran bombas, mezcladores, compresores de aire, generadores y líneas eléctricas para realizar el cañoneo a la formación.

- **Suministro de arena**

Durante el completamiento de los pozos, más específicamente en la etapa de fracturamiento, se hace necesario el uso de arena o material propante para evitar que las fracturas generadas cierren prematuramente, afectando la posterior producción del pozo y la rentabilidad del proyecto.

La operación de fracturamiento requiere un importante volumen de arena para poder llevarse a cabo por lo que, el suministro de arena y propantes tiene por sí mismo una cadena de abastecimiento completa.

La cadena de abastecimiento del propante y la arena inicia con la importación o preparación del material, dependiendo de las condiciones de arenas que se encuentren en el país. Acto seguido se lleva a cabo el transporte del propante hacia centros de almacenamiento cercanos a los campos, con los que

se pueda mantener la continuidad de la operación.

Finalmente, el material es transportado nuevamente desde los centros de almacenamiento al sitio del desarrollo, permitiendo su mezcla con el agua y demás compuestos para su posterior inyección en el pozo (Bonapace, 2016).

Debido a la complejidad y cantidad de suministro, es uno de los puntos de la cadena de valor de los YNC con mayores oportunidades de generación de encadenamientos locales y regionales, optimizando de esta manera los costos y la logística de la operación.

• Suministro de agua

Al igual que en el caso de la arena, la operación de fracturamiento requiere importantes volúmenes de agua para poder llevarse a cabo, por lo general se trata de no utilizar captación de agua potable, por el contrario, se priman otras fuentes como el agua de producción de campos en yacimientos convencionales cercanos, el agua de proceso de las refinerías, el agua de las plantas de tratamiento de aguas residuales, entre otras. Es decir, que el agua a utilizar no compite en ningún caso con el agua potable.

Sin embargo, debido al volumen de agua requerido, el transporte y almacenamiento de esta acarrea altos

costos. Asimismo, representa una gran oportunidad para las compañías locales y regionales.

Pruebas de pozo

La fase final en el segmento de perforación y completamiento está relacionada con la puesta en marcha del sistema y las pruebas de producción del pozo. En esta operación se pretende conocer la productividad del pozo con el fin de establecer la rentabilidad del proyecto, mecanismos de optimización y posibles esquemas de desarrollo para el campo.

• Transporte de desechos y fluidos

En la etapa temprana de producción es de esperar que haya retorno de una parte del fluido inyectado para el fracturamiento, este fluido de retorno debe ser transportado en equipos como frac tanks, de tal manera que se pueda realizar el debido tratamiento y disposición.

Adicionalmente, como resultado de las pruebas de producción del pozo se van a obtener volúmenes de petróleo, gas y agua, que deben ser transportados a estaciones de tratamiento cercanas, en caso de no tener facilidades construidas.

• Tanques

Dependiendo de la etapa de desarrollo en la que se encuentre el campo, se necesitarán tanques para el almacenamiento temporal de los fluidos durante las pruebas de producción, de tal manera que se pueda hacer el cargue y transporte de los mismos.

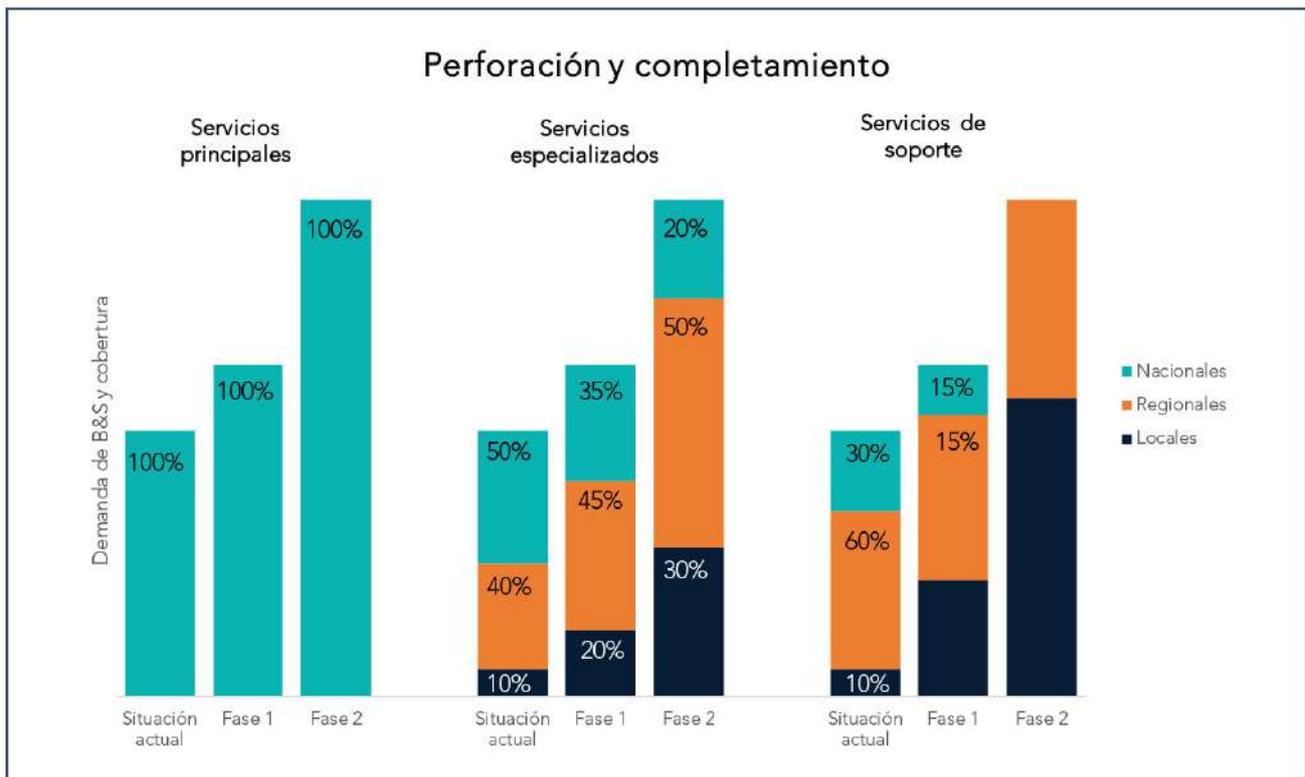
Evolución de los encadenamientos productivos locales y regionales en el segmento de Perforación y Completamiento

Las operaciones de perforación y completamiento son actividades de alta complejidad y tecnología, por lo que, actualmente los servicios principales son llevados a cabo en su mayoría por compañías nacionales e internacionales. Sin embargo, en los servicios especializados y de soporte el espectro de compañías se amplía,

permitiendo así una cobertura por parte de las compañías locales de hasta 10% del total.

En términos de la primera fase de desarrollo se estima que tanto las compañías locales, como las regionales pueden tener una mayor cobertura de servicios en los servicios especializados y de soporte, debido al aumento de inversiones y oportunidades de financiamiento que permitiría la compra de tecnología y el acceso a certificaciones.

Finalmente, y como producto de la implementación de las políticas necesarias, se estima que, en la segunda fase de desarrollo, las compañías regionales podrían establecerse con el 50% de los servicios especializados, mientras que las empresas locales cubrirían el 60% de los servicios de soporte a estas operaciones.

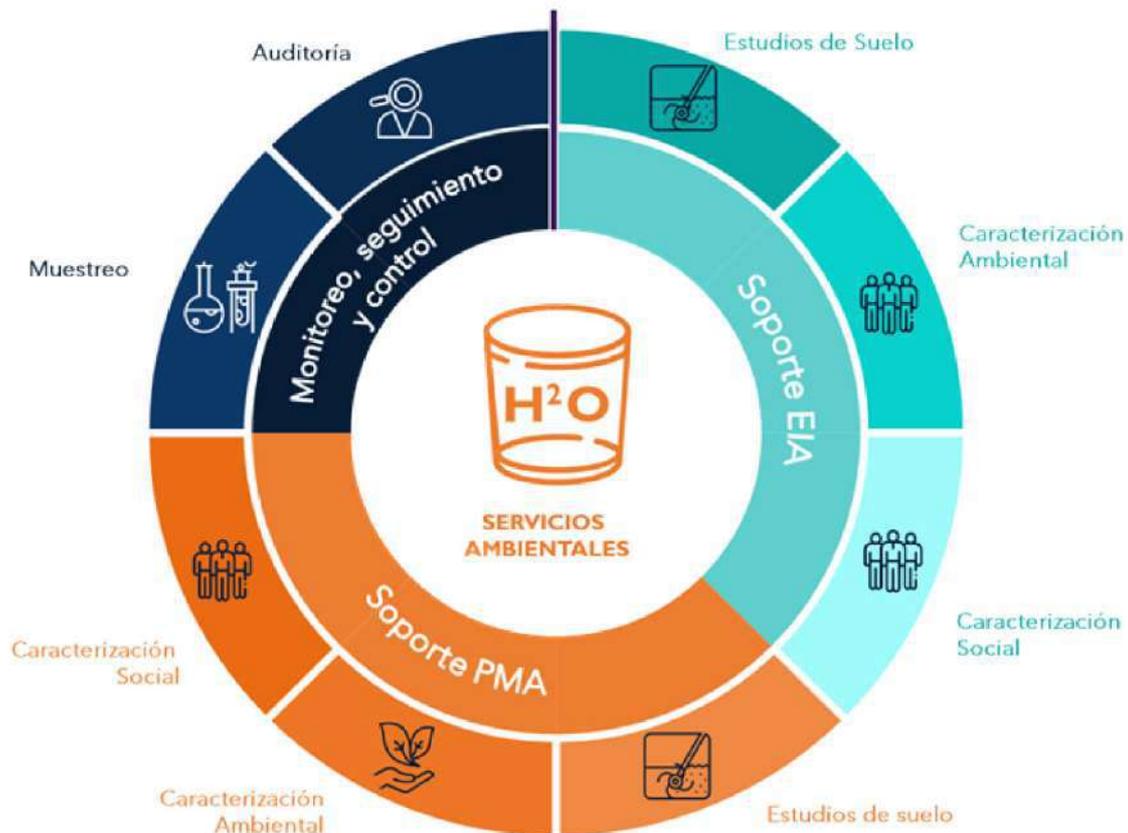


Demanda de B&S y cobertura por tipos de compañía para el segmento de Perforación y Completamiento. Fuente: : Campetrol

Servicios ambientales

La gestión de servicios ambientales hace parte fundamental de la planificación y ejecución de todas las operaciones contenidas en el aprovechamiento de YNC en roca generadora. Desde la etapa inicial de los proyectos se deben contemplar las medidas de prevención, mitigación, corrección, compensación, y manejo de efectos ambientales, de tal manera que los impactos causados sean mínimos.

La gestión ambiental de los proyectos prevé la elaboración de estudios diferentes (EIA o PMA) que dependen de la etapa de desarrollo de la actividad, es decir, si es en la etapa exploratoria o de desarrollo y de la situación jurídica-ambiental en la cual se encuentre el área en donde se vaya a desarrollar el proyecto.



Bienes y servicios relativos al segmento de Servicios Ambientales. Fuente: Campetrol

Soporte EIA

Para poder tramitar una Licencia Ambiental para el desarrollo se hace necesario realizar un Estudio de Impacto Ambiental (EIA). Éste como instrumento básico para la toma de

decisiones sobre proyectos, obras o actividades debe contener en su interior la delimitación del área de influencia directa e indirecta junto con la descripción completa del proyecto, incluyendo etapas, costos estimados, cronograma, insumos,

productos, residuos, emisiones, vertimientos y riesgos inherentes a la tecnología que se va a utilizar.

Adicionalmente, el EIA debe contener información acerca de los recursos naturales renovables que se van a emplear, las comunidades establecidas en el área del proyecto y los mecanismos que se van a utilizar para informarles acerca del proyecto, además de la propuesta de un PMA.

Soporte PMA

El Plan de Manejo Ambiental (PMA) para el proyecto deberá contener el conjunto detallado de actividades para la prevención, mitigación, corrección y compensación de los posibles impactos ambientales negativos que pueda ocasionar el desarrollo, además del programa de monitoreo del proyecto, con el fin de verificar el cumplimiento de los compromisos y obligaciones ambientales durante la implementación del PMA.

Asimismo, es necesario especificar el plan de contingencia, que contendrá las medidas de prevención y atención de las emergencias que se puedan ocasionar durante la vida del proyecto, y los costos proyectados del PMA, en relación con el costo total del proyecto.

• Estudios de suelo

Como parte de la descripción del área de influencia, tanto para el PMA, como para el EIA, es necesario evaluar el suelo. En este sentido, se necesitará especificar la topografía del área (altitud, pendientes, variaciones del relieve, orientación, entre otras) en conjunto con las características de la superficie como el tipo de suelo, la distribución de los suelos y sus usos.

De igual forma, se deberán evaluar los impactos que se podrían causar, como cambios en el uso actual del suelo, por las actividades constructivas e instalaciones del proyecto y las estrategias para prevenir y mitigar tales impactos.

• Caracterización ambiental

Previo a la realización de cualquier actividad se debe realizar la caracterización ambiental de las áreas de influencia directa e indirecta, entendiendo estas como el espacio físico-biótico y social en el cual se espera tener una incidencia debido al desarrollo de la actividad.

En esta caracterización se evalúan los componentes geoesféricos en la zona, como la geología regional, la estratigrafía, la tectónica, geología estructu-

ral y el riesgo sísmico. Adicionalmente, se debe evaluar la hidroclimatología, la flora y fauna, de tal manera que se tenga una línea base suficientemente sólida para el inicio del proyecto.

• **Caracterización social**

De igual modo, es necesario construir una línea base social del proyecto para poder prever riesgos y establecer planes de prevención y mitigación de los mismos. Esta caracterización debe contener una dimensión económica, en la que se encuentren especificadas la estructura productiva y la estructura funcional de la prestación de servicios de las comunidades encontradas dentro del área de influencia del proyecto.

De igual modo, se debe evaluar el componente cultural de tales comunidades, detallando la composición cultural y la demografía de la población, además del potencial arqueológico y la presencia de conflictos en la zona.

Monitoreo, seguimiento y control

Durante todas las etapas presentes en el desarrollo de los YNC es clave contar con un estricto plan de monitoreo, seguimiento y control, con el fin de verificar el cumplimiento del PMA y los estándares internacionales, adicionalmente, como práctica operativa permitirá reconocer alertas

tempranas y tomar las acciones necesarias durante cualquier actividad.

• **Muestreo**

Antes, durante y después de la operación será necesario hacer muestro de calidad de aire, acuíferos superficiales, acuíferos subterráneos y ruido, de tal manera que se pueda contrastar la información con respecto a la línea base, pudiendo calcular impactos.

• **Auditoría**

Luego del muestreo es necesario determinar el grado de correspondencia entre la información recopilada y los criterios de calidad establecidos para la misma, con el fin de tener datos útiles para identificar los impactos.

Evolución de los encadenamientos productivos locales y regionales en el segmento de Servicios Ambientales

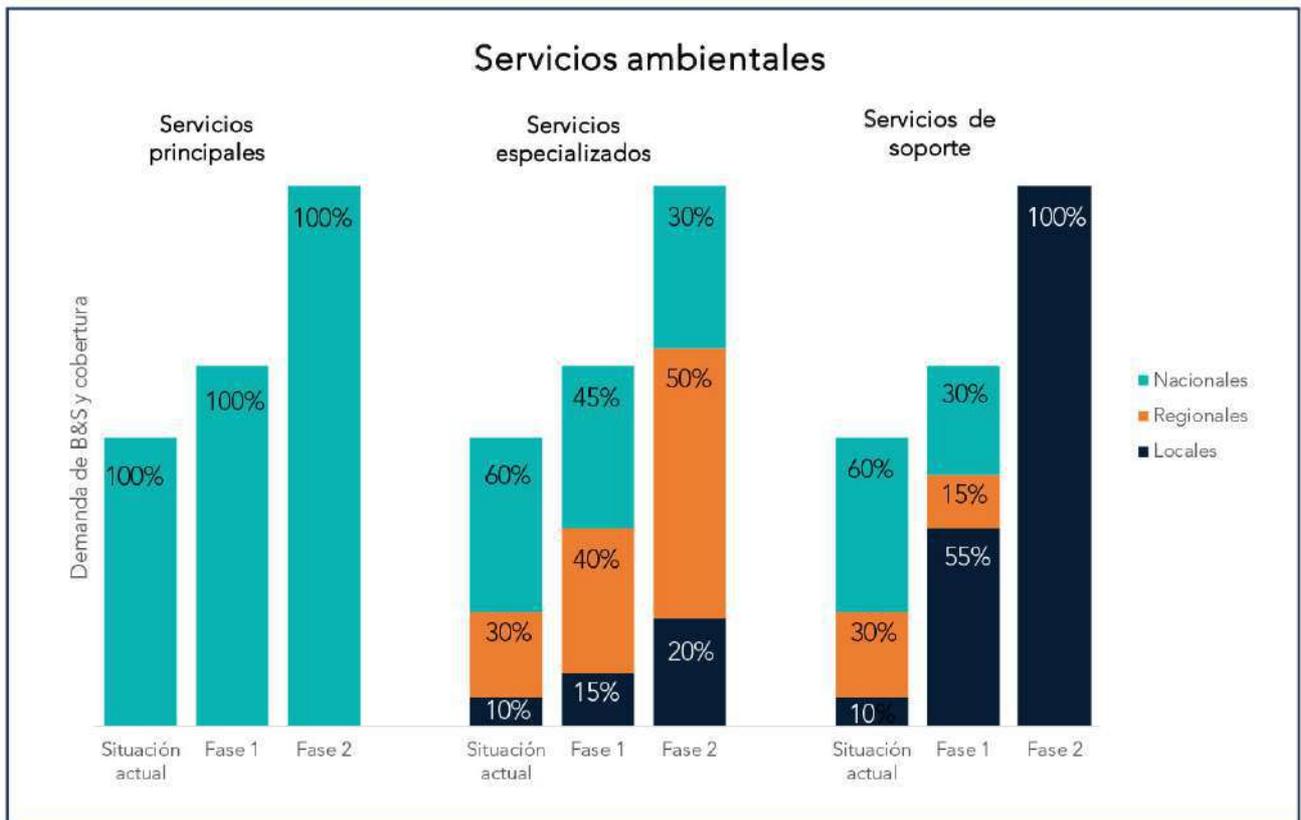
La situación actual de este segmento muestra que, tanto los servicios principales, como los servicios especializados son llevados a cabo en su mayoría por compañías nacionales e internacionales, mientras que en los servicios de soporte la cobertura es compartida en su mayoría entre las compañías nacionales y las compañías regionales de la zona en la que se va a realizar la actividad.



Foto: Cortesía Coremar

En términos de la primera fase de desarrollo se estima que tanto las compañías locales, como las regionales pueden tener una mayor cobertura de servicios en los servicios especializados y de soporte, debido al aumento de inversiones en tecnologías para el seguimiento y control de los proyectos.

Finalmente, se estima que las compañías locales podrían cubrir el total de los servicios de soporte de este segmento, mientras que las compañías regionales se establecerían con el 50% de los servicios especializados en este segmento.

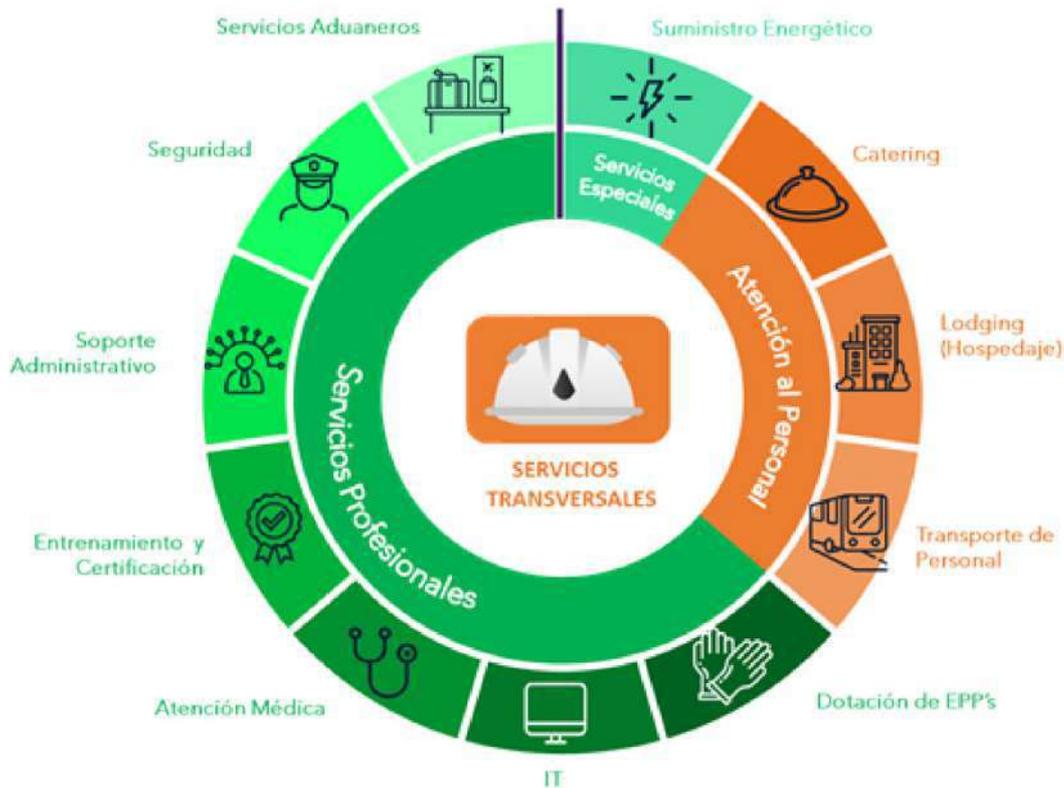


Demanda de B&S y cobertura por tipos de compañía para el segmento de Servicios Ambientales. Fuente: Campetrol

Servicios transversales

Inherente a todas las operaciones que se deben realizar en el campo para la extracción de los hidrocarburos, se

hace necesario suministrar ciertos servicios, que, aunque no pertenecen directamente a la actividad, son los que permiten su ejecución. Estos son los servicios transversales.



Bienes y servicios relativos al segmento de Servicios Ambientales. Fuente: : Campetrol

Suministro energético

Generalmente los campos de petróleo y gas se encuentran en zonas alejadas de las ciudades, áreas donde posiblemente no se tenga acceso a la red eléctrica nacional, por lo que, obtener el suministro energético se convierte en una tarea compleja.

Para este fin, se pueden emplear generadores eléctricos en campo, ya sea empleando gas natural, diesel o crudo procedente del mismo campo, buscando la mejor relación costo-beneficio.

Atención al personal

Es necesario manejar una logística para todo el personal disponible para la ejecución de las operaciones, de tal manera que sean transportados, alimentados y hospedados en las locaciones dispuestas para tal fin, ya sean campamentos, hoteles u otro lugar, garantizando de esta manera el bienestar de todas las personas involucradas en la cadena de valor.

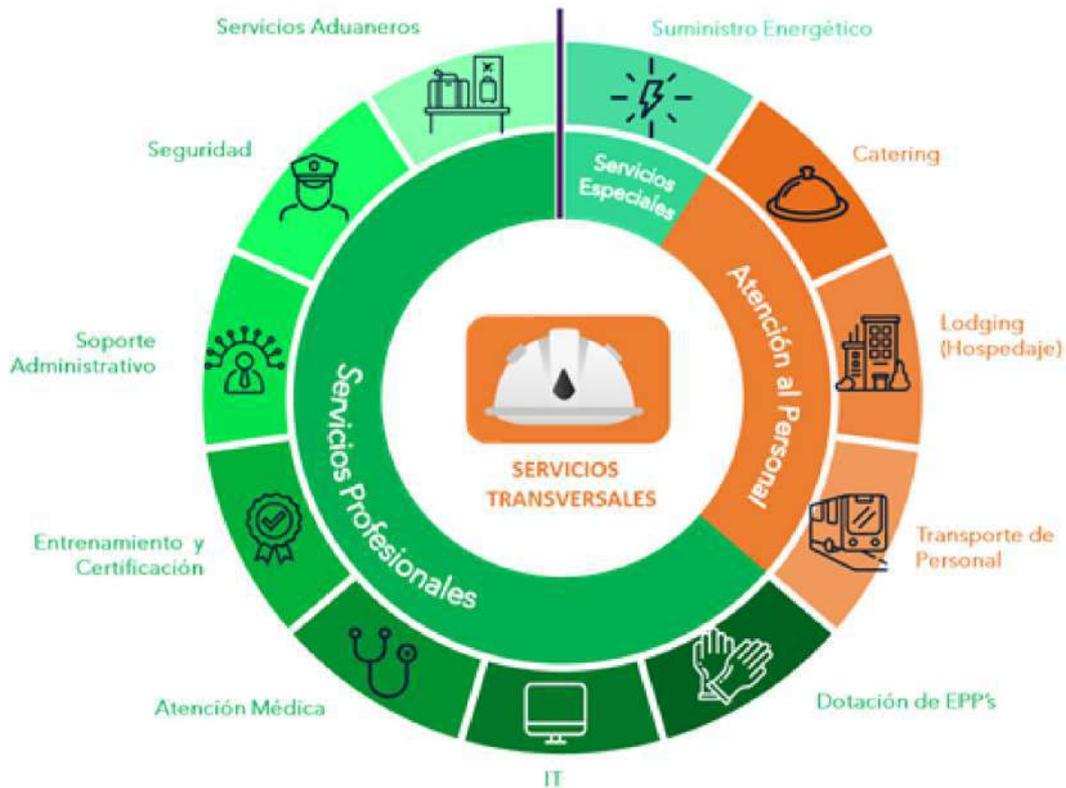
Servicios profesionales

Un insumo importante para la realización de las actividades dispuestas en

Servicios transversales

Inherente a todas las operaciones que se deben realizar en el campo para la extracción de los hidrocarburos, se

hace necesario suministrar ciertos servicios, que, aunque no pertenecen directamente a la actividad, son los que permiten su ejecución. Estos son los servicios transversales.



Bienes y servicios relativos al segmento de Servicios Ambientales. Fuente: : Campetrol

Suministro energético

Generalmente los campos de petróleo y gas se encuentran en zonas alejadas de las ciudades, áreas donde posiblemente no se tenga acceso a la red eléctrica nacional, por lo que, obtener el suministro energético se convierte en una tarea compleja.

Para este fin, se pueden emplear generadores eléctricos en campo, ya sea empleando gas natural, diesel o crudo procedente del mismo campo, buscando la mejor relación costo-beneficio.

Atención al personal

Es necesario manejar una logística para todo el personal disponible para la ejecución de las operaciones, de tal manera que sean transportados, alimentados y hospedados en las locaciones dispuestas para tal fin, ya sean campamentos, hoteles u otro lugar, garantizando de esta manera el bienestar de todas las personas involucradas en la cadena de valor.

Servicios profesionales

Un insumo importante para la realización de las actividades dispuestas en

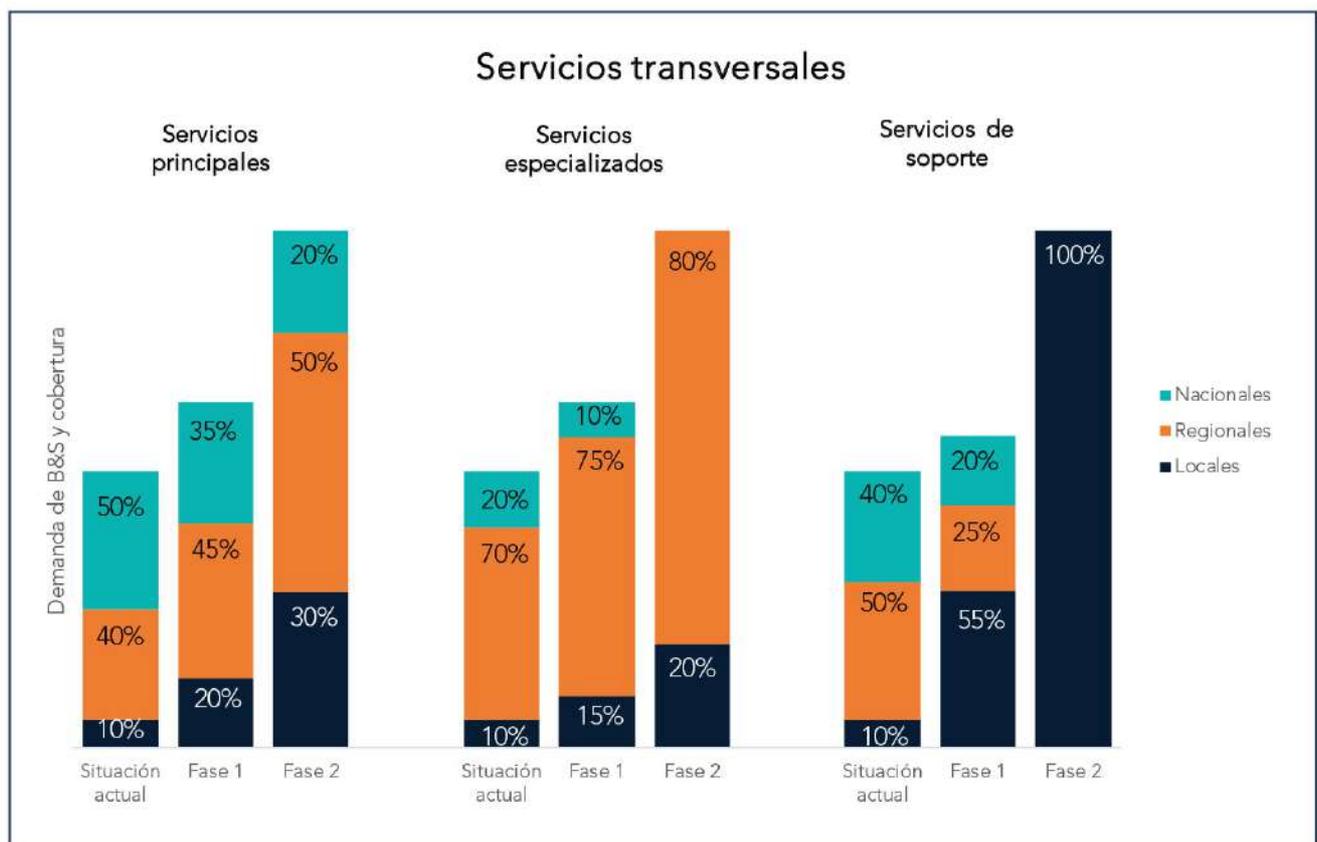
la cadena de valor, serán todos aquellos servicios relacionados con la preparación y el bienestar físico y profesional de las personas, junto con la certificación y optimización de los procesos desarrollados en todos los segmentos.

Evolución de los encadenamientos productivos locales y regionales en el segmento de Servicios Transversales

Los servicios principales relativos a este segmento son en su mayoría cubiertos por compañías locales y regionales, mientras que, los servicios especializados y de soporte son llevados a cabo en gran parte por las compañías regionales.

En virtud de lo anterior, se estima que en la primera fase de desarrollo de los YNC la cobertura dispuesta por compañías regionales, tanto en los servicios principales, como en los servicios especializados pueda aumentar. Sin embargo, en los servicios de soporte, las compañías locales podrían aumentar su participación hasta el 55% del total.

Por último, en la segunda fase de desarrollo, es posible que las compañías regionales mantengan el liderazgo en servicios principales y especializados, mientras que, las compañías locales puedan realizar la totalidad de los servicios de soportes.



Demanda de B&S y cobertura por tipos de compañía para el segmento de Servicios Transversales. Fuente: : Campetrol

2.4. Conclusiones

En este documento se realizó un análisis de la cadena de valor del desarrollo de YNC en roca generadora, haciendo énfasis en aquellos servicios que podrían generar encadenamientos productivos locales y regionales, permitiendo así, que el sector petrolero pueda generar un valor agregado más allá de la extracción por sí misma.

Las compañías locales y regionales poseen oportunidades de participación en toda la cadena de los YNC, mismas que irán aumentando conforme lo haga el mercado como resultado del aumento de las operaciones y la producción. Aún así, se hace necesario construir incentivos para que los territorios puedan adquirir y desarrollar tecnologías acordes a los estándares internacionales y las buenas prácticas.

En este sentido, se estima que en la segunda fase de desarrollo del segmento de Sensores remotos y sísmica, las compañías regionales cubran alrededor del 80% de los servicios especializados. De esta forma, las compañías nacionales e internacionales abastecerían los servicios principales y una parte de los servicios especializados, mientras que, la mayor parte de los servicios especializados y de soporte serían realizados por compañías locales y regionales.

Por su parte, en el segmento de Perforación y completamiento, como producto de la implementación de las políticas necesarias, se estima que, las compañías regionales podrían establecerse con el 50% de los servicios especializados, mientras que las empresas locales cubrirían el 60% de los servicios de soporte a estas operaciones.

En esta misma etapa, las compañías locales podrían cubrir el total de los servicios de soporte del segmento de Servicios ambientales, mientras que las compañías regionales se establecerían con el 50% de los servicios especializados en este segmento.

Es posible que las compañías regionales mantengan el liderazgo en servicios principales y especializados en la segunda fase de desarrollo del segmento de Servicios transversales, mientras que, las compañías locales puedan realizar la totalidad de los servicios de soportes.

Sin embargo, para la construcción de este modelo se requiere de voluntad política del Gobierno, una activa participación de la Industria, y de un alto grado de integración de las compañías regionales y locales, de las personas involucradas en la prestación de estos servicios y de la comunidad. Un elemento fundamental para

2.4. Conclusiones

En este documento se realizó un análisis de la cadena de valor del desarrollo de YNC en roca generadora, haciendo énfasis en aquellos servicios que podrían generar encadenamientos productivos locales y regionales, permitiendo así, que el sector petrolero pueda generar un valor agregado más allá de la extracción por sí misma.

Las compañías locales y regionales poseen oportunidades de participación en toda la cadena de los YNC, mismas que irán aumentando conforme lo haga el mercado como resultado del aumento de las operaciones y la producción. Aún así, se hace necesario construir incentivos para que los territorios puedan adquirir y desarrollar tecnologías acordes a los estándares internacionales y las buenas prácticas.

En este sentido, se estima que en la segunda fase de desarrollo del segmento de Sensores remotos y sísmica, las compañías regionales cubran alrededor del 80% de los servicios especializados. De esta forma, las compañías nacionales e internacionales abastecerían los servicios principales y una parte de los servicios especializados, mientras que, la mayor parte de los servicios especializados y de soporte serían realizados por compañías locales y regionales.

Por su parte, en el segmento de Perforación y completamiento, como producto de la implementación de las políticas necesarias, se estima que, las compañías regionales podrían establecerse con el 50% de los servicios especializados, mientras que las empresas locales cubrirían el 60% de los servicios de soporte a estas operaciones.

En esta misma etapa, las compañías locales podrían cubrir el total de los servicios de soporte del segmento de Servicios ambientales, mientras que las compañías regionales se establecerían con el 50% de los servicios especializados en este segmento.

Es posible que las compañías regionales mantengan el liderazgo en servicios principales y especializados en la segunda fase de desarrollo del segmento de Servicios transversales, mientras que, las compañías locales puedan realizar la totalidad de los servicios de soportes.

Sin embargo, para la construcción de este modelo se requiere de voluntad política del Gobierno, una activa participación de la Industria, y de un alto grado de integración de las compañías regionales y locales, de las personas involucradas en la prestación de estos servicios y de la comunidad. Un elemento fundamental para

garantizar la sostenibilidad del modelo es elevar los estándares de las compañías locales y regionales y capacitar a los profesionales y personal de las regiones que tengan vocación de participar en estos emprendimientos.

De esta forma, se podrá construir un modelo de desarrollo sostenible con rentabilidad económica y social para beneficio local, regional y de toda la sociedad colombiana.



garantizar la sostenibilidad del modelo es elevar los estándares de las compañías locales y regionales y capacitar a los profesionales y personal de las regiones que tengan vocación de participar en estos emprendimientos.

De esta forma, se podrá construir un modelo de desarrollo sostenible con rentabilidad económica y social para beneficio local, regional y de toda la sociedad colombiana.



2.5. Referencias

- Aguilera, R. (2016). Shale gas reservoirs: Theoretical, practical and research issues. *Petroleum Research*, 10-26.
- ANH. (2009). *Conceptos básicos de geología y geofísica*. Bogotá D.C.: Agencia Nacional de Hidrocarburos.
- Bonapace, J. C. (2016). *Proppant Management: A New Challenge to Develop Unconventional Reservoirs in Argentina*. Port of Spain: Society of Petroleum Engineers.
- CSUR. (2014). *Understanding Well Construction and Surface Footprint*. Calgary: Canadian Society for Unconventional Resources.
- Ecopetrol. (1994). *Manual de operaciones de perforación*. Bogotá D.C.: Ecopetrol.
- EIA. (2016). *Trends in U.S. Oil and Natural Gas Upstream Costs*. Washington: EIA.
- Giraldo, D., Pardo, J., & Herrán, B. (2018). *Valoración de servidumbres en suelo rural suburbano*. Bogotá D.C.: Universidad Distrital Francisco José de Caldas.
- Hawker, D., & Vogt, K. (2001). *Procedimiento y operaciones en el pozo*. Calgary: DATALOG.
- IAPG. (2013). *Aspectos técnicos, estratégicos y económicos de la exploración y producción de hidrocarburos*. Buenos Aires: Instituto Argentino del Petróleo y Gas.
- MinAmbiente. (1997). *Guía básica ambiental para programas de exploración sísmica terrestre*. Bogotá D.C.: Calidad del aire Cia. LTDA.
- MinAmbiente. (1999). *Guía de manejo ambiental para proyectos de perforación de petróleo y gas*. Bogotá D.C.: Calidad del Aire Cia Ltda.
- Mustagh Resources Ltd. (2010). *Manual para adquisición y procesamiento de sísmica terrestre y su aplicación en Colombia*. Bogotá D.C.: Universidad Nacional de Colombia.
- Rodríguez, Á. L., Lozano-Rivera, P., & Sierra-Correa, P. C. (2012). *Criterios de zonificación ambiental usando técnicas participativas y de información: estudio del caso zona costera del departamento del Atlántico*. *Boletín de Investigación Marinas y Costeras*, 61-83.
- Schlumberger. (2010). *Factory Drilling: Prospect-to-Production Field Development*. San Antonio: Schlumberger.
- Tymko, D. W. (2010). *Shale Gas Well Completion Logistics*. Florence: Society of Petroleum Engineers.
- UIS. (2014). *Manual de supervisión e interventoría*. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander.

3 Licenciamiento ambiental: Retos para la regulación colombiana



3.1. Introducción

Es claro que, para lograr un desarrollo sostenible, como industria siempre debemos procurar por prevenir los posibles impactos que nuestra actividad pueda tener. Sin embargo, existen circunstancias en las que la prevención no es posible y debemos recurrir a mitigar o compensar los impactos que estamos causando en el entorno. Para esto, es fundamental contar con una normatividad robusta y unas autoridades fuertes que la apliquen con rigurosidad e imparcialidad, para que de esta manera las actividades del sector sean transparentes para, no sólo las comunidades del área de influencia y en general para todo el país.

Sin embargo, es importante tener en cuenta que en Colombia existen más de 9,000 normas ambientales, una

telaraña de normas nacionales y regionales que, a su vez, han hecho de la cuestión algo enredada y engorrosa para las empresas de todos los sectores.

Aunque puede parecer confuso, es importante tener en cuenta que, en primer lugar el derecho a un medio ambiente sano fue consagrado por la Constitución Política en su artículo 79. Como desarrollo del mismo, y en cumplimiento del compromiso adquirido en la Cumbre de Río (1992), el Congreso expidió la Ley 99 de 1993, la cual es considerada como el estatuto ambiental y dicta cómo se deben organizar las diferentes entidades (nacionales y regionales) que hacen parte del Sistema Nacional Ambiental o SINA.

3.2. Normatividad actual

Tal y como se mencionó anteriormente, la cantidad de normas en Colombia puede parecer un poco confusa, pero al menos, a nivel nacional podemos resumir la normatividad ambiental más relevante como la siguiente:

Ley 99 de 1993

Aunque no es la primera norma ambiental en Colombia, (tenemos el

Código de Recursos Naturales Renovables de 1974 y otras normas tan antiguas como de 1910) es la que da inicio a una nueva etapa del derecho ambiental, al crear el Ministerio de Ambiente, muchas de las Corporaciones Autónomas Regionales, establece las primeras reglas generales para licenciamiento ambiental, reúne las entidades de carácter ambiental en el SINA y crea el primer régimen sancionatorio ambiental.

3.1. Introducción

Es claro que, para lograr un desarrollo sostenible, como industria siempre debemos procurar por prevenir los posibles impactos que nuestra actividad pueda tener. Sin embargo, existen circunstancias en las que la prevención no es posible y debemos recurrir a mitigar o compensar los impactos que estamos causando en el entorno. Para esto, es fundamental contar con una normatividad robusta y unas autoridades fuertes que la apliquen con rigurosidad e imparcialidad, para que de esta manera las actividades del sector sean transparentes para, no sólo las comunidades del área de influencia y en general para todo el país.

Sin embargo, es importante tener en cuenta que en Colombia existen más de 9,000 normas ambientales, una

telaraña de normas nacionales y regionales que, a su vez, han hecho de la cuestión algo enredada y engorrosa para las empresas de todos los sectores.

Aunque puede parecer confuso, es importante tener en cuenta que, en primer lugar el derecho a un medio ambiente sano fue consagrado por la Constitución Política en su artículo 79. Como desarrollo del mismo, y en cumplimiento del compromiso adquirido en la Cumbre de Río (1992), el Congreso expidió la Ley 99 de 1993, la cual es considerada como el estatuto ambiental y dicta cómo se deben organizar las diferentes entidades (nacionales y regionales) que hacen parte del Sistema Nacional Ambiental o SINA.

3.2. Normatividad actual

Tal y como se mencionó anteriormente, la cantidad de normas en Colombia puede parecer un poco confusa, pero al menos, a nivel nacional podemos resumir la normatividad ambiental más relevante como la siguiente:

Ley 99 de 1993

Aunque no es la primera norma ambiental en Colombia, (tenemos el

Código de Recursos Naturales Renovables de 1974 y otras normas tan antiguas como de 1910) es la que da inicio a una nueva etapa del derecho ambiental, al crear el Ministerio de Ambiente, muchas de las Corporaciones Autónomas Regionales, establece las primeras reglas generales para licenciamiento ambiental, reúne las entidades de carácter ambiental en el SINA y crea el primer régimen sancionatorio ambiental.

Ley 1333 de 2009

La Ley 1333 de 2009 cambia el panorama, ya que, pese a que la Ley 99 de 1993 tenía un régimen sancionatorio ambiental, la 1333 establece un procedimiento más claro, incluye la posibilidad de imponer medidas cautelares y aumenta significativamente las sanciones.

La ley establece que se deberá sancionar la violación al régimen ambiental, a los permisos o licencias o el daño ambiental, por lo cual no sólo somos responsables por la violación de la licencia ambiental, si no por cualquier daño ambiental que se produzca.

Es importante tener en cuenta que el trámite sancionatorio tiene una prescripción de 20 años, lo cual es un aumento significativo frente a la legislación, especialmente teniendo en cuenta que la norma general es de 5 años.

Por otro lado, las sanciones incluidas en la Ley 1333 de 2009 no son sólo económicas. A continuación, enunciamos otro tipo de sanciones que trae la ley:

- Multas diarias hasta por cinco mil (5000) salarios mínimos mensuales legales vigentes.
- Cierre temporal o definitivo del establecimiento, edificación o servicio.
- Revocatoria o caducidad de la

concesión, permiso o registro, licencia ambiental o autorización.

- Demolición de obra a costa del infractor.
- Trabajo comunitario según condiciones establecidas por la autoridad ambiental.

Decreto 1076 de 2015

Ahora bien, en lo relacionado con la regulación de licenciamiento ambiental y de permisos ambientales, el Gobierno Nacional compiló todos los decretos preexistentes en el Decreto 1076 de 2015. En ese decreto compilatorio encontramos toda la normatividad relacionada con licencias, permisos de vertimientos, de emisiones, de ocupación de cauce, concesiones de aguas, manejo de residuos peligrosos y especiales, y cualquier otra norma de carácter ambiental, expedida por decreto nacional.

Licenciamiento ambiental

Es importante resaltar que, el sector petrolero cuenta con una particularidad con la que no cuentan otros sectores: las licencias ambientales (las cuales deben siempre incluir la totalidad de los permisos de aprovechamiento y uso de recursos naturales) sólo son otorgadas por la autoridad nacional encargada del licenciamiento ambiental, el cual hoy ejerce la ANLA, lo cual permite que se tengan criterios unificados en todo el territorio.

Para nuestro sector, se requerirá licencia ambiental en los siguientes casos:



Las actividades de **exploración sísmica** que requieran la construcción de vías y las actividades de exploración sísmica en las áreas profundidades inferiores a 200 metros.



Los proyectos de **perforación exploratoria** por fuera de campos de producción de hidrocarburos existentes.



La **explotación de hidrocarburos** que incluye, la construcción de instalaciones, las obras complementarias incluidas el transporte interno de fluidos del campo por ductos, el almacenamiento interno, vías internas y demás infraestructuras asociadas y conexas.



El **transporte y conducción** de hidrocarburos líquidos y gaseosos que se desarrollen por fuera de los campos de explotación con diámetros iguales o superiores a seis (6) pulgadas (15.24 centímetros).



La construcción y operación de **refinerías** y los desarrollos petroquímicos que formen parte de un complejo de refinación.

El trámite de licenciamiento ambiental se encuentra en el Decreto 1076 de 2015, en los artículos 2.2.2.3 y subsiguiente. Se puede resumir así:



Pese a que la ANLA tiene la autoridad en materia ambiental, esto no quiere decir que las autoridades ambientales locales no tengan facultades regulatorias en los proyectos de hidrocarburos. Las CARs no sólo deben hacer parte del trámite de licenciamiento ambiental, dando su concepto sobre la viabilidad del proyecto, sino que son las encargadas de decidir en temas relacionados con la sísmica, la inversión de no menos del 1% y en cualquier trámite que no requiera de licencia ambiental (por ejemplo en la perforación de pozos estratigráficos).

Es precisamente en la inversión de no menos del 1% donde la industria puede afectar de forma más evidente el medio ambiente. Esta inversión debe realizarse por personas que tengan una licencia ambiental y hagan uso de fuentes naturales de agua. Su uso debe ser en la protección y recuperación de fuentes hidrográficas, lo cual tiene una gran visibilidad ante las comunidades y las autoridades locales. De acuerdo con las cifras presentadas por la Autoridad Nacional de Licencias Ambientales, solamente en el 2019 se han aprobado planes de inversión por \$72,300

Para nuestro sector, se requerirá licencia ambiental en los siguientes casos:



Las actividades de **exploración sísmica** que requieran la construcción de vías y las actividades de exploración sísmica en las áreas profundidades inferiores a 200 metros.



Los proyectos de **perforación exploratoria** por fuera de campos de producción de hidrocarburos existentes.



La **explotación de hidrocarburos** que incluye, la construcción de instalaciones, las obras complementarias incluidas el transporte interno de fluidos del campo por ductos, el almacenamiento interno, vías internas y demás infraestructuras asociadas y conexas.



El **transporte y conducción** de hidrocarburos líquidos y gaseosos que se desarrollen por fuera de los campos de explotación con diámetros iguales o superiores a seis (6) pulgadas (15.24 centímetros).



La construcción y operación de **refinerías** y los desarrollos petroquímicos que formen parte de un complejo de refinación.

El trámite de licenciamiento ambiental se encuentra en el Decreto 1076 de 2015, en los artículos 2.2.2.3 y subsiguiente. Se puede resumir así:



Pese a que la ANLA tiene la autoridad en materia ambiental, esto no quiere decir que las autoridades ambientales locales no tengan facultades regulatorias en los proyectos de hidrocarburos. Las CARs no sólo deben hacer parte del trámite de licenciamiento ambiental, dando su concepto sobre la viabilidad del proyecto, sino que son las encargadas de decidir en temas relacionados con la sísmica, la inversión de no menos del 1% y en cualquier trámite que no requiera de licencia ambiental (por ejemplo en la perforación de pozos estratigráficos).

Es precisamente en la inversión de no menos del 1% donde la industria puede afectar de forma más evidente el medio ambiente. Esta inversión debe realizarse por personas que tengan una licencia ambiental y hagan uso de fuentes naturales de agua. Su uso debe ser en la protección y recuperación de fuentes hidrográficas, lo cual tiene una gran visibilidad ante las comunidades y las autoridades locales. De acuerdo con las cifras presentadas por la Autoridad Nacional de Licencias Ambientales, solamente en el 2019 se han aprobado planes de inversión por \$72,300

millones de pesos, de los cuáles el 73% corresponde al sector de hidrocarburos.

El rol de las corporaciones autónomas regionales en la protección del medio ambiente se hace fundamental especialmente en la fase de la sísmica, la cual no requiere de licencia ambiental y por lo tanto es regulada completamente por las mismas. Es por esto que es necesario contar con una institucionalidad fortalecida y capacitada para la expedición de

licencias ambientales, así como para el control posterior, que garantice el cuidado y preservación del medio ambiente y de los recursos naturales renovables.

La comunidad está en la capacidad de participar en cualquier momento, no sólo en las audiencias públicas, sino que pueden ser terceros intervinientes cuando quieran hacer parte del trámite como tal, lo cual les daría la posibilidad de hacerse parte del proceso.

3.3. Limitaciones a la regulación actual

Consideramos que, para lograr un procedimiento eficiente de licenciamiento ambiental, debemos hacer una gestión compartida entre el gobierno y la industria, para que, podamos garantizar que las autoridades ambientales tengan la capacidad administrativa suficiente para responder a las solicitudes de los particulares.

En Campetrol consideramos que las entidades ambientales se fortalecerán en la medida que sus profesionales sean altamente capacitados, y cuenten con suficiente independencia respecto de las decisiones políticas que se puedan dar dentro de los gobiernos locales y nacionales.

Por otro lado, consideramos que las diferencias de lineamientos entre corporaciones autónomas regionales puede representar un reto para el sector, ya que operar en un lugar puede significar un grupo de normas y estándares muy diferentes a los que se encuentran en una región cercana.

Finalmente, entendemos que el seguimiento a las obligaciones de licenciamiento ambiental es un desafío que debemos superar con el desarrollo de nuevas tecnologías. Por ejemplo, apoyamos la iniciativa de la ANLA de hacer seguimiento geoespacial a los proyectos licenciados, ya que esto permite una reacción más efectiva y rápida ante cualquier violación ambiental.

millones de pesos, de los cuáles el 73% corresponde al sector de hidrocarburos.

El rol de las corporaciones autónomas regionales en la protección del medio ambiente se hace fundamental especialmente en la fase de la sísmica, la cual no requiere de licencia ambiental y por lo tanto es regulada completamente por las mismas. Es por esto que es necesario contar con una institucionalidad fortalecida y capacitada para la expedición de

licencias ambientales, así como para el control posterior, que garantice el cuidado y preservación del medio ambiente y de los recursos naturales renovables.

La comunidad está en la capacidad de participar en cualquier momento, no sólo en las audiencias públicas, sino que pueden ser terceros intervinientes cuando quieran hacer parte del trámite como tal, lo cual les daría la posibilidad de hacerse parte del proceso.

3.3. Limitaciones a la regulación actual

Consideramos que, para lograr un procedimiento eficiente de licenciamiento ambiental, debemos hacer una gestión compartida entre el gobierno y la industria, para que, podamos garantizar que las autoridades ambientales tengan la capacidad administrativa suficiente para responder a las solicitudes de los particulares.

En Campetrol consideramos que las entidades ambientales se fortalecerán en la medida que sus profesionales sean altamente capacitados, y cuenten con suficiente independencia respecto de las decisiones políticas que se puedan dar dentro de los gobiernos locales y nacionales.

Por otro lado, consideramos que las diferencias de lineamientos entre corporaciones autónomas regionales puede representar un reto para el sector, ya que operar en un lugar puede significar un grupo de normas y estándares muy diferentes a los que se encuentran en una región cercana.

Finalmente, entendemos que el seguimiento a las obligaciones de licenciamiento ambiental es un desafío que debemos superar con el desarrollo de nuevas tecnologías. Por ejemplo, apoyamos la iniciativa de la ANLA de hacer seguimiento geoespacial a los proyectos licenciados, ya que esto permite una reacción más efectiva y rápida ante cualquier violación ambiental.

3.4. Recomendaciones de política

En Campetrol creemos que la industria debe operar bajo el modelo de la Urna de Cristal, es decir que nuestras operaciones sean tan transparentes que podamos recobrar la confianza en las comunidades.

Por otro lado, creemos que las limitaciones de capacidad de las autoridades ambientales deben ser suplidas por nuevas tecnologías que permitan monitoreo en tiempo real.

La industria de hidrocarburos siempre busca ejecutar sus actividades de acuerdo con los mejores estándares ambientales, es por esto que creemos que el seguimiento ambiental no es enemigo de la industria, todo lo contrario, hace que las comunidades se empoderen y confíen en la industria.



Foto: Cortesía Independence

3.4. Recomendaciones de política

En Campetrol creemos que la industria debe operar bajo el modelo de la Urna de Cristal, es decir que nuestras operaciones sean tan transparentes que podamos recobrar la confianza en las comunidades.

Por otro lado, creemos que las limitaciones de capacidad de las autoridades ambientales deben ser suplidas por nuevas tecnologías que permitan monitoreo en tiempo real.

La industria de hidrocarburos siempre busca ejecutar sus actividades de acuerdo con los mejores estándares ambientales, es por esto que creemos que el seguimiento ambiental no es enemigo de la industria, todo lo contrario, hace que las comunidades se empoderen y confíen en la industria.



Foto: Cortesía Independence

4 Transformación energética en Colombia



Foto: Cortesía Shutterstock

4.1. Introducción

La nueva concepción a nivel global sobre el desarrollo, en la cual no solamente se mide su dimensión económica y social, ha traído un nuevo actor a la conversación, la dimensión ambiental. La creciente preocupación sobre la contaminación causada por los Gases Efecto Invernadero (GEI) y sus efectos sobre el cambio climático, han llevado a plantear la necesidad de que, como humanidad, lleguemos a acuerdos sobre el desarrollo sostenible. En este escenario, una serie de foros y acuerdos se llevaron a cabo alrededor de la conservación del medio ambiente y la mitigación del cambio climático en los últimos 20 años con el objetivo de definir una política global de protección del medio ambiente, entre ellos, los que dieron nacimiento a los Objetivos de Desarrollo del Milenio (ODM), el Protocolo de Kioto, Rio+20 y el Acuerdo de París.

Hoy sería impensable concebir un modelo de desarrollo desligado de lo económico y lo social. Por un lado, el crecimiento económico, por sí solo, genera un aumento de la demanda de energía en todas las esquinas del planeta. Así mismo, el crecimiento vegetativo de la población genera una presión sobre el consumo mundial. Más personas están accediendo a recursos con los que adquieren bienes y servicios, por lo que requieren de cada vez más energía. En este

sentido, si bien el ritmo de crecimiento de la demanda global de energía ha ido disminuyendo en los últimos años, este no dejará de ser positivo. Por lo anterior, se dio inicio a la discusión por la transformación de la matriz energética global, en la cual el gas natural y las energías renovables comenzarán a ganar terreno en las próximas décadas. Con esto, se espera que en los próximos años se abra paso a una nueva ola de fuentes de energía más amigables con el medio ambiente y es así como se espera que la participación de las renovables dentro de la matriz energética incrementaría desde 5,6% en 2020 hasta 15,4% en 2040.

En este sentido, el planeta logró un acuerdo enfocado en cómo incluir el medio ambiente en la ecuación del desarrollo y el crecimiento. En 2016, los miembros de las Naciones Unidas firmaron la Agenda 2030 para el Desarrollo Sostenible, actualizando así los ODM, y la cual está sustentada en 17 objetivos, conocidos como los Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS). Específicamente, el caso específico del ODM sobre la “Sostenibilidad del Medio Ambiente”, fue actualizado por el ODS 7, “Energía asequible y no contaminante”. Lo que busca el ODS 7 es garantizar el acceso universal a servicios de energía asequibles, confiables y modernos, y buscar ampliar el acceso a energías renova-

bles y más limpias. Con los ODS la transformación energética inició su marcha.

Las cifras revelan que es el momento de iniciar el proceso de dicha transformación en Colombia. En el país, el consumo de energía experimentó un crecimiento promedio de 4,5% anual entre 2010 y 2018, y se proyecta que siga creciendo, alimentado por el crecimiento económico y poblacional. La generación de electricidad se compone en un 72% por fuentes hídricas, mientras que el reto está en ampliar el 0,1% que aporta la energía eólica. Al tiempo, Colombia produce el 0,42% de las emisiones globales de GEI, encontrándose entre los primeros 40 productores. Así mismo, si bien la cobertura eléctrica del país es del 97,02%, aún son 431 mil viviendas que no cuentan con el servicio de energía.

Este proceso de transformación energética no se dará de la noche a la mañana. Sin embargo, algo que es claro, y que es necesario que el país no pierda de su foco, es la importancia del gas como líder de este proceso de transformación energética a nivel global. La evidencia empírica ha dado cuenta de la relación entre la utilización de este recurso y la reducción en las emisiones de GEI. Sin embargo, hoy Colombia ve como se acerca el fantasma del desabastecimiento de gas. Actualmente la autosuficiencia es de 9,8 años y toda la

producción es consumida por los colombianos. En un escenario de desabastecimiento, el país tendría que importar un bien de consumo normal en las familias, a un precio de más del doble del interno, y perdiendo así la oportunidad de contar con el combustible de la transición. Por lo tanto, con el objetivo de aumentar la autosuficiencia en petróleo y gas, el Gobierno Nacional ha implementado políticas en favor de la exploración de los yacimientos continentales, los Proyectos Piloto de Investigación Integral (PPII's) en favor de los Yacimientos No Convencionales (YNC) y el desarrollo de exploración y producción Offshore. Mantener la autosuficiencia en gas es vital para avanzar en la transformación energética y tener una matriz cada vez más limpia y baja en carbono. Desde Campetrol aplaudimos y apoyamos estas iniciativas.

Así mismo, y con el objetivo de impulsar la transformación energética, junto con políticas que luchen contra el cambio climático, el Gobierno del presidente Iván Duque alineó totalmente su Plan Nacional de Desarrollo 2018-2022, "Pacto por Colombia, pacto por la equidad" con los ODS y la Agenda 2030. Específicamente, formuló políticas energéticas para la mitigación del cambio climático y la transformación energética alrededor de dos pactos, el "Pacto por la sostenibilidad: producir conservando y conservar produciendo" y el "Pacto

por la calidad y eficiencia de servicios públicos: agua y energía para promover la competitividad y el bienestar de todos”.

Por lo tanto, desde Campetrol identificamos las principales iniciativas en materia energética que, estando listadas en el PND, y como pilares en la Misión de la Transformación Energética – “Construyendo la hoja de ruta para la energía del futuro”, consideramos cruciales para la mitigación del cambio climático y la transformación de la matriz energética. En este sentido, alrededor de los tres pilares de competitividad y eficiencia; confiabilidad y sostenibilidad, listamos cinco líneas de acción en las que Campetrol ofrece su conocimiento al Gobierno

Nacional para que cuente con el gremio como un aliado de la transformación energética.

Las cinco líneas son el impulso de los medios de transporte de manera sostenible, el estímulo a las energías renovables no convencionales y eficiencia energética, la reconversión tecnológica en pro de una industria sostenible y baja en carbono, la gestión eficiente y sostenible de los recursos energéticos y el gas y su papel en la transformación energética. Como gremio enfocado en hacer País, creemos firmemente que seguiremos creciendo juntos, si trabajamos, de la mano, Gobierno, Industria y Territorio.

4.2. El cambio climático y la nueva matriz energética global

El crecimiento vegetativo de la población a nivel mundial (en especial de los países en desarrollo), el crecimiento económico, explicado en parte, por una mayor demanda mundial de energía, junto con un planeta cada vez más consciente de la importancia sobre el bienestar del cambio climático, han llevado a que la palabra “sostenibilidad ambiental” haya empezado a figurar como una de las principales preocupaciones en la agenda de los líderes a nivel global. Lo anterior, ha llevado a que en los últimos 20 años se reformulen varias de las concepciones acerca del desarrollo,

llevándolo hacia el campo de la importancia entre el triángulo de lo social, lo económico y lo ambiental, con la palabra “sostenible” en el medio de la discusión.

Luego de años de discusiones alrededor de la afectación de la actividad humana a los diversos ecosistemas, y con el objetivo de combatir el cambio climático, en febrero de 2005 entró en vigor el Protocolo de Kioto, con 187 naciones participantes en búsqueda de una disminución en las emisiones de Gases de Efecto Invernadero (GEI). Para dar continuidad al

Protocolo, en abril de 2016, 195 países del mundo firmaron el Acuerdo de París. No obstante, con la llegada de Donald Trump a la presidencia de EE.UU., el segundo mayor emisor de GEI del mundo se retiró del acuerdo. A pesar de esto, la vigencia actual del tratado evidencia el compromiso a nivel internacional frente al creciente deterioro ambiental causado por actividades humanas.

Como evidencia del aumento paulatino en la preocupación medioambiental, por primera vez en la historia, el gas natural igualó al carbón como primer generador de energía eléctrica en los países de la OCDE (Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económico). Teniendo en cuenta que la producción de energía a partir del gas representa un proceso más limpio ambientalmente que con carbón, este ratifica el inicio del cambio en el paradigma energético que se está llevando a cabo a nivel mundial, bajo el liderazgo de las economías desarrolladas. En este sentido, se espera que a largo plazo, la reconfiguración de la matriz energética mundial genere un menor impacto ambiental, a partir del liderazgo del gas natural como la principal fuente de energía.

En la misma línea, la transformación de la estructura energética también ha incrementado el interés y participación de las grandes compañías de exploración y producción a nivel

mundial en proyectos de energías renovables. En efecto, la innovación en la generación de energía para aumentar la eficiencia y disminuir el impacto ambiental ha ganado terreno dentro de las prioridades actuales de las grandes compañías petroleras, y se ha convertido en el segmento de negocio con más rápido crecimiento en la última década. Lo anterior evidencia el inicio de una transición hacia procesos con menor impacto ambiental y una diversificación en las fuentes de generación de energía.

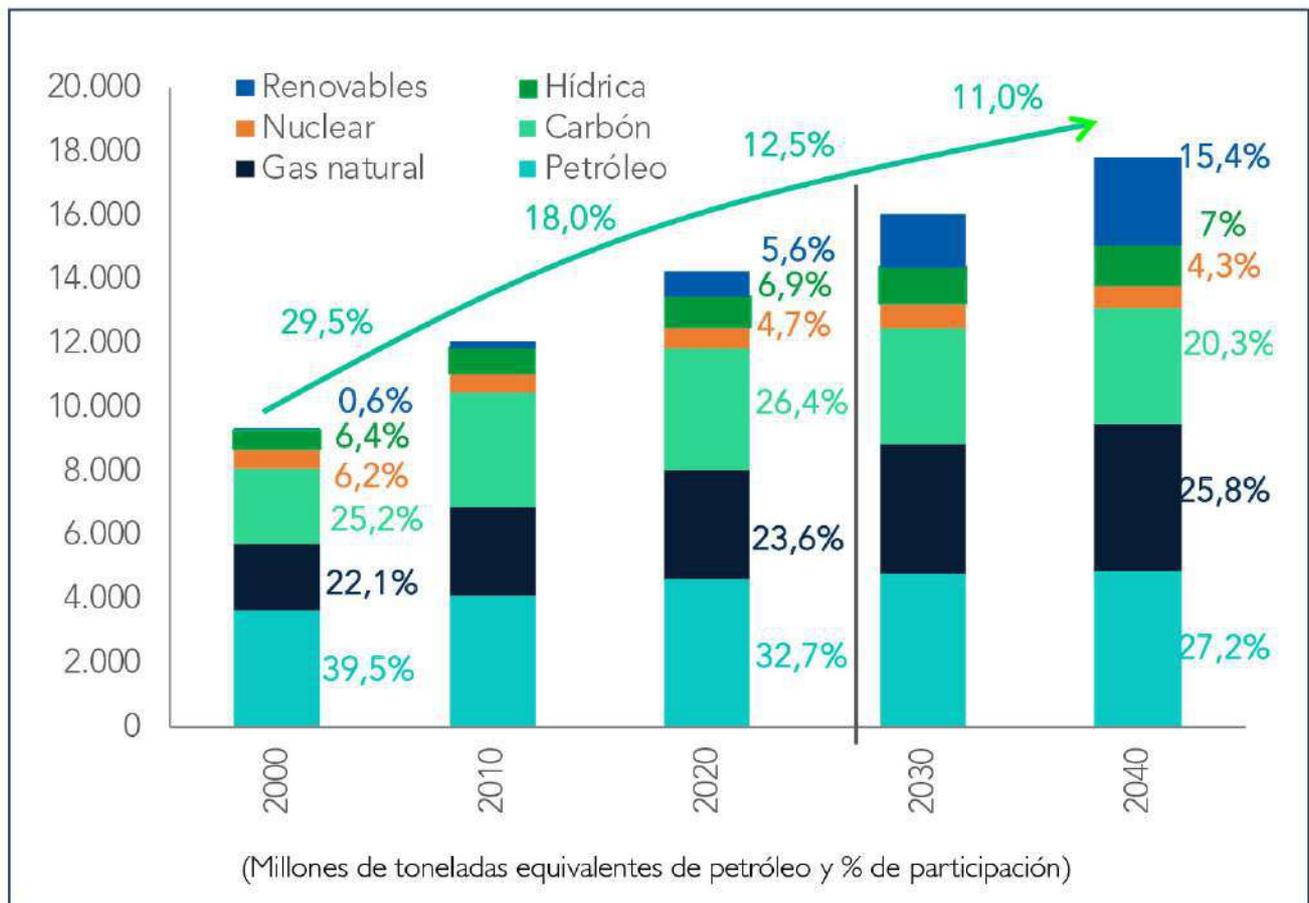
Matriz energética global

Por el crecimiento vegetativo de la población, junto con una mayor demanda alimentada por el crecimiento económico, el consumo mundial de energía ha experimentado una constante expansión desde hace más de dos décadas, aunque su crecimiento ha tendido a desacelerarse en los últimos años. En efecto, del 2000 al 2010, el consumo de energía experimentó un crecimiento promedio de 3% anual, el cual se desaceleraría con el paso del tiempo. Entre 2010 y 2020 el consumo crecería a un ritmo promedio de 1,8% anual.

Según estimaciones de la British Petroleum (BP), el crecimiento del consumo iría decayendo en los próximos 20 años. En línea con esto, de 2020 a 2030, se evidenciaría un crecimiento promedio de 1,3% anual, mientras que de 2030 a 2040 dismi-

nuiría hasta el 1,1% anual. Según esta misma entidad, el suavizamiento del consumo de energía vendría dado por un aumento en la eficiencia, al

aplicar innovaciones tecnológicas en materia de generación y uso de la energía (British Petroleum, 2018).



Consumo Mundial de Energía por Fuente

También se resalta que, a medida que el carbón ha perdido participación en la matriz energética, el gas natural y las energías renovables han ido ganando terreno. Con esto, se espera que, en los próximos años, se abra paso a una nueva ola de fuentes de energía más amigables con el medio ambiente, encabezadas por la mayor generación a partir del gas natural.

Es así como la participación del gas natural dentro de la matriz energética incrementaría desde 23,6% en 2020 hasta 26% en 2040. De manera similar, las fuentes renovables incre-

mentarían desde 5,6% en 2020 hasta 15,5% en 2040.

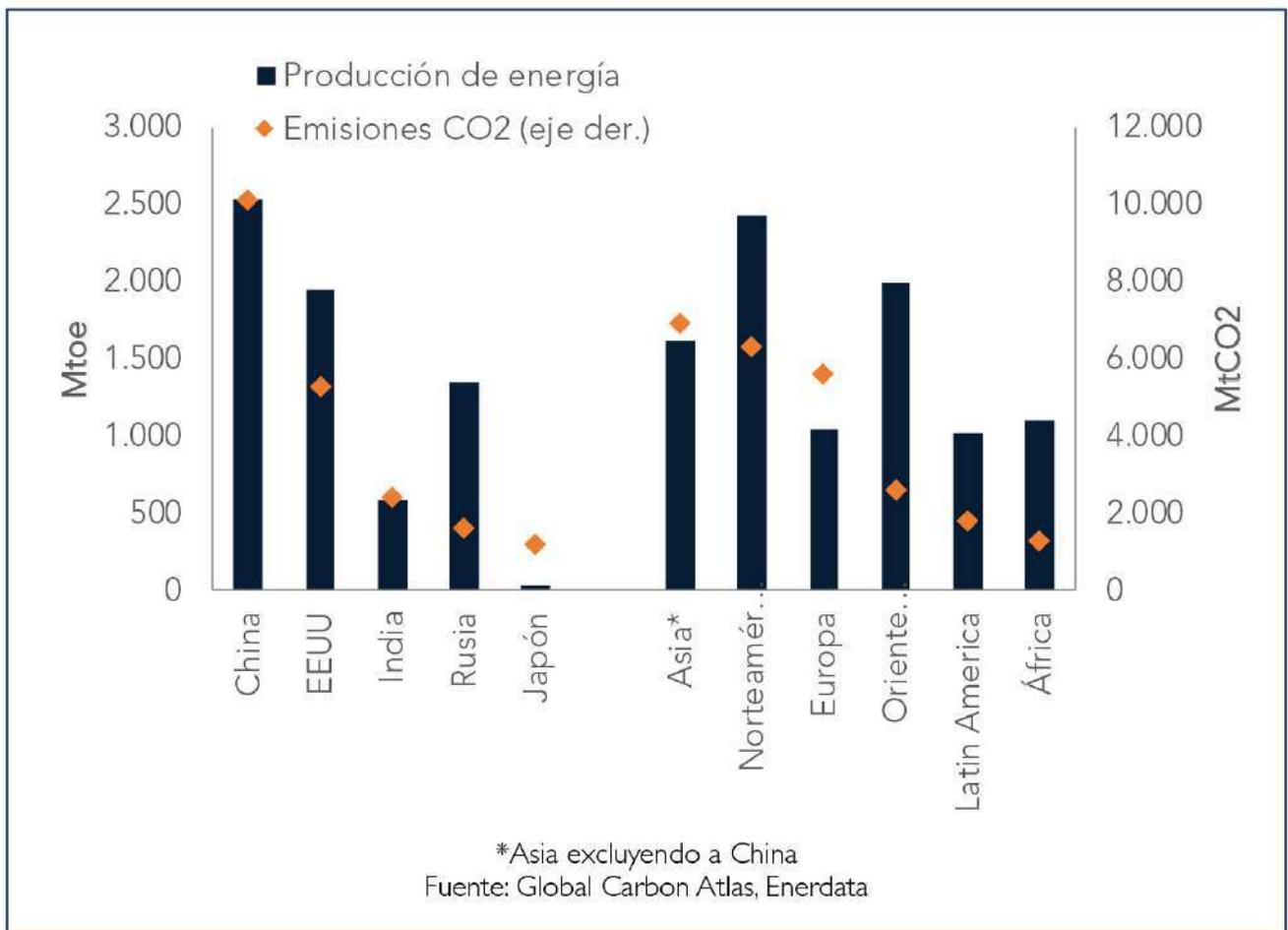
Emisiones globales de CO2

Debido a la configuración de la matriz energética, la producción de energía se encuentra relacionada directamente con las emisiones de gases contaminantes. En efecto, los principales países generadores de energía, como lo son China, EE. UU., Rusia e India, también resultan ser los principales emisores de dióxido de carbono (CO2) en la atmósfera. De esta manera, China y EE. UU. lideran tanto

la producción de energía como la emisión de gas contaminante.

Al realizar un análisis por regiones sobresale el continente asiático, el cual, excluyendo a China, se ubica en primer lugar en contaminación y en tercer lugar de generación de energía. Por otro lado, es destacable el comportamiento del Medio Oriente, quién a pesar de producir más energía que Asia (excluyendo a China), su emisión de CO2 representa solo el

37% de la emisión de este continente. Vale la pena resaltar que Europa y América Latina producen una cantidad similar de energía, aunque el nivel de emisión de CO2 es sustancialmente diferente, siendo más contaminante Europa. Lo anterior refleja que la composición de la matriz energética en los países europeos se sustenta en energías fósiles como el carbón y la energía nuclear, mientras en América Latina prima la generación de energía hidráulica.



Ranking de emisiones y producción de energía

En el caso particular de Colombia, cabe resaltar que el país ha mostrado un desempeño aceptable en materia de emisiones, teniendo una participación mínima dentro de la emisión global de CO2. Pese a su reducido

aporte, el país es firmante de los Acuerdos de París y asumió el compromiso de reducir las emisiones proyectadas a 2030 en un 20%, de tal manera en que no superen los 275 Mt de CO2.

De hecho, del total de emisión producida en América Latina, la contribución de Colombia asciende a 4,6%, similar a Chile (4,7%) y Perú (3,7%), pero sustancialmente lejos a Brasil (26,4%) y México (25,2%), quienes a su vez son los países de mayor generación de energía de la región. Por su parte, sobresale el desempeño positivo de Bolivia, Uruguay y Paraguay, con participaciones de 1,1%, 0,4% y 0,3%, respectivamente.

Por lo tanto, un porcentaje muy significativo de los incentivos para buscar aumentar la participación de las fuentes renovables a nivel mundial es el constante incremento de las emisiones contaminantes, las cuales se han duplicado en los últimos 40 años, según las cifras estimadas por Global Carbon Atlas. Si bien ha sido esta preocupación ambiental la que ha generado un mayor interés en las fuentes no convencionales, lo cierto es que su desarrollo se ha concebido gracias a condiciones económicas más favorables y mejoras tecnológicas progresivas, las cuales han permitido disminuir los costos y viabilizar financieramente estos proyectos.

Energías renovables a nivel internacional

Las energías renovables se encuentran en auge desde hace varios años. Es por esto que resulta relevante analizar las razones bajo las cuales se

han logrado posicionar dentro de las principales prioridades a nivel mundial por parte de científicos, tomadores de decisiones, analistas y agencias de cooperación

En los últimos 15 años, la generación de energía eléctrica a partir de fuentes renovables ha experimentado un fuerte crecimiento. Según la Agencia Internacional de las Energías Renovables (IRENA, por sus siglas en inglés), entre el año 2000 y el 2016, la cantidad de energía producida, al excluir las fuentes hídricas, aumentó más de un 700%. Este crecimiento fue liderado principalmente por las fuentes eólicas, las cuales, en este mismo periodo de tiempo, registraron un crecimiento exponencial, al pasar de 31.000 GW/hora en el 2000, a 958.000 GW/hora en 2016. Por otro lado, las fuentes solares han empezado a ganar participación en los últimos 8 años, ya que en 2010 generaban 34.000 GW/hora, y en 2016 alcanzaron los 329.000 GW/hora.

La recomposición de la matriz energética durante la última década, con el aumento en la importancia de las energías renovables, se fundamentó principalmente en dos condiciones: i) el incremento en los precios del petróleo y ii) la reducción de los costos de su producción. En primer lugar, el súper ciclo de las materias primas que experimentó la economía global desde 2004, permitió que las cotizaciones del barril de crudo se

De hecho, del total de emisión producida en América Latina, la contribución de Colombia asciende a 4,6%, similar a Chile (4,7%) y Perú (3,7%), pero sustancialmente lejos a Brasil (26,4%) y México (25,2%), quienes a su vez son los países de mayor generación de energía de la región. Por su parte, sobresale el desempeño positivo de Bolivia, Uruguay y Paraguay, con participaciones de 1,1%, 0,4% y 0,3%, respectivamente.

Por lo tanto, un porcentaje muy significativo de los incentivos para buscar aumentar la participación de las fuentes renovables a nivel mundial es el constante incremento de las emisiones contaminantes, las cuales se han duplicado en los últimos 40 años, según las cifras estimadas por Global Carbon Atlas. Si bien ha sido esta preocupación ambiental la que ha generado un mayor interés en las fuentes no convencionales, lo cierto es que su desarrollo se ha concebido gracias a condiciones económicas más favorables y mejoras tecnológicas progresivas, las cuales han permitido disminuir los costos y viabilizar financieramente estos proyectos.

Energías renovables a nivel internacional

Las energías renovables se encuentran en auge desde hace varios años. Es por esto que resulta relevante analizar las razones bajo las cuales se

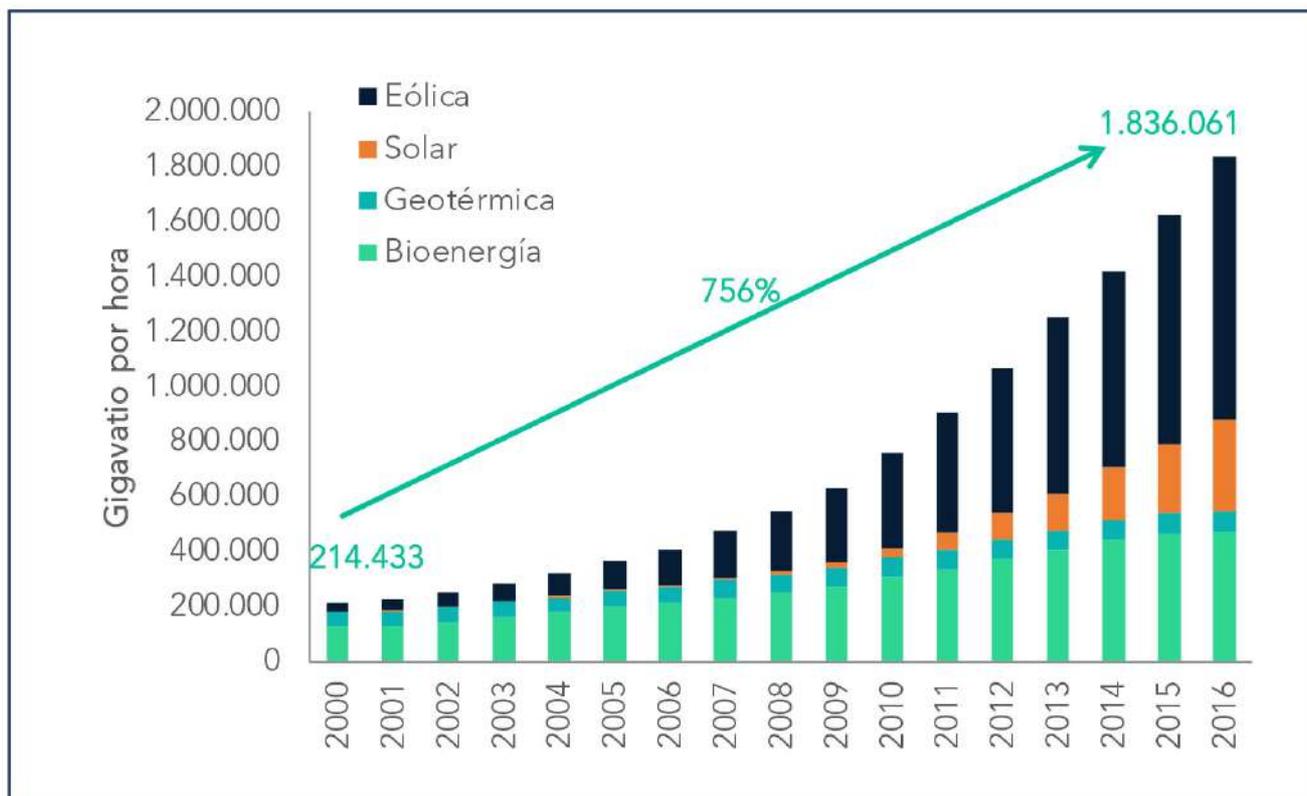
han logrado posicionar dentro de las principales prioridades a nivel mundial por parte de científicos, tomadores de decisiones, analistas y agencias de cooperación

En los últimos 15 años, la generación de energía eléctrica a partir de fuentes renovables ha experimentado un fuerte crecimiento. Según la Agencia Internacional de las Energías Renovables (IRENA, por sus siglas en inglés), entre el año 2000 y el 2016, la cantidad de energía producida, al excluir las fuentes hídricas, aumentó más de un 700%. Este crecimiento fue liderado principalmente por las fuentes eólicas, las cuales, en este mismo periodo de tiempo, registraron un crecimiento exponencial, al pasar de 31.000 GW/hora en el 2000, a 958.000 GW/hora en 2016. Por otro lado, las fuentes solares han empezado a ganar participación en los últimos 8 años, ya que en 2010 generaban 34.000 GW/hora, y en 2016 alcanzaron los 329.000 GW/hora.

La recomposición de la matriz energética durante la última década, con el aumento en la importancia de las energías renovables, se fundamentó principalmente en dos condiciones: i) el incremento en los precios del petróleo y ii) la reducción de los costos de su producción. En primer lugar, el súper ciclo de las materias primas que experimentó la economía global desde 2004, permitió que las cotizaciones del barril de crudo se

ubicaran en máximos históricos entre 2011 y 2014 (año del declive de los precios internacionales del hidrocarburo). Debido a los altos precios, la

siempre creciente demanda de energía tuvo que buscar fuentes alternativas y de menor costo que sustituyeran al petróleo.



Generación de Energía por Fuentes Renovables (excl. Hídrica). Fuente: IRENA.

Con esta búsqueda, el interés mundial y los flujos de inversión, enfocados en mejoras tecnológicas para disminuir los costos, se volcaron sobre las fuentes renovables. En efecto, el incremento de la inversión en generación de energía derivada de fuentes alternativas mostró una clara correlación positiva desde el comienzo del incremento de los precios del crudo en 2004.

Así mismo, la posterior caída del precio del petróleo entre finales del 2014 y el 2016, desincentivó las inversiones en fuentes alternativas, pues al poder acceder a la energía eficiente y

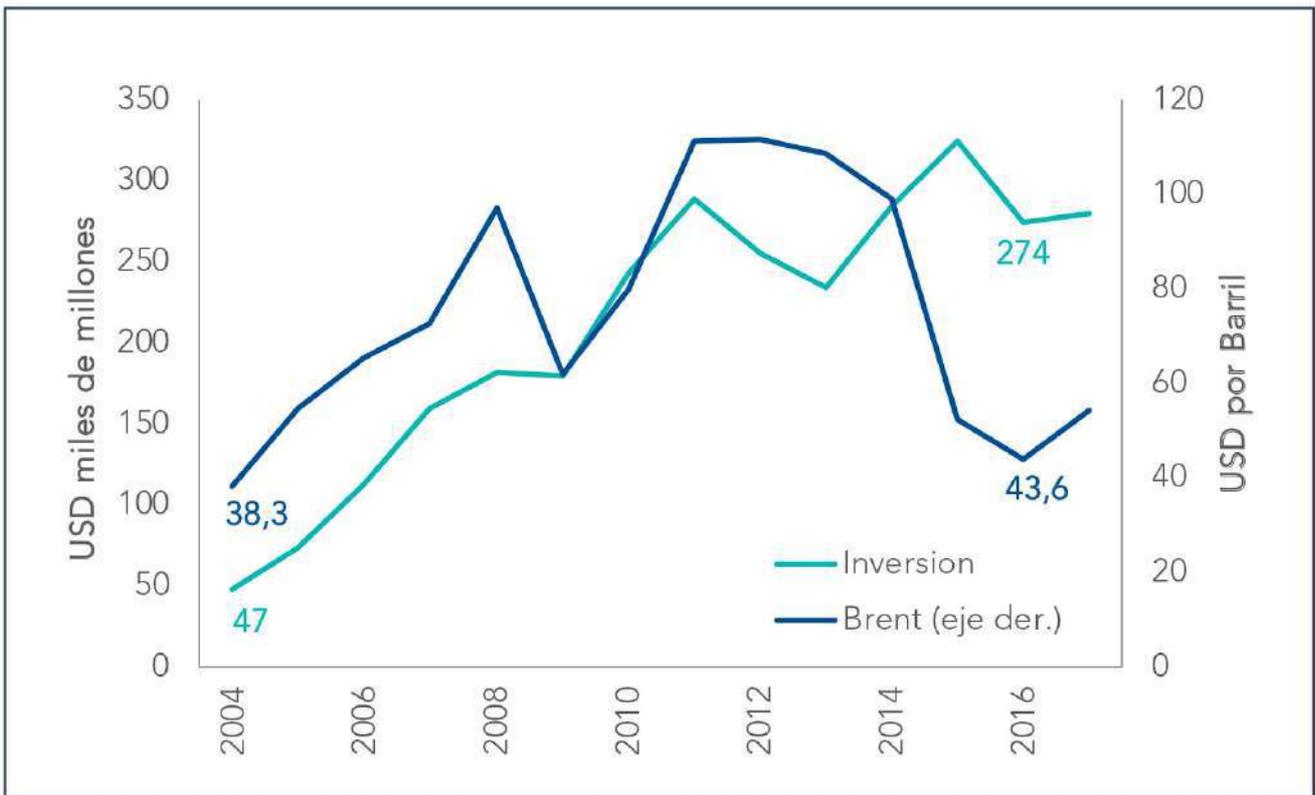
concentrada, generada por combustibles fósiles a un menor costo, las energías renovables no convencionales perdieron atractivo y percibieron una disminución en sus flujos de inversión.

En segunda instancia, gracias al crecimiento de las inversiones en fuentes alternativas, se generaron innovaciones tecnológicas que permitieron aumentar la eficiencia y disminuir el costo de inversión en los proyectos. Como consecuencia, estos nuevos descubrimientos permitieron que los costos alrededor de la generación de fuentes no tradicionales decrecieran,

de modo que se hicieron cada vez más atractivos ante una demanda ávida por energía más limpia.

En línea con lo anterior, el IRENA explica que, si bien, la competitividad de los diferentes mercados genera un gran diferencial en los costos instalados, a nivel global, el costo total promedio ponderado de los proyec-

tos de energía solar fotovoltaica, a escala de servicios públicos, disminuyó alrededor de un 56% entre 2010 y 2015. De esta manera, hacia el mediano plazo, las presiones competitivas acelerarían la convergencia de costos y los impulsarían a la baja, incentivando la inversión en proyectos de energía solar (IRENA, 2016).



Nueva inversión en energías renovables y cotización Brent. Fuente: IRENA.

De manera similar, los costos de la instalación de proyectos de energía eólica han tenido una marcada tendencia a la baja. En efecto, los precios de las turbinas eólicas han caído entre 30% y 40% desde 2009, al mismo tiempo que los avances tecnológicos han permitido una mejora en la eficiencia, con un mayor aprovechamiento del potencial eólico. Ahora bien, pese a la creciente demanda, a

futuro, los costos promedio continuarán disminuyendo en la medida en que la tecnología hará más costo eficiente la generación de energía eólica, especialmente debido a la presión continua sobre los precios de las turbinas eólicas y el crecimiento continuo en la altura y en las áreas de barrido, lo que resultaría en una mayor capacidad de viento (IRENA, 2016).

Ante el gran interés a nivel mundial sobre las energías renovables, en especial de las economías desarrolladas, la principal consecuencia es el aumento en las líneas de investigación en energía renovable en las principales universidades del mundo y el boom de empresas enfocadas en estas áreas de negocio, o de spin offs de compañías energéticas que han iniciado un proceso de viraje hacia las renovables. Sin embargo, las renovables también son un asunto geopolítico en su intento de desprenderse de la dependencia de las fuentes fósiles. Dentro de los diez países con mayor generación neta de electricidad a partir de fuentes renovables a 2015,

destaca China como mayor productor, superando en más del doble a EE.UU., sin embargo, el liderato de China es entendible debido a la vasta población que posee el país asiático y a su búsqueda de una autosuficiencia energética completa.

De hecho, al analizar la generación de energía per cápita se encuentra el liderazgo de las economías en desarrollo, en la medida en que la magnitud de sus inversiones es superior a las de las economías en desarrollo, de modo que Alemania sobresale con 2,2 Megavatios/hora por persona, duplicando la generación per cápita de China.

País	Generación de energía eléctrica (GW h)	Población (millones)	País	Generación de energía eléctrica (GW h por persona)	País	Participación de renovables en el total de energía
China	1371762,3	1371	Alemania	2,29	Noruega	0,66
EEUU	562450,7	320,9	Brasil	2,09	Suecia	0,52
Brasil	430489,7	206	España	2,08	Letonia	0,37
India	210493,3	1309	Italia	1,79	Filandia	0,37
Alemania	187005,2	81,69	EEUU	1,75	Costa Rica	0,33
Japón	166751	127,1	Francia	1,34		
Italia	108916,6	60,73	Japón	1,31		
España	97089,1	46,62	Reino Unido	1,27		
Francia	89358,3	66,62	China	1		
Reino Unido	82942,6	65,13	India	0,16		

Nueva inversión en energías renovables y cotización barril de petróleo WTI. Fuente: IRENA, REN21

Por otro lado, el interés no solo ha sido evidente en las decisiones de política de los países. Es pertinente mencionar las inversiones que están realizando las grandes compañías petroleras dentro de las energías renovables, lo que refleja la importancia y el ímpetu del movimiento alrededor de la sostenibilidad que se está llevando a cabo actualmente.

Ejemplo de esto es la Oil and Gas Climate Initiative, compuesta por grandes compañías de exploración y producción como Repsol, BP, Saudi Aramco, Total, Shell, Eni, Reliance, Statoil, Pemex y CNP. Esta iniciativa se encuentra comprometida con la dirección trazada en los acuerdos de París y planea realizar una inversión de USD 1.000 millones para luchar

Ante el gran interés a nivel mundial sobre las energías renovables, en especial de las economías desarrolladas, la principal consecuencia es el aumento en las líneas de investigación en energía renovable en las principales universidades del mundo y el boom de empresas enfocadas en estas áreas de negocio, o de spin offs de compañías energéticas que han iniciado un proceso de viraje hacia las renovables. Sin embargo, las renovables también son un asunto geopolítico en su intento de desprenderse de la dependencia de las fuentes fósiles. Dentro de los diez países con mayor generación neta de electricidad a partir de fuentes renovables a 2015,

destaca China como mayor productor, superando en más del doble a EE.UU., sin embargo, el liderato de China es entendible debido a la vasta población que posee el país asiático y a su búsqueda de una autosuficiencia energética completa.

De hecho, al analizar la generación de energía per cápita se encuentra el liderazgo de las economías en desarrollo, en la medida en que la magnitud de sus inversiones es superior a las de las economías en desarrollo, de modo que Alemania sobresale con 2,2 Megavatios/hora por persona, duplicando la generación per cápita de China.

País	Generación de energía eléctrica (GW h)	Población (millones)	País	Generación de energía eléctrica (GW h por persona)	País	Participación de renovables en el total de energía
China	1371762,3	1371	Alemania	2,29	Noruega	0,66
EEUU	562450,7	320,9	Brasil	2,09	Suecia	0,52
Brasil	430489,7	206	España	2,08	Letonia	0,37
India	210493,3	1309	Italia	1,79	Filandia	0,37
Alemania	187005,2	81,69	EEUU	1,75	Costa Rica	0,33
Japón	166751	127,1	Francia	1,34		
Italia	108916,6	60,73	Japón	1,31		
España	97089,1	46,62	Reino Unido	1,27		
Francia	89358,3	66,62	China	1		
Reino Unido	82942,6	65,13	India	0,16		

Nueva inversión en energías renovables y cotización barril de petróleo WTI. Fuente: IRENA, REN21

Por otro lado, el interés no solo ha sido evidente en las decisiones de política de los países. Es pertinente mencionar las inversiones que están realizando las grandes compañías petroleras dentro de las energías renovables, lo que refleja la importancia y el ímpetu del movimiento alrededor de la sostenibilidad que se está llevando a cabo actualmente.

Ejemplo de esto es la Oil and Gas Climate Initiative, compuesta por grandes compañías de exploración y producción como Repsol, BP, Saudi Aramco, Total, Shell, Eni, Reliance, Statoil, Pemex y CNP. Esta iniciativa se encuentra comprometida con la dirección trazada en los acuerdos de París y planea realizar una inversión de USD 1.000 millones para luchar

en contra del cambio climático y desarrollar tecnologías que reduzcan las emisiones y mitiguen su impacto ambiental. Como evidencia de esta iniciativa, BP se perfila como uno de los mayores promotores de la energía eólica en EE. UU.. Por su parte, Total promueve abiertamente la generación de energía a partir de la luz solar con los paneles de SunPower. Así mismo, Repsol mantiene participaciones en parques eólicos marinos y en innovaciones tecnológicas.

Si bien Exxon Mobil no hace parte de esta iniciativa, por varios años y de forma individual se ha constituido como uno de los mayores entusiastas ambientales dentro del sector petrolero, al promover investigaciones tecnológicas amigables ambientalmente. Actualmente, la compañía se encuentra realizando proyectos de biocombustible a partir de algas marinas, biodiesel compuesto por desechos orgánicos y celdas de combustible de carbonato.

Cabe mencionar que aunque estos proyectos aún se encuentran a 10 años de distancia, podrían ser implementados en soluciones tecnológicas aún más grandes en un futuro y podrían representar un nuevo cambio estructural en la matriz energética global.

Otro ejemplo reciente de la popularidad en la implementación de las fuen-

tes de energía renovables es el proyecto de vinculación de fuentes solares y eólicas a la estructura productiva energética de Arabia Saudita y su estatal petrolera Saudi Aramco. Con el anuncio de la licitación del proyecto solar Sakaka por 300 megavatios, por parte del ministro de energía Khalid Al-Falih en el Foro de Inversión en Energías Renovables de Arabia Saudita (SAREIF por sus siglas en inglés), se dio el primer paso hacia el cumplimiento de la meta de que el porcentaje de energía renovable para 2023 sea del 10% de la capacidad instalada total de este país.

Lo anterior evidencia que, incluso en un país en donde los hidrocarburos representan cerca del 50% del PIB y alrededor del 85% de los ingresos de exportación, los costos de implementación y generación de tecnologías renovables son relativamente menores, de modo que resultan rentables y económicamente viables como alternativas para los combustibles fósiles y para la diversificación de la matriz energética. Que este país, tradicionalmente petróleo-dependiente, decida iniciar un proyecto alrededor de las fuentes renovables, brinda un mensaje importante a la comunidad internacional alrededor de la necesidad de el impulso a estas fuentes de generación eléctrica.

Conclusiones

El auge mundial en la preocupación por la contaminación ambiental y el cambio climático ha sido acompañado por un fortalecimiento en las fuentes de energía renovables no convencionales. Adicionalmente, el ciclo de precios del crudo ha profundizado este cambio, mediante el incremento del interés en realizar proyectos en fuentes más limpias ambientalmente. De esta manera, se ha observado un alza en los flujos de capital destinados como nuevas inversiones en proyectos de generación de energía a partir de fuentes renovables. Lo anterior, se ha evidenciado con el constante incremento en la participación de estas fuentes dentro de la matriz energética mundial.

En paralelo a la nueva coyuntura de las energías renovables, las mayores inversiones y el incremento en la competitividad en este mercado, han generado unas reducciones drásticas en los costos de instalación de los proyectos, en especial, para el caso de las fuentes eólicas y solares. Como resultado, tanto inversionistas privados como agentes estatales se muestran cada vez más interesados en los proyectos de energías limpias con el medio ambiente. El caso de Arabia Saudita es una fuerte señal al mercado.

Bajo esta nueva perspectiva energética, las compañías petroleras más importantes del mundo están expandiendo su negocio hacia las energías renovables no convencionales, transformando su visión de compañía de hidrocarburos a compañías de energía. Lo anterior, evidencia que el sector petrolero puede y debe involucrarse y apalancar la transformación energética mundial.

Sin embargo, es importante mencionar que la transformación energética no va direccionada única y exclusivamente hacia fuentes renovables no convencionales. El gas natural, representa una oportunidad para reducir el impacto ambiental de la generación y el consumo energético gracias a que éste es el combustible fósil más limpio de todos, con lo cual permite la reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero, en comparación con el resto de las fuentes no renovables.

De esta manera, la transformación energética mundial dependerá del desarrollo que se le den a las energías renovables no convencionales y al gas natural, siendo este último el principal líder de la matriz energética del futuro.

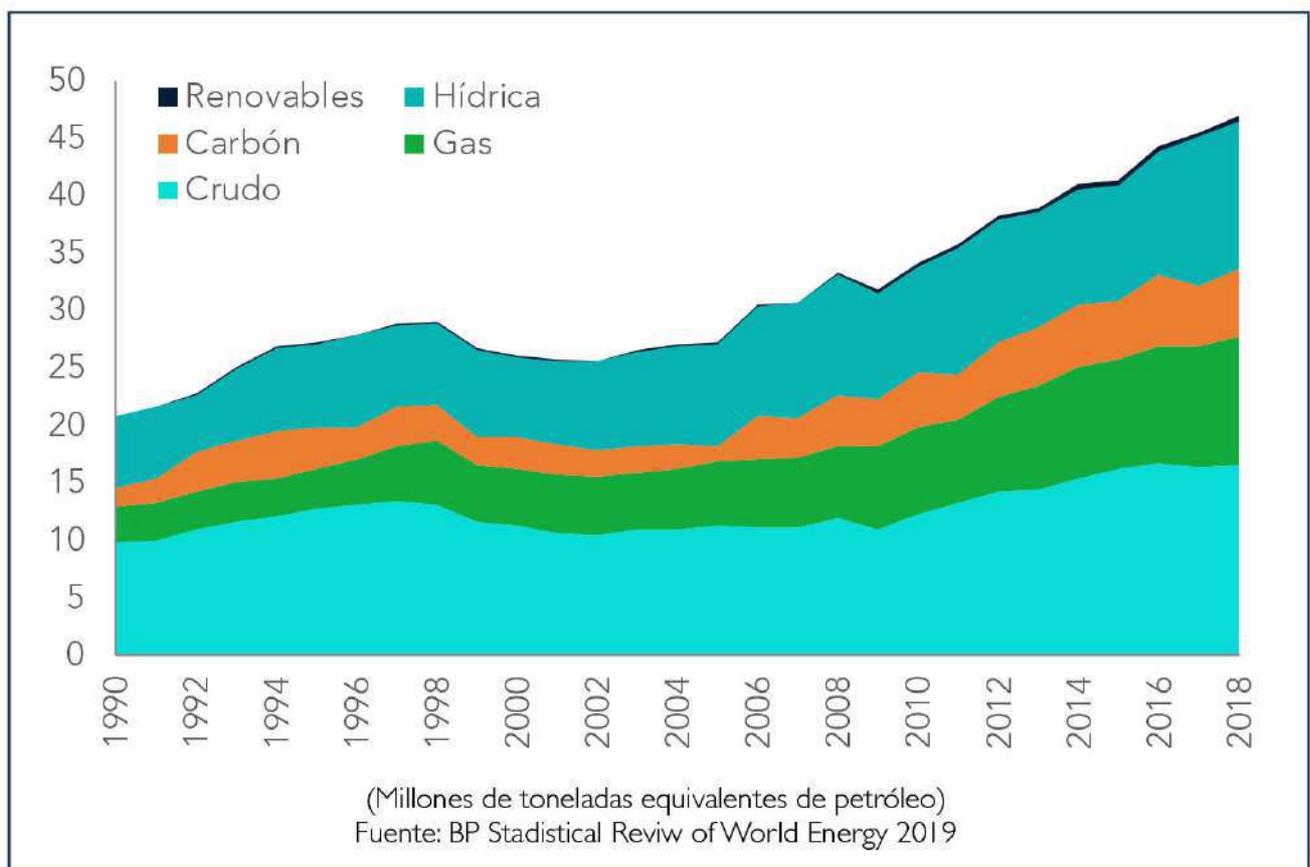
4.3. El contexto energético Colombiano

Matriz energética Colombiana

El consumo de energía en Colombia ha experimentado una constante expansión desde hace más de tres décadas y su crecimiento ha tendido a acelerarse en los últimos 10 años, alimentado por el crecimiento económico y las mejoras en el nivel de vida de los colombianos, lo cual aumenta la demanda energética. En efecto, del 2010 al 2018 el consumo experimentó un crecimiento promedio de 4,5% anual, mientras que, de 1990 a 2010 el crecimiento promedio fue de 1,9% anual. Adicionalmente, al tener en cuenta las estimaciones poblacionales,

se esperaría que la tendencia al alza se mantenga a mediano y largo plazo.

La matriz de consumo energético en Colombia se compone en un 52% por la suma de gas natural, fuentes hídricas y renovables no convencionales, que representan las fuentes energéticas más limpias en cuanto a la emisión de gases de efecto invernadero. Es importante destacar que la participación de estas fuentes limpias ha venido incrementándose continuamente. En efecto, en 2010 su participación era de 46%, 6 puntos porcentuales menos a la participación en 2018.



Consumo de Energía por Fuente en Colombia

Ahora bien, la matriz energética colombiana en generación de electricidad se compone casi en su totalidad por las centrales hidroeléctricas y térmicas, ya que las eólicas solo aportan un 0,1% de la producción total. De esta manera, las fuentes hídricas representan el 72% de la generación de energía, mientras que las térmicas el 28%. A pesar de la predominancia actual de las hidroeléctricas, en los

últimos años las centrales térmicas han ganado participación, dado que en 2006 solo generaban un 18% de la energía eléctrica total. La caída de la participación de las centrales hidroeléctricas se ha debido, en parte, a las dificultades asociadas al licenciamiento ambiental, las consultas previas y la relación con las comunidades.



Generación de energía eléctrica. Fuente: UPME.

La alta concentración en la matriz de energía demuestra la dependencia que tiene el país hacia las centrales hidroeléctricas, en la medida en que, al ser una fuente de energía sensible a los cambios climáticos, expone al país a riesgos de abastecimiento energético.

En efecto, el principal enemigo de

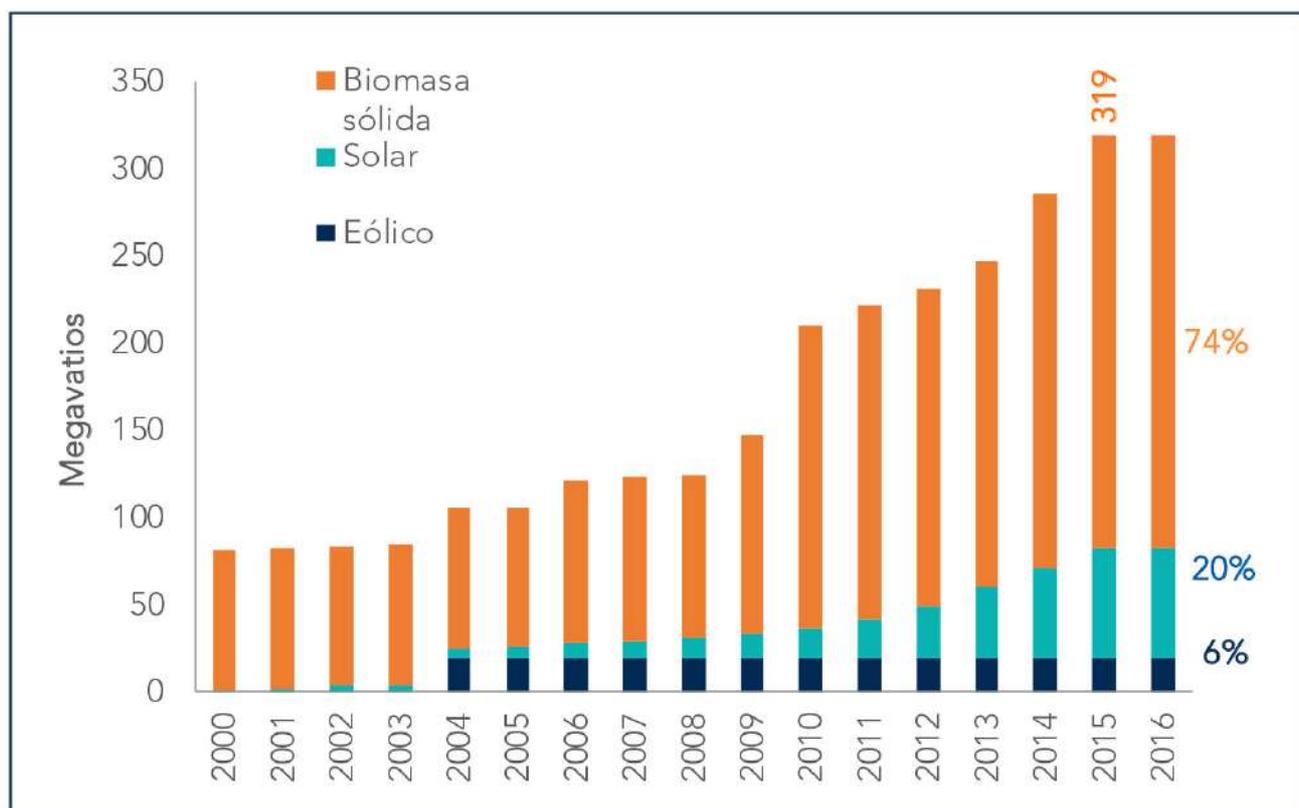
este recurso es el Fenómeno del Niño, el cual suele presentarse en el país aproximadamente cada cuatro años, ocasionando sequías y generando escasez en los embalses. Adicionalmente, el riesgo climático se profundiza teniendo en cuenta que la gran mayoría de generación hidroeléctrica proviene de una sola cuenca, la de Cauca-Magdalena. Ejemplo de esto,

fue la situación de desabastecimiento presentada en 1992, la cual estuvo cerca de repetirse en el 2016.

Frente a situaciones de sequía, el país se ve obligado a la utilización del diésel y gas como sustituto a las fuentes hídricas, las cuales han sido construidas gracias al cargo por confiabilidad. Si bien esto permitió que el país no enfrentara racionamientos en 2016, la generación de energía a través de este medio genera que los precios se eleven, de modo que quienes más sufren por esta configuración de la matriz energética son los hogares de menores ingresos. De igual forma, esta energía es más contaminante y sus emisiones generan presiones sobre el cumplimiento de los acuerdos de París, del cual el

Estado colombiano fue firmante. Todo lo anterior indica que la matriz energética colombiana debe diversificarse, con el fin de reducir el riesgo de desabastecimiento por sequías y disminuir la dependencia de las fuentes hídricas.

Debido a la riqueza natural a lo largo de todo su territorio, Colombia posee potencial para desarrollar proyectos de energías renovables no convencionales tales como la eólica y la solar. Estos proyectos lograrían complementar la generación actual de energía, ya que en temporadas de sequía y de alto estrés para las hidroeléctricas, las fuentes solares y eólicas podrían abastecer un porcentaje importante del déficit energético causado por el cambio climático.



Capacidad instalada de energías renovables. Fuente: IRENA

Para 2016, la capacidad instalada de las fuentes no convencionales de energía renovable en Colombia llegó hasta los 319 Megavatios, una cifra muy inferior a la capacidad instalada de las hidroeléctricas (11.606 Megavatios). Al desagregar los 319 Megavatios instalados, se evidencia que el 19,8% (63,6 Megavatios) pertenecen a energía solar y el 6,1% (19,5 Megavatios) a fuentes eólicas. Sin embargo, a pesar de la baja capacidad instalada que posee el país, se debe resaltar que la infraestructura para generación de energía solar se encuentra en crecimiento desde el 2008.

Así mismo, según la Asociación Colombiana de Energías Renovables, a final de 2017 se encontraban vigentes 479 proyectos de generación energética en la Unidad de Planeación Minero-Energética (UPME), de los cuales el 71% serían de energías renovables no convencionales (315 solares, 12 eólicos y 14 de biomasa).

En este sentido, aplaudimos los esfuerzos del Gobierno Nacional alrededor de la subasta del cargo por confiabilidad, en la cual se adjudicaron 1.398 MW (3,26GWh/día) de FNCER (Fuentes No Convencionales de Energía Renovable) en 6 proyectos eólicos en La Guajira y 2 solares en Cesar. Creemos firmemente que estos proyectos, además de traer energía a las regiones, son fuente de encadenamientos productivos que

traerán desarrollo regional productivo.

Regulación y marco normativo colombiano

En los últimos años, se han llevado a cabo grandes avances desde que el gobierno inició la legislación en materia de energías renovables con la Ley 1665 de 2013, por medio de la cual se aprobó el “Estatuto de la Agencia Internacional de Energías Renovables” (IRENA) con el fin de promover la implantación y el uso de energías renovables y lograr un desarrollo sostenible.

Luego de esto, en 2014 se expediría la Ley 1715 con el objeto de promover el desarrollo y la utilización de las fuentes no convencionales de energía, en especial las de carácter renovable, junto con su implementación en el sistema energético nacional y la búsqueda de reducciones en la emisión de gases contaminantes.

Bajo esta ley, se darían diferentes incentivos a la inversión, tales como el derecho a reducir anualmente de la renta, por los 5 años siguientes al año gravable en que se haya realizado la inversión, la mitad (50%) del valor total de la inversión realizada. Así mismo, se generarían incentivos sobre el IVA, los aranceles y a la depreciación acelerada de activos.

Con el fin de complementar esta legislación, se han llevado a cabo diferentes resoluciones y decretos, los cuales enumeramos a continuación (Estudio Legal Hernández Abogados & Asociados, 2019):

1. Decreto 2492 de 2014 “Por el cual se adoptan disposiciones en materia de implementación de mecanismos de respuesta de la demanda”.

2. Decreto 2469 de 2014 “Por el cual se establecen los lineamientos de política energética en materia de entrega de excedentes de autogeneración”.

3. Decreto 2143 de 2015 “Por el cual se adiciona el Decreto Único Reglamentario del Sector Administrativo de Minas y Energía, 1073 de 2015, en lo relacionado con la definición de los lineamientos para la aplicación de los incentivos establecidos en el Capítulo III de la Ley 1715 de 2014”.

4. Resolución UPME 0281 de 2015 “Por la cual se define el límite máximo de potencia de la autogeneración a pequeña escala”.

5. Resolución CREG 024 de 2015 “Por la cual se regula la actividad de autogeneración a gran escala en el Sistema Interconectado Nacional (SIN)”.

6. Decreto 1623 de 2015 “Por el cual se modifica y adiciona el Decreto 1073 de 2015, en lo que respecta al establecimiento de los lineamientos de política para la expansión de la cobertura del servicio de energía

eléctrica en el Sistema Interconectado Nacional y en las Zonas No Interconectadas”.

7. Resolución Ministerio de Ambiente 1312 de 11 agosto de 2016 “Por la cual se adoptan los términos de referencia para la elaboración del Estudio de Impacto Ambiental – EIA, requerido para el trámite de la licencia ambiental de proyectos de uso de fuentes de energía eólica continental y se toman otras determinaciones”.

8. Resolución Ministerio de Ambiente 1283 de 8 agosto de 2016 “Por la cual se establece el procedimiento y requisitos para la expedición de la certificación de beneficio ambiental por nuevas inversiones en proyectos de fuentes no convencionales de energías renovables – FNCER y gestión eficiente de la energía, para obtener los beneficios tributarios de que tratan los artículos 11, 12, 13 y 14 de la Ley 1715 de 2014 y se adoptan otras determinaciones”.

9. Decreto 348 de 2017 “Por el cual se adiciona el Decreto 1073 de 2015, en lo que respecta al establecimiento de los lineamientos de política pública en materia de gestión eficiente de la energía y entrega de excedentes de autogeneración a pequeña escala”.

10. Resolución Ministerio de Ambiente 1988 de 2017. PAI 2017 – PROURE (Programas para Exclusión IVA).

11. Resolución UPME 585 de 2017 (Procedimiento ante UPME Exclusión de IVA).

12. Resolución Ministerio de Ambiente 2000 de 2017 (Procedimiento ante ANLA para exclusión de IVA).

13. Decreto 1543 de 2017 “Por el cual se reglamenta el Fondo de Energías No Convencionales y Gestión Eficiente de la Energía, Fenoge”.

14. Resolución CREG 167 de 2017 “Por la cual se define la metodología para determinar la energía firme de plantas eólicas”.

15. Resolución CREG 201 de 2017 “Por la cual se modifica la Resolución CREG 243 de 2016, que define la metodología para determinar la energía firme para el Cargo por Confiabilidad, ENFICC, de plantas solares fotovoltaicas”.

16. Decreto 570 de 2018 “Por el cual se adiciona el Decreto Único Reglamentario del Sector Administrativo de Minas y Energía, 1073 de 2015, en lo relacionado con los lineamientos de política pública para la contratación a largo plazo de proyectos de generación de energía eléctrica y se dictan otras disposiciones”.

17. Resolución CREG 015 de 2018 “Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el Sistema Interconectado Nacional”. Ver capítulo 10 para metodología de cálculo del servicio de respaldo.

18. Resolución CREG 030 de 2018 “Por la cual se regulan las actividades de autogeneración a pequeña escala y

de generación distribuida en el Sistema Interconectado Nacional”.

19. Resolución CREG 038 de 2018 “Por la cual se regula la actividad de autogeneración en las zonas no interconectadas y se dictan algunas disposiciones sobre la generación distribuida en las zonas no interconectadas”.

Conclusiones

La matriz energética colombiana, gracias al papel protagónico del gas natural y las hidroeléctricas, es vista como un ejemplo a seguir en materia de energías renovables. No obstante, la falta de diversificación en las fuentes de generación eléctrica representa una alta dependencia hacia el recurso hídrico, lo que implica riesgos latentes que pueden llevar al país a una situación de desabastecimiento en cualquier momento, especialmente en épocas donde se gesten el Fenómeno del Niño. Es allí donde reside la justificación más relevante para impulsar las energías no convencionales, junto con su completa integración al sistema energético y a futuro, la posibilidad de realizar interconexiones con países vecinos para exportar los excedentes energéticos.

En cuanto al licenciamiento ambiental de las energías renovables, es necesario que se desarrolle una normatividad robusta dirigida específicamente a los proyectos de generación a partir de fuentes renovables, ya que la

normatividad actual está enfocada a proyectos tradicionales. Para esto, se debe tener en cuenta la aplicabilidad del diagnóstico ambiental de alternativas, la definición y adopción de términos de referencia para los estudios de impacto ambiental y finalmente, el uso del suelo. Este último resulta imperativo, ya que es la barrera inicial en el desarrollo de proyectos de este tipo, debido a la definición en los planes de ordenamiento territorial (POT) que impiden la implementación de los proyectos.

Por otro lado, el desarrollo del potencial del gas natural representa una oportunidad para continuar supliendo la demanda energética del país de manera eficiente y segura, y al mismo tiempo mantener el compromiso con la disminución en las emisiones de gases de efecto invernadero.

En suma, las condiciones están dadas para favorecer el impulso en la gene-

ración de energía por fuentes renovables no convencionales y el consumo energético a partir del gas natural. Con lo anterior, se hace factible que, a mediano plazo, con el liderazgo político necesario, junto con unos niveles de inversión y ambiente de negocios, la matriz energética inicie un proceso de diversificación. Es de destacar que el Gobierno Nacional, bajo el liderazgo del Ministerio de Minas y Energía, ha dado señales claras y positivas al mercado, tanto en lo relacionado con renovables, como con la importancia y el potencial del gas natural.

En la construcción de este tipo de políticas públicas se refleja la correcta articulación entre el Gobierno, los gremios y el sector privado, y corrobora que la transformación energética no supone cerrarles las puertas a otros sectores relevantes en la economía nacional como el de hidrocarburos.

4.4. Políticas Energéticas para la Mitigación del cambio Climático y Cumplimiento de los ODS.

El crecimiento económico ha sido un concepto que, por muchos años, ha sido el resultado al que le han apuntado los países en búsqueda de mejoras en sus niveles de bienestar. Sin embargo, el crecimiento por si solo no es prenda de garantía de mejores estándares de vida para la población a nivel mundial. Es por esta necesidad, de buscar un concepto que unifique las

visiones sobre lo económico y lo social, que las principales agencias internacionales buscaron generar debates alrededor de un nuevo concepto de desarrollo. Sin embargo, desde finales del siglo XX hasta nuestros días, un tercer concepto se ha apoderado del escenario mundial, el medio ambiente. En efecto, el cuidado del planeta, de los ecosistemas y la

mitigación del cambio climático, han entrado como una prioridad en la agenda de las principales cumbres internacionales a lo largo de los últimos años. La palabra “sostenible” aparece como una nueva fuerza para crear un concepto tripartito de desarrollo, lo social, lo económico y lo ambiental.

Es por ello por lo que la humanidad ha volcado sus esfuerzos, en las arenas internacionales, a crear espacios y acuerdos que permitan debatir sobre el futuro del medio ambiente y

su relación con el crecimiento económico y el bienestar de la población. Los Objetivos de Desarrollo del Milenio fueron el primer paso en este intento de cuantificar unas metas que busquen mitigar los efectos del ser humano sobre el medio ambiente. El Protocolo de Kioto, Rio+20 y París 2015 fueron espacios que abonaron una discusión enfocada en el cambio climático, y que dieron pie al surgimiento de la Agenda 2030 y los Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS). Los ODS son 17 objetivos y 169 metas, por país, hasta 2030.



Objetivos de Desarrollo Sostenible. Fuente: Naciones Unidas.

En este sentido, el ODS 7, llamado “Energía asequible y sostenible”, se encuentra enfocado en las energías renovables y en la transformación de la matriz energética mundial. Su objetivo es que toda la población pueda acceder a fuentes de energía sostenible, teniendo en cuenta que, mientras crece la población, crece la demanda

energética. Fuentes como el gas y otro tipo de energías renovables se vuelven alternativas que marcan tendencia, pero que requieren un gran esfuerzo para posicionarse y abastecer la creciente demanda. Entre las metas de este objetivo se encuentra: (i) El acceso universal a la energía moderna, (ii) Aumenta el porcentaje

calidad y eficiencia de servicios públicos: agua y energía para promover la competitividad y el bienestar de todos”, como dos líneas estratégicas en el Plan Nacional de Desarrollo. Estos dos capítulos del PND tienen como objetivo consolidar y articular procesos que faciliten un equilibrio entre la conservación del capital natural del país, su uso responsable y la producción nacional, así como el acceso a los servicios públicos.

El fin de política pública es fortalecer el compromiso de las actividades productivas con la sostenibilidad, la reducción de impactos ambientales y la mitigación del cambio climático. Tal como lo dice el PND, el primer pacto “se logra a partir del uso eficiente de los recursos naturales, las materias primas y la energía, con esquemas de economía circular basados en la ciencia, la innovación y la adopción de tecnologías, que permitan el desarrollo de nuevos modelos de negocio y cadenas productivas que aumenten la competitividad, y generen empleo formal en nuevos sectores de la economía” (DNP, Plan Nacional de Desarrollo 2018-2022, 2019)

Ambos pactos implementan la Agenda 2030 y los ODS, en la medida en que busca aportar al cumplimiento de los ODS 1: Fin de la pobreza, ODS 2: Hambre cero, ODS 3: Salud y bienestar, ODS 6: Agua limpia y saneamiento, ODS 7: Energía asequible y no contaminante, ODS 8: Trabajo

decente y desarrollo económico, ODS 9: Industria, innovación e infraestructura, ODS 10: Reducción de las desigualdades, ODS 11: Ciudades y comunidades sostenibles, ODS 12: Producción y consumo responsable, ODS 13: Acción por el clima, ODS 14: Vida submarina, ODS 15: Vida de ecosistemas terrestres y ODS 16: Paz, justicia e instituciones sólidas.

Según (DNP, Plan Nacional de Desarrollo 2018-2022, 2019), Colombia se encuentra entre los primeros 40 países que más emiten gases de efecto invernadero (GEI) a nivel mundial, con el 0,42% de las emisiones globales en 2012. Tan solo el sector transporte, puede llegar a aportar el 78% de las emisiones al aire y el 11% de las emisiones de GEI, siendo superado por el sector agropecuario (26%). Esta alta participación del sector transporte se explica, en parte, por el consumo de combustibles fósiles y la baja participación de vehículos eléctricos, a gas natural e híbridos (apenas el 2,1% del parque automotor)

Respecto al sector de la energía, (DNP, Plan Nacional de Desarrollo 2018-2022, 2019) sostiene que si bien entre 2009 y 2017 se pasó de 10 a 303 proyectos de fuentes no convencionales de energía renovable (FNCER) registrados en la UPME, la matriz energética de Colombia, a diciembre de 2018 y con datos de PARATEC, apenas cuenta con 1% de

generación de energía correspondiente a la generación con FNCER (con 173,4 MW instalados) versus un 68% de fuentes hidráulicas y un 31% de combustibles fósiles.

Así mismo, el PND afirma que la cobertura eléctrica del país es del 97,02%, por lo que quedan 431.1373 viviendas sin servicio, de las cuales 223.688 se encuentran en zonas interconectables y 207.449 en Zonas No Interconectadas (ZNI). Para alcanzar la universalización del servicio se requieren inversiones cercanas a los \$5 billones.

La cobertura de gas combustible para el 2017 fue de 9,294 millones de usuarios conectados por redes de gas natural, 2,125 millones de usuarios de Gas Licuado de Petróleo (GLP) por cilindro y 90.000 usuarios conectados a GLP por red, según el Plan Nacional de Desarrollo. Aumentar esta cobertura requiere esfuerzos de focalización en los recursos de inversión para que sean orientados en función de las necesidades de los territorios y la población que aún no cuenta con servicios públicos de energía y gas. El DNP así mismo sostiene que es de destacar que actualmente cerca de 982.000 hogares cocinan con leña o carbón.

La generación de energía abundante y económica es una necesidad urgente en el país. El PND sostiene que el

81% de usuarios de energía eléctrica recibieron subsidios que requirieron recursos por \$2,4 billones durante el 2017 y se proyecta que para los próximos cuatro años se requieran \$8,5 billones. Frente al gas combustible, en el último cuatrienio la suma alcanzó \$2,11 billones en subsidios de gas natural por redes y \$203 mil millones para GLP.

Finalmente, con el objetivo de mitigar los efectos de los GEI sobre el medio ambiente es necesario limitar el calentamiento global (a 1,5 grados centígrados, según el Panel Intergubernamental de Cambio Climático), de modo que es importante un diseño de políticas públicas enfocadas, entre otros objetivos primarios, en diversificar la matriz energética para mitigar la afectación sobre el cambio climático. Con este objetivo, el Gobierno Nacional trazó ocho indicadores de resultado para cumplir con el Pacto por la Sostenibilidad en el PND 2018 – 2022.

En este sentido, las siguientes son las metas del Gobierno Nacional enfocadas en las políticas energéticas alrededor de la mitigación del cambio climático en Colombia. Para dar cumplimiento a estas metas, el Gobierno Nacional diseñó en el PND una serie de estrategias. Por lo tanto, desde Campetrol las identificamos en el último capítulo de este documento.

Sector	Indicador	Línea base	Meta del cuatrienio	ODS asociado (primario)	ODS asociado (secundario)
Transporte	Vehículo eléctrico registrado en el RUNT	1.695 (2016)	6,6	7	13
Minas y Energía	Intensidad energética	3,70 (terajulios/ml millones de pesos 2005)	3,43 (terajulios/ml millones de pesos 2005)	7	13
Minas y Energía	Promedio de la duración de interrupciones del servicio de energía eléctrica al año	38 horas	27 horas	7	8, 9, 11
Minas y Energía	Promedio de la cantidad de interrupciones del servicio de energía eléctrica al año	49	35	7	8, 9, 11
Minas y Energía	Nuevos usuarios con servicio de energía eléctrica	0	100	7	11
Minas y Energía	Usuarios con el servicio de gas combustible por redes	9.361.333	10.361.333	7	11
Minas y Energía	Usuarios beneficiados con programas de sustitución de leña	0	100	7	3, 12
Minas y Energía	Usuarios beneficiados con programa de eficiencia energética	0	50	7	12
Minas y Energía	Usuarios con equipo de medición inteligente instalada	200.000 (1,4%)	5.200.000 (36,0%)	7	11, 12, 15

Indicadores y Metas del Plan Nacional de Desarrollo enfocadas en las políticas energéticas para luchar contra el cambio climático.
Fuente: DNP – Plan Nacional de Desarrollo.

4.5. El papel del gas natural en la transformación energética Colombiana

El gas natural representa un recurso fundamental para el desarrollo de actividades básicas de los colombianos, así como para la realización de grandes labores de la industria del país, y como combustible alternativo a la gasolina. Es una fuente energética fundamental, y la tercera más consumida después del petróleo y la electricidad.

En este sentido, y teniendo en cuenta el potencial del recurso en el país, representa una oportunidad para la transformación de la matriz energéti-

ca nacional, y para llevar a cabo los planes del Gobierno Nacional, en línea con lo Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS). En cuanto a política pública, se habla no solamente del gas natural como sustituto de otras fuentes de energía no renovables, sino como un servicio fundamental para la población y para la autosuficiencia energética del país, que requiere ampliaciones en cobertura, calidad y duración diaria del servicio, además de incentivos en cuanto a competitividad e implementación de tecnología para potenciar el mercado.

Ahora bien, la razón fundamental que permite hablar del gas natural como fuente de energía limpia para un desarrollo sostenible, es que la evidencia empírica denota una estrecha relación entre la utilización de este recurso y la reducción en las emisiones de gas de efecto invernadero, que será analizada más adelante en este capítulo.

La UPME construye a partir de datos de Ecopetrol, Chevron, CNO Gas, Concentra y SUI, una proyección de demanda del recurso a 2033, en línea con el incentivo a la utilizar más este recurso y con el objetivo de ampliar el acceso al servicio. De esta forma, es posible plantear proyectos y acciones tanto de política pública, como de incentivos a la inversión privada, para garantizar el abastecimiento del servicio y la autosuficiencia energética de país en el camino hacia una matriz energética más limpia.

Política pública para el gas

El Gobierno Nacional contempla dentro del Plan Nacional de Desarrollo, la base de la política pública del gobierno actual, metas anuales y para el final de cuatrienio sobre abastecimiento de gas y su utilización como fuente de energía alternativa. Según el Gobierno Nacional, actualmente Colombia produce alrededor de 1.000 mpcd (millones de pies cúbicos de gas natural) y todo es consumido por los colombianos. Bajo este esce-

nario, y teniendo en cuenta que las reservas de gas cayeron significativamente entre 2017 y 2018, pasando de 11,7 años de autosuficiencia a 9,8 años, el país se puede enfrentar en el muy corto plazo a un escenario de desabastecimiento de gas, de modo que se dejaría de contar con el hidrocarburo de la transición energética y el país tendrá que comenzar a importar gas a un precio de más del doble del precio interno, ocasionando así un incremento en las tarifas de gas y energía. Por lo tanto, ante un posible escenario de desabastecimiento, en donde la demanda supere a la oferta, el Ministerio de Minas y Energía argumenta que se tiene aprobada la construcción de un nuevo terminal de importación en el Pacífico para el año 2023.

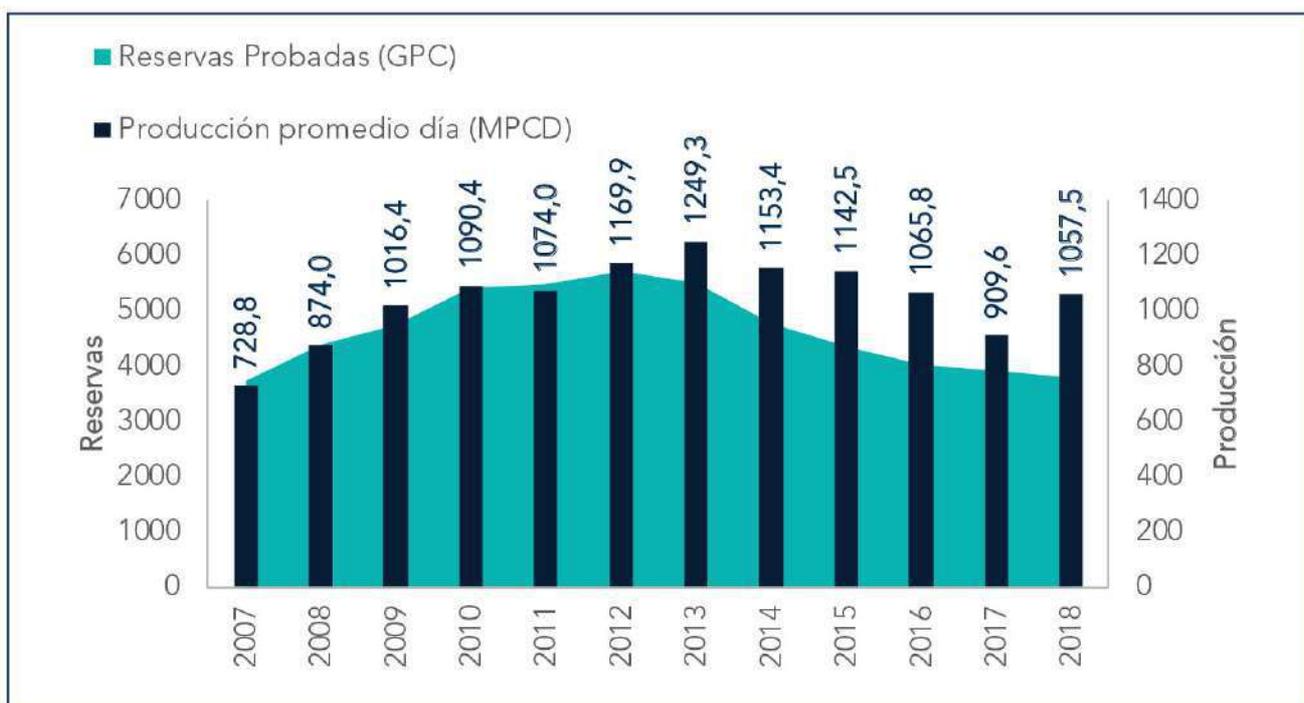
Por lo tanto, para ampliar la autosuficiencia de gas, el Gobierno Nacional ha establecido tres ejes estratégicos, los cuales se encuentran enfocados en la promoción a la exploración a los Yacimientos Continentales, posibilidad de explorar y producir Yacimientos No Convencionales (YNC) y finalmente, el desarrollo de la exploración y producción Offshore. Así mismo, introdujo en la Ley de Financiamiento de 2018 una serie de incentivos tributarios para impulsar las industrias intensivas en uso de capital, entre otros, el descuento de la totalidad del IVA pagado en la adquisición o formación de activos fijos

reales productivos (bienes de capital) del impuesto sobre la renta.

Estas medidas las aplaudimos y estamos dispuestos a acompañar al Gobierno Nacional en su ejecución. Desde Campetrol vemos dos grandes retos que son dos grandes oportunidades, primero, respecto a los proyectos Offshore, cuya realización hasta el momento de explotar el mayor potencial tarda entre 10 y 12 años, y sobre la cual el Gobierno tiene la tarea de desarrollar un marco regulatorio para la etapa de desarrollo y producción. La segunda oportunidad es el aprovechamiento de los Yacimientos No Convencionales (YNC), con alto potencial también para la producción de gas, y cuya realización tarda entre 2 y 3 años, por lo que se hace fundamental la realización de Proyectos Piloto de Investiga-

ción Integral (PPII's) Así mismo, estamos convencidos de con el lanzamiento y puesta en marcha del Proceso Permanente de Asignación de Áreas el país reactivará la senda de la exploración, en la medida en que no solo involucra las áreas ofertadas, sino las propuestas de las compañías.

De esta forma, en el ámbito de producción y reservas de gas, según el DNP, el Gobierno Nacional, encabezado por el Ministerio de Minas y Energía y la ANH, se enfocó en promocionar, entre otros aspectos, las áreas Offshore, con la adjudicación de 14 bloques en el Caribe y la perforación de 9 pozos exploratorios, con hallazgos en 4 pozos con prospectividad de gas (Rionos, Orca, Gorgón y Purple Angel), con un potencial estimado de 3,0 TPC.



Fuente: ANH.

metas, indicadores y estrategias para el cumplimiento de la Agenda 2030 en el país. En este CONPES se definieron las metas generales para el cumplimiento a 2030 de los 17 ODS, al tiempo que se identificó una meta trazadora para cada ODS. En el caso del ODS 7, la meta trazadora para Colombia es “Cobertura de energía eléctrica (% de viviendas)”, cuya línea base es el 96,9% en 2015, y su meta quedó establecida en lograr el 100% a

2030, (DNP, CONPES 3918. Estrategia para la implementación de los Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS) en Colombia, 2016)

La siguiente tabla muestra las grandes apuestas a las que se comprometió el Gobierno Nacional ante Naciones Unidas, y que quedaron plasmadas en el CONPES de ODS, de modo que el Estado deberá buscar su cumplimiento de acá al 2030.

Meta	Indicador	Último dato	Meta 2030
Acceso universal a la energía moderna	Cobertura de energía eléctrica	97,0% (2016)	100%
Aumentar el porcentaje global de energía renovable	Porcentaje de la capacidad instalada de generación de energía eléctrica que corresponde a fuentes renovables	70,9% (2017)	73,30%
Duplicar la mejora en la eficiencia energética	Intensidad energética	3,6 TJ/\$COP (2017)	2,9 TJ/\$COP
Ampliar y mejorar los servicios energéticos para los países en desarrollo	Capacidad instalada de generación de energía eléctrica	17.206,2 MW -2018	23.487,0 MW

Metas ODS – Energía Asequible y No Contaminante. Fuente: DNP – Portal de datos ODS.

En este sentido, el Plan Nacional de Desarrollo 2018-2022, “Pacto por Colombia, pacto por la equidad” del Gobierno del Presidente Iván Duque, es el primer Plan Nacional que se encuentra alineado totalmente con la Agenda 2030 y los ODS, en la medida en que esto es congruente con las decisiones de Estado alrededor de su liderazgo en la Agenda 2030 a nivel global. La hoja de ruta que marca el PND para el cuatrienio 2018-2022 es el reflejo del CONPES 3918 y su esfuerzo por articular la visión global del desarrollo sostenible con las prioridades de política del país. En

este sentido, cada pacto del PND, con sus respectivas metas e indicadores, se identifica con uno o más de los 17 ODS, específicamente, cada indicador tiene un ODS asociado (primario) y un ODS secundario.

Políticas energéticas para la mitigación del cambio climático en Colombia

En este esfuerzo del Gobierno Nacional por articular los ODS con el PND surgen el “Pacto por la sostenibilidad: producir conservando y conservar produciendo” y el “Pacto por la

países en desarrollo sin litoral, en consonancia con sus respectivos programas de apoyo

Con base en esta coyuntura, a nivel global se configuró un escenario que apunta a la transformación energética y que se encuentra basado en tres pilares. Por un lado, a una reconfiguración del mercado energético global, alimentada por la inestabilidad de los precios del petróleo y a la cada vez mayor demanda de energía, en especial en los países en desarrollo, y en las zonas de frontera de estos, de modo que los países deben buscar maneras costo-eficientes de llevar la energía a estas zonas periféricas. Ejemplo de ello es la reciente noticia de los 3 mil paneles solares, donados por el Gobierno chino a Colombia, y que serán llevados a zonas no interconectadas alrededor del territorio nacional con el fin de combatir la pobreza y la pobreza extrema.

Por otro lado, se encuentra el Acuerdo de París contra el Cambio Climático (COP21) el cual busca establecer políticas para reducir las emisiones de Gases de Efecto Invernadero (GEI) que afectan el cambio climático. Finalmente, y como ya se ha descrito, la Agenda 2030 con los Objetivos de Desarrollo Sostenible. La pregunta entonces es, ¿cómo el Gobierno de Colombia integrará estas visiones en su apuesta por el desarrollo, y cuál será el papel de los gremios y del sector privado en esta implementación?

El Plan Nacional de Desarrollo y sus apuestas por el cumplimiento de los ODS

En este sentido, adoptar el enfoque de la Agenda 2030 y articularlo en el Plan Nacional de Desarrollo es un reto que el Gobierno Nacional ha decidido asumir, y que desde el sector privado aplaudimos y acompañamos. Vemos con optimismo que el Gobierno haya decidido apostarle al sector energético alrededor de un enfoque de desarrollo, que busca la prosperidad de mano con la conservación del medio ambiente, en un marco social, económico y ambiental.

Como sector privado, estamos totalmente alineados con el informe de la Conferencia de las Naciones Unidas sobre Comercio y Desarrollo (UNCTAD), el cual sostiene que la falta de acceso a la energía produce graves consecuencias en el desarrollo de los países menos adelantados, al igual que con la afirmación de que “la energía representa la columna vertebral para el desarrollo” (UN, Objetivos de Desarrollo Sostenible - Acceso a Energía, 2017)

Como primer paso para la adopción de los ODS en el Plan Nacional de Desarrollo, se encuentra el Documento CONPES 3918, titulado “Estrategia para la implementación de los Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS) en Colombia”, aprobado en marzo de 2018, el cual establece una hoja de ruta alrededor de las

en desarrollo. Por tanto, uno de los ODS es la búsqueda de una energía cada vez más asequible y sostenible, que busque frenar, o al menos disminuir, las afectaciones sobre el medio ambiente, que generan las consecuencias del cambio climático. Según (UN, ODS - Objetivo 7, 2019), la energía es el factor que contribuye principalmente al cambio climático y representa alrededor del 60% de todas las emisiones mundiales de gases de efecto invernadero.

En esta búsqueda de una energía más asequible y sostenible a toda la población, el gas y las fuentes alternativas de energía surgen como las principales tendencias a desarrollar hacia corto y largo plazo. Si bien las energías renovables han venido en aumento, no es un secreto que el crecimiento poblacional, junto con el de la demanda, aumenta cada vez más, de modo que los esfuerzos que se deben hacer para que el gas y las renovables ganen un espacio cada vez más significativo en la matriz energética mundial deben ser muy considerables, y si bien, en 2015, el 17,5% del consumo final de energía fue de energías renovables, aún queda mucho espacio para seguir creciendo.

Es por ello que el ODS 7 dicta que, para garantizar acceso universal a electricidad asequible en 2030, es necesario invertir en fuentes de energía limpia, como la solar, eólica y termal, de manera que expandir la

infraestructura y mejorar la tecnología para contar con fuentes de energía limpia en todos los países en desarrollo es un objetivo crucial que puede estimular el crecimiento y a la vez ayudar al medio ambiente (SDGF, 2019). Por lo tanto, las metas del ODS 7 son:

- Para 2030, garantizar el acceso universal a servicios de energía asequibles, confiables y modernos.
- Para 2030, aumentar sustancialmente el porcentaje de la energía renovable en el conjunto de fuentes de energía.
- Para 2030, duplicar la tasa mundial de mejora de la eficiencia energética.
- Para 2030, aumentar la cooperación internacional a fin de facilitar el acceso a la investigación y las tecnologías energéticas no contaminantes, incluidas las fuentes de energía renovables, la eficiencia energética y las tecnologías avanzadas y menos contaminantes de combustibles fósiles, y promover la inversión en infraestructuras energéticas y tecnologías de energía no contaminante.
- Para 2030, ampliar la infraestructura y mejorar la tecnología para prestar servicios de energía modernos y sostenibles para todos en los países en desarrollo, en particular los países menos adelantados, los pequeños Estados insulares en desarrollo y los

comunes de implementación. Son metas trazadas de manera que cuantifican el mismo indicador en cada país y se miden periódicamente, y su objetivo principal fue enfrentar la pobreza en sus características multidimensionales.

Sin embargo, las crecientes preocupaciones por pensar el desarrollo desde una mirada desde las regiones, y no exclusivamente desde las agencias de cooperación, junto con el inicio de un movimiento global por la sostenibilidad, enfocada en el nexo entre la sostenibilidad ambiental y la economía, llevaron a la aparición de los Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS), donde Colombia tuvo un papel protagónico a nivel internacional, y que fueron alimentados por las discusiones sobre el medio ambiente en la Conferencia de las Naciones Unidas sobre el Desarrollo Sostenible (Conferencia Rio+20), celebrada en Río de Janeiro en junio de 2012.

Por lo tanto, en enero de 2016 los ODM fueron reemplazados por la nueva Agenda 2030 para el Desarrollo Sostenible, aprobada por los Estados miembros de Naciones Unidas. Esta agenda, se encuentra enfocada en la construcción de un mundo sostenible, en el que se valoren de igual manera la sostenibilidad del medio ambiente, la inclusión social y el desarrollo económico (SDGF, 2019) y que se encuentra orientada en el cumplimiento de los ODS.

Los ODS son 17 objetivos y 169 metas con objetivos cuantitativos y cualitativos, por país, hasta 2030. Estos, a diferencia de los ODM, consideran que la reducción de la pobreza por sí sola no es suficiente para alcanzar un desarrollo sostenible. Por lo tanto, estos objetivos revisan y actualizan las metas, involucrando un componente más técnico de medición y costo que en los ODM. Este es el caso específico del ODM sobre la “Sostenibilidad del Medio Ambiente”, el cual fue actualizado por el ODS 7, “Energía asequible y no contaminante”.

ODS 7 – Energía asequible y no contaminante



Uno de los grandes retos de la dupla entre el crecimiento y el desarrollo económico es el de garantizar, a toda la población, el acceso a una energía asequible y sostenible. El crecimiento económico y el crecimiento de la población mundial van acompañados de cada vez una mayor demanda de energía, en especial, en las economías

global de energía renovable, (iii) Duplicar la mejora en la eficiencia energética, y (iv) Ampliar y mejorar los servicios energéticos para los países en desarrollo.

Con el objetivo de darle cumplimiento a la Agenda 2030, en especial a las metas alrededor de cada ODS, el Gobierno Nacional diseñó el documento CONPES 3918. Posteriormente, el Gobierno del presidente Iván Duque formuló la totalidad de su Plan Nacional de Desarrollo 2018-2022 alrededor de los ODS. Este plan, bajo el liderazgo del Ministerio de Minas y Energía, tiene como uno de sus principales objetivos establecer y ejecutar políticas alrededor de la mitigación del cambio climático y la transformación hacia una matriz energética más limpia.

Los ODS y el cambio climático

Lograr el bienestar de la sociedad es el principal fin que debe lograr el crecimiento económico. Por décadas, la humanidad ha visto como este crecimiento ha sido fuente de riqueza, expresada en PIB, inversión, entre otros. Sin embargo, muchas sociedades a lo largo del planeta no han evidenciado una mejora en sus niveles de bienestar a causa del crecimiento. Por esta razón, pensar solamente en el aumento de la actividad económica, y no en el desarrollo que traiga la misma, es una problemática que aquejó a las sociedades, desa-

rolladas y en vías de desarrollo (en especial a estas últimas), por décadas.

Por lo tanto, estas preocupaciones alrededor del desarrollo económico llevaron a pensar, primero, en su identificación. Si bien la consternación por el bienestar de la humanidad ha estado, durante décadas, en la agenda de las naciones y las principales agencias de cooperación y desarrollo, fue hasta la década de los noventa cuando se inicia a pensar en la cuantificación, costeo y necesidad de financiación del desarrollo. Específicamente, en esta década, inicia la discusión alrededor de las Cumbres de Desarrollo (CEPAL, 2016). En los noventa se da inicio a una reflexión que liga el desarrollo con las discusiones sobre hábitat y medio ambiente, se comienza a pensar en el costeo y financiación del desarrollo, así como en la sociedad de la información. Sin embargo, el cambio más importante inicia con la agenda de desarrollo sostenible.

En este sentido, en septiembre de 2000, en la sede central de las Naciones Unidas, se firma la Declaración del Milenio, con el objetivo de alcanzar, antes de 2015, los ocho Objetivos de Desarrollo del Milenio (ODM), cuyo objetivo número 7 buscaba “Garantizar la sostenibilidad del medio ambiente”. La prioridad de los ODM es una alianza mundial para el desarrollo, la cual buscaba el establecimiento y cuantificación de metas, con una temporalidad y metodologías



Fuente: ANH.

Así mismo, dada la preocupación sobre el deterioro en el nivel de reservas, el Gobierno adoptó en 2017 el Plan Transitorio de Abastecimiento de Gas Natural, cuyo objetivo es aumentar la confiabilidad y la seguridad del abastecimiento del sistema frente a un posible déficit de gas, donde se garantice atender la demanda nacional proyectada por la UPME. Además, el Gobierno aprobó el CONPES 3943 de 2018, de mejoramiento de la calidad del aire, en el que se plantean acciones para garantizar el abastecimiento y calidad de los combustibles, de tal manera que se reduzcan las emisiones de gases de efecto invernadero, y se garantice el cubrimiento de la demanda de combustibles. Por tanto, en el PND se plantea como metas que las reservas probadas de gas deberán finalizar el cuatrienio en 3,8 TPC, y la producción promedio diaria de gas en 1.070 MPCD.

Así mismo, en el marco del Pacto por la Sostenibilidad, el Ministerio de Minas y Energía promoverá la participación del gas natural, el gas natural licuado (GNL), GLP, biogas, entre otros, que permita sustituir la dependencia de las fuentes de energía actuales que resultan más contaminantes, y que permitan incentivar un mercado competitivo y sostenible con el medio ambiente. En este sentido, la UPME adelantará análisis para determinar necesidades de infraestructura para incorporar recursos Offshore e importados para abastecer demanda.

En el ámbito de abastecimiento del servicio a la población y dinamización del mercado de gas, se busca avanzar sobre todo en tres temas que resultan prioritarios: (i) Precios de los energéticos y competitividad, (ii) Cobertura y calidad en la prestación del servicio, (iii) Rezago en la innovación tecnológica.

Con respecto a la competencia en el mercado de energía mayorista, según el DNP, en el mercado del gas combustible, las transacciones del mercado primario y secundario de gas natural tanto de suministro como de transporte están en proceso de maduración, apenas se está consolidando el mecanismo de transacción y de gestión de la información, y los participantes y transacciones aún son limitadas, generando un potencial para fortalecer este mercado.

En cuanto a cobertura, según el (DNP, Plan Nacional de Desarrollo 2018-2022, 2019), para 2017, el servicio llegó a 9,29 millones de usuarios conectados por redes de gas natural, 2,12 millones de usuarios de Gas Licuado de Petróleo (GLP) por cilindro y 90.000 usuarios conectados a GLP por red. Cabe destacar que actualmente alrededor de 982.000 hogares, aún cocinan con leña y carbón, por lo que se hace indispensable aumentar la cobertura, focalizando los esfuerzos en la búsqueda de recursos de inversión orientados en función de las necesidades de los territorios y la población.

En este sentido, la meta del Gobierno para al final del cuatrienio es alcanzar una cobertura de 10,36 millones de usuarios, y 100.000 beneficiarios por programas de sustitución de leña. Sin embargo, la problemática no se reduce únicamente a la cobertura del servicio, sino a la calidad y duración

diaria del mismo como parte imprescindible de la política de acceso a implementar.

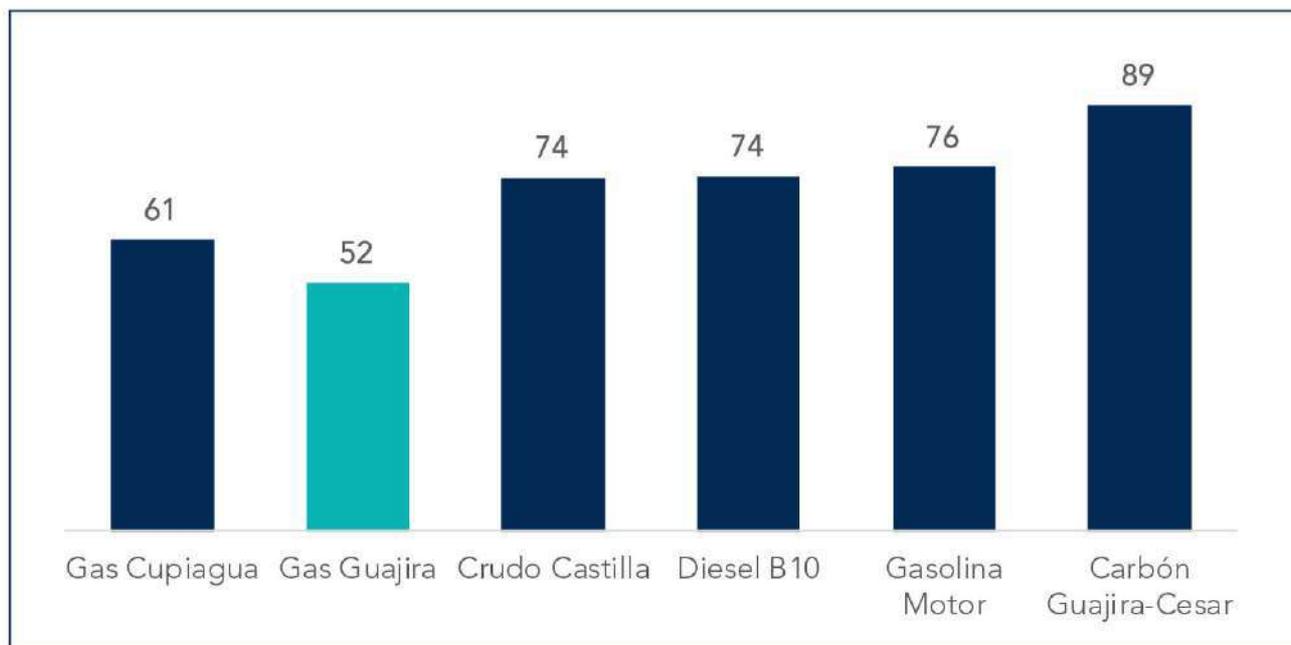
Es por ello, que entre los objetivos del PND, se encuentran: 1) La modernización de los mercados actuales y promoción de la innovación, que busca incentivar el potencial del mercado de gas; 2) La promoción de la competencia y del desarrollo de negocios descentralizados, donde se promoverán herramientas y mecanismos que mejoren la flexibilidad de contratación del servicio en el corto plazo, la cobertura a fluctuaciones de precios y la coordinación de los momentos de contratación de suministro y transporte del mismo; 3) Mejora de la regulación y vigilancia en los mercados energéticos, donde se busca modernizar y fortalecer las instituciones, como el Consejo Nacional del Sector Gas (CNO-Gas); y 4) Cerrar brechas en cobertura de energéticos, donde se busca ampliar la cobertura del servicio ajustando los aportes al Fondo Especial de Cuota de Fomento de Gas Natural (FECFGN). Desde Campetrol estamos convencidos de que el sector privado y los gremios apoyarán fuertemente al Gobierno Nacional en su objetivo de cumplir con estas metas retadoras a lo largo del cuatrienio.

El gas natural como enlace a una matriz baja en carbono

Afrontar el constante aumento de la demanda energética para los próximos años por parte de la población colombiana, en conjunto con una infraestructura establecida para el aprovechamiento de energías renovables no convencionales que se encuentra en fase temprana de desarrollo, suponen los principales retos para el cumplimiento de las metas del Acuerdo de París. Bajo este escenario, el gas natural presenta diferentes

ventajas que lo convierten en el combustible candidato a liderar la transformación hacia la nueva matriz energética colombiana, la cual disminuya las emisiones de gases contaminantes hacia el ambiente.

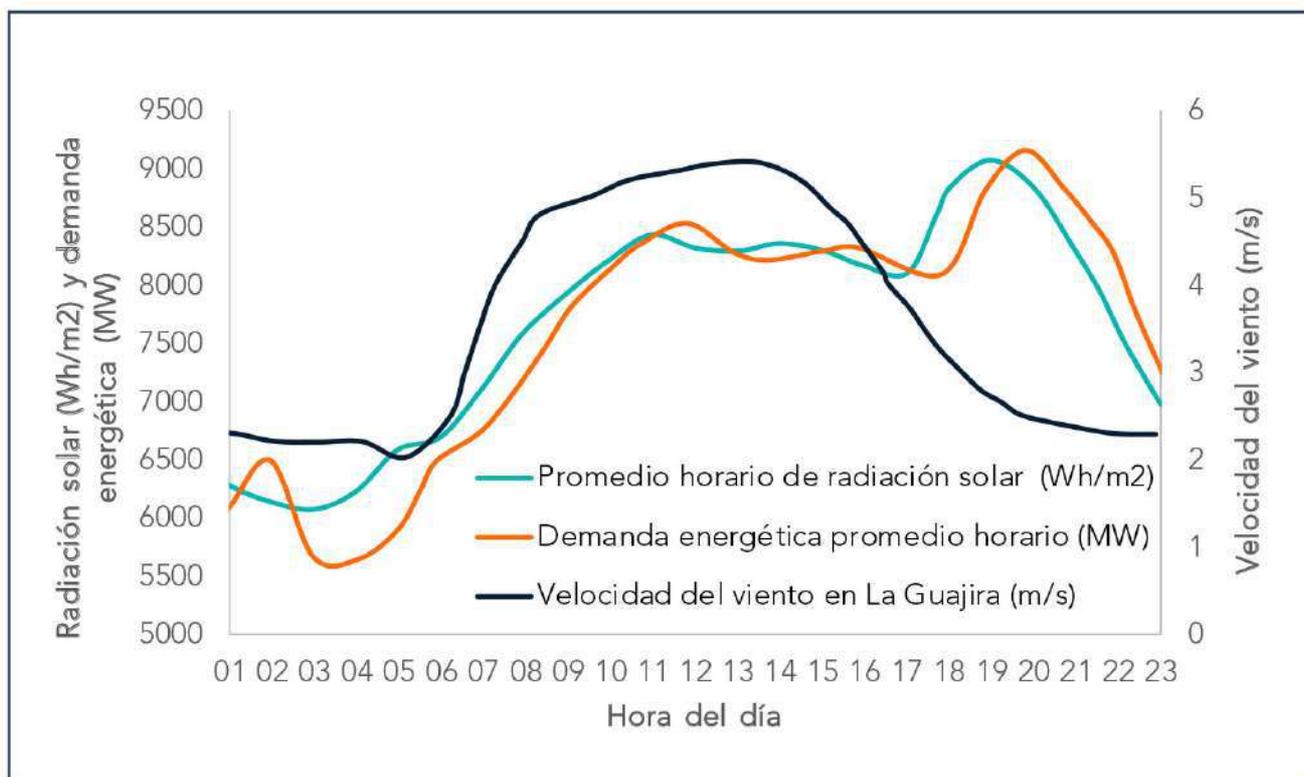
La principal ventaja del gas natural, con respecto a otras fuentes de generación de energía, consiste en las bajas emisiones de gases de efecto invernadero que genera su combustión. Esto es alrededor de 30% inferiores a las producidas por el petróleo y 42% menores si se compara con el carbón.



Emisiones de CO2 por fuente de energía (g CO2/1000 BTU). Fuente: Ecopetrol, Concentra y cálculos Campetrol

Lo anterior se complementa gracias a que Colombia cuenta con una infraestructura bien establecida y flexible para su producción, transporte, comercialización y distribución, por lo que impulsar el gas natural puede disminuir los costos de la transformación energética. Así mismo, una de las grandes ventajas se basa en que el suministro de gas natural no depende

de los fenómenos climáticos, estableciéndose como el complemento para las energías alternativas, cuyo potencial de generación energética se encuentra influenciado por factores como la velocidad del viento o la radiación solar, valores que pueden no coincidir con los ciclos diarios de demanda energética.



Demanda energética vs radiación solar y velocidad del viento (promedio horario). Fuente: IDEAM y XM.

En este sentido, las inversiones en el desarrollo de fuentes energéticas como el gas natural deben seguir impulsándose, al tiempo que se deben considerar como desarrollos en conjunto con las energías renovables no convencionales, debido no solo a la interrelación entre ambas fuentes como complementos, sino, además del papel de combustible de transición que posee el gas natural, mitigando así, de forma controlada, las emisiones de gases contaminantes al ambiente mientras las energías renovables no convencionales continúan construyendo su camino en la matriz energética colombiana.

Proyección de demanda de gas de la UPME

Cada año, la UPME realiza una actualización de su proyección de demanda

mensual a largo plazo, la cual permite abrir espacio para identificar las necesidades productivas que abastecerían al país de gas. Estas proyecciones se incluyen en el Plan Energético Nacional, donde se tiene el escenario energético a 2050, bajo un escenario medio, uno de alta demanda y uno de demanda baja, tal como se observa en el siguiente gráfico.

Es preciso mencionar que el 19% de la capacidad de generación eléctrica funciona con gas, de tal manera que la proyección se realiza según la demanda del servicio de gas de la población nacional, de la industria y de combustibles. Cabe destacar que, en todos los escenarios estimados por la UPME, se contempla el aumento de la demanda de gas natural en el largo plazo, por lo que se hará necesaria la

incorporación de nuevas reservas para cumplir con los volúmenes previstos.

Finalmente, los valores arrojados por los modelos son consecuencia del impulso en el crecimiento de la cobertura residencial, y el sector

terciario, así como en los sectores termoeléctricos y transporte, último en el que se espera aumente la competitividad del gas natural sobre la gasolina por las decisiones de política pública impulsadas por el Gobierno Nacional en materia de emisiones de efecto invernadero.



Proyección de Demanda de Gas Natural en Colombia (Promedio día). Fuente: UPME.

Conclusiones

En el marco del PND existen importantes iniciativas de política para promover el uso del gas como fuente de energía alternativa, y como garantía de la autosuficiencia energética del país. Así mismo, existen numerosas estrategias para garantizar la ampliación de la cobertura del servicio de gas, y la reducción de la cantidad de personas que aún utilizan leña y carbón. De esta manera, se promueve la utilización de un recurso más limpio y que incentiva la transformación de la matriz energética.

El gas natural supone una oportunidad para realizar una transformación de la matriz energética controlada en términos de emisiones de gases de efecto invernadero sin poner en riesgo la seguridad energética del país. Lo anterior, debido a que la generación de energía, a partir de este, representa una disminución de hasta el 42% de las emisiones, al compararse con fuentes como el carbón o el petróleo.

Por último, teniendo en cuenta la proyección de demanda de la UPME,

se hace indispensable continuar impulsando políticas cuyo objetivo sea promover un horizonte productivo estable y sostenible, dado que se

requiere más disponibilidad de gas, tanto para el consumo de la población, como para la generación de energía limpia.

4.6. Estrategias de política energética enfocadas en la mitigación del cambio climático y la transformación de la matriz energética

Desde el sector privado tenemos el firme compromiso de acompañar al Gobierno Nacional en su objetivo de mitigar el cambio climático y llevar a cabo una transición ordenada de la matriz energética colombiana hacia

los objetivos planteados por el Ministerio de Minas y Energía a 2022, los cuales se listan a continuación. El reto es grande, puesto que actualmente en Colombia 400 mil viviendas no cuentan con el servicio de energía.

	2018	2022
Capacidad efectiva neta	17.319 MW	21.329 MW
Hidráulico	64%	58%
Térmico	29%	30%
Plantas menores	7%	6%
Eólico	-	5%
Solar	-	1%

Evolución de la Matriz Energética bajo las metas planteadas por el Gobierno Nacional. Fuente: Ministerio de Minas y Energía. Presentación: Gas Natural en Colombia, retos y oportunidades, 2018. Unidades en MW.

Si bien, hoy Colombia cuenta con la sexta matriz energética más limpia del mundo según el Consejo Económico Mundial (2018), el cambio climático nos obliga diversificar la matriz, ante el peso que tiene en esta la generación hidráulica. Según el Centro para el Desarrollo Global (2018), Colombia es uno de los 20 países más vulnerables a la variabilidad climática, de modo que las decisiones sobre la transformación energética se deben tomar lo antes posible.

En este sentido, en la medida en que Colombia contribuye con el 0,46%

del total de emisiones en el mundo, sus compromisos de cara al acuerdo COP21 a 2030 se trazaron en una meta que implica la reducción en un 20% las emisiones de gases de efecto invernadero, lo cual equivale a una disminución de 11 millones de toneladas, esto se hará de la siguiente manera:

- Generación de energía eléctrica: Reducción de 4,74 Mtons (42% de la participación en la reducción)
- Gestión de la demanda: Disminución de 2,01 Mtons (18%).

compañías afiliadas, a la Misión de la Transformación Energética, convocada por el Gobierno Nacional, comisión, que trabajará durante todo el año 2020 en pro de la planeación,

ejecución y cumplimiento alrededor de estas agendas. Como gremio enfocado en hacer país, creemos firmemente que seguiremos creciendo juntos, si trabajamos, de la mano, Gobierno, Industria y Territorio.

Las siguientes cinco líneas de política se identifican con uno o más de siguientes tres pilares en pro de la transformación energética:

- **Competitividad y eficiencia:** Políticas enfocadas en la modernización del sector energético de Colombia.
- **Confiable y acceso:** Políticas diseñadas para aumentar la cobertura eléctrica y garantizar la confiabilidad y bajos costos del sistema.
- **Sostenible:** Políticas con el objetivo de diversificar y complementar la matriz energética y así reducir la emisión de CO₂.

Impulsar los medios de transporte de manera sostenible

- Diseñar una estrategia enfocada en aumentar el ingreso de vehículos limpios al país, así como un plan de reemplazo de la flota oficial a vehículos eléctricos e híbridos.
- Gestionar la incorporación de

vehículos limpios a los sistemas de transporte público.

- Incentivar la importación de vehículos limpios por medio de reducciones arancelarias.

Estímulo a las energías renovables no convencionales y a la eficiencia energética

- Armonizar la integración de las nuevas tecnologías en el mercado de energía mayorista, lo que permitirá incrementar la generación con energías renovables no convencionales. Lo anterior, avanzando en el diseño de un esquema de autogeneración en las zonas no interconectadas, así como pensando en un plan de electrificación rural en las zonas de más difícil acceso.
- Desplegar infraestructura de medición avanzada; en la evaluación del potencial del desarrollo de distritos térmicos; en la actualización de reglamentos y esquemas de etiquetado energético y en la evaluación de un esquema para tarifas horarias en tiempo real.
- Fortalecer la Comisión para el Uso Racional y Eficiente de la Energía y Fuentes No Convencionales.
- Avanzar en la transparencia en la formación de precios, medición avanzada, eficiencia energética, eliminación de barreras para la participación de la demanda e introducción y masificación de las FNCER.

Reconversión tecnológica para una industria sostenible y baja en carbono

- Establecer los lineamientos para incorporar sistemas de almacenamiento de energía en el sistema. Identificar los modelos más costo – eficientes para llevar el almacenamiento a zonas de difícil acceso.
- Implementar una estrategia interinstitucional para la gestión energética del sector industrial que contribuya a la reducción de emisiones de GEI de la industria, e implementar nuevos modelos de negocio de comercialización minorista de energía eléctrica.

Así mismo, realizar auditorías energéticas en todos los sectores productivos del país.

- Diseñar los lineamientos de la política de ciudades energéticas inteligentes, así como capacitar a la ciudadanía en el uso racional y eficiente de la energía.
- Desarrollar modelos de empresas de servicios energéticos y promover el acceso a recursos financieros para implementar medidas de eficiencia energética.

Gestión eficiente y sostenible de recursos energéticos

- Gestionar la información asociada al uso, ahorro y conservación de la energía para adelantar acciones en pro de la eficiencia energética, en especial, enfocada en la infraestructu-

ra para llevar energía a aquellas zonas no interconectadas o de difícil acceso.

- Promover el desarrollo de proyectos de eficiencia energética con recambio tecnológico en iluminación y electrodomésticos para mejorar los consumos de usuarios con menores ingresos.
- Promover proyectos de sustitución de carbón por energéticos más limpios para usuarios industriales y comerciales.

Gas en la transformación energética

- Diseño de un esquema nacional y regional de abastecimiento de gas, al tiempo que establecer los lineamientos para un esquema coordinado de gas – electricidad.
- Diseñar un sistema competitivo de almacenamiento y libre acceso a las plantas de regasificación, al tiempo que implementar un sistema competitivo de transporte y comercialización de la producción nacional.
- Promover el uso de energías limpias para generación eléctrica y proyectos de sustitución de diésel, leña y carbón por GLP.

4.7. Bibliografía

British Petroleum. (2018). BP Energy Outlook.

IRENA. (2016). The power to change: Solar and wind cost reduction potential to 2025.

Estudio Legal Hernández Abogados & Asociados. (2019). Marco jurídico de las energías renovables en Colombia. Obtenido de <http://www.estudiolegalhernandez.com/energia-renovable/marco-juridico-de-las-energias-renovables-en-colombia/>

CEPAL. (2016). De los ODS a los ODM y la Agenda 2030 en la cepal.

SDGF. (2019). De los ODS a los ODM. Obtenido de <https://www.sdgsfund.org/es/de-los-odm-los-ods>

UN. (2019). ODS - Objetivo 7. Obtenido de <https://www.un.org/sustainabledevelopment/es/energy/>

UN. (2017). Objetivos de Desarrollo Sostenible - Acceso a Energía. Obtenido de <https://www.un.org/sustainabledevelopment/es/2017/11/falta-de-acceso-la-energia-produce-graves-consecuencias-en-el-desarrollo-de-los-paises-menos-adelantados/>

DNP. (2016). CONPES 3918. Estrategia para la implementación de los Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS) en Colombia.

DNP. (2019). Plan Nacional de Desarrollo 2018-2022.



CAMPETROL

Cámara Colombiana de Bienes
& Servicios Petroleros

Creciendo Juntos:
Gobierno, Industria
y Territorio.