

---

## **CONTRATO No. C - 041 DE 2018**

---



**UNIÓN TEMPORAL  
PROSPECCION  
UPME 2018**

# **EVALUACIÓN DE LAS CONDICIONES DEL ENTORNO NACIONAL E INTERNACIONAL DEL SECTOR DE HIDROCARBUROS Y ANÁLISIS DE LAS VARIABLES CRÍTICAS QUE IMPACTAN SU DESARROLLO**

**V2.0**

**10 de septiembre de 2018**

**UNIÓN TEMPORAL PROSPECCION UPME 2018  
Calle 126 No 11B -70 apto 301, Tel.: 3002191303  
Bogotá D.C.**

## TABLA DE CONTENIDO

<b>0. HISTORIAL DE CAMBIOS .....</b>	<b>8</b>
<b>1. ENTORNO INTERNACIONAL.....</b>	<b>9</b>
<b>1.1 VISIÓN DE LAS FUENTES ENERGÉTICAS .....</b>	<b>10</b>
1.1.1 HIDROCARBUROS LÍQUIDOS.....	11
1.1.2 GAS NATURAL.....	14
1.1.3 AUMENTO EN EL COMERCIO DEL GAS NATURAL LICUADO – GNL - .....	16
<b>1.2 VISIÓN ENERGÉTICA 2018 – 2040 .....</b>	<b>17</b>
1.2.1 CRECIMIENTO ECONÓMICO MUNDIAL .....	19
1.2.2 ANÁLISIS DE ESCENARIOS .....	20
1.2.3 ANÁLISIS DE FUENTES ENERGÉTICAS .....	23
1.2.3.1 COMBUSTIBLES LÍQUIDOS.....	23
1.2.3.2 GAS NATURAL .....	25
<b>1.3 TENDENCIAS GLOBALES DE LAS INVERSIONES EN ENERGÍA .....</b>	<b>27</b>
1.3.1 INVERSIONES EN EFICIENCIA ENERGÉTICA Y USO FINAL DE LA ENERGÍA .....	30
1.3.2 INVERSIONES EN ELECTRICIDAD Y RENOVABLES.....	32
1.3.3 INVERSIONES EN EL “UPSTREAM” – PETRÓLEO Y GAS.....	34
1.3.3.1 EL AUMENTO DE LAS INVERSIONES DEL “UPSTREAM” VARÍA SEGÚN EL TIPO DE COMPAÑÍA .....	37
1.3.3.2 LA INVERSIÓN EN EXPLORACIÓN SE REDUCE CON POCOS DESCUBRIMIENTOS DE RECURSOS CONVENCIONALES .....	39
1.3.3.3 LA INVERSIÓN EN RECURSOS CONVENCIONALES SE ESTÁ CONCENTRANDO EN LOS CAMPOS EXISTENTES .....	41
1.3.3.4 EL 2017 PUNTO DE QUIEBRE PARA EL SECTOR COSTA AFUERA .....	42
1.3.3.5 CRECIMIENTO DE LAS ACTIVIDADES EN NO CONVENCIONALES EN ESTADOS UNIDOS.....	44
1.3.3.6 LOS COSTOS DE PERFORACIÓN ESTÁN AUMENTANDO DE NUEVO PERO LENTAMENTE.....	46
1.3.3.7 EL AUMENTO DE LOS COSTOS DEL SECTOR DE NO CONVENCIONALES SE COMPENSA CON LAS MEJORAS TECNOLÓGICAS Y EFICIENCIAS OPERACIONALES .....	48
<b>1.4 INCERTIDUMBRES Y ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD DE LA INDUSTRIA DEL PETRÓLEO.....</b>	<b>49</b>
1.4.1 SENSIBILIDAD AL CRECIMIENTO ECONÓMICO .....	49
1.4.2 PENETRACIÓN DE VEHÍCULOS ELÉCTRICOS .....	52
1.4.3 EFICIENCIA ENERGÉTICA .....	54
1.4.4 SUMINISTRO DE PETRÓLEO.....	55
1.4.5 INCERTIDUMBRES POLÍTICAS.....	58
1.4.6 TECNOLOGÍA.....	60

<b>2. ENTORNO NACIONAL .....</b>	<b>62</b>
2.1 MARCO GENERAL .....	62
2.2 PLANTEAMIENTOS DEL NUEVO GOBIERNO QUE SE RELACIONAN O AFECTAN LA INDUSTRIA DE HIDROCARBUROS .....	66
2.3 EL IMPACTO DE LOS HIDROCARBUROS SOBRE LA ECONOMÍA.....	69
2.4 LA EVOLUCIÓN DE LA PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO EN LOS ÚLTIMOS AÑOS .....	74
2.5 INCREMENTO DEL FACTOR DE RECOBRO .....	79
2.6 EL GAS NATURAL.....	81
2.7 CUÁL ES LA REALIDAD EN MATERIA DEL AGUA DE PRODUCCIÓN EN LAS ÁREAS DE PRODUCCIÓN.....	96
2.8 LOS RESULTADOS EXPLORATORIOS EN EL PAÍS.....	98
<b>3. FACTORES CRÍTICOS DE ÉXITO.....</b>	<b>100</b>
Una breve descripción de los factores críticos analizados se presenta a continuación: .....	101
3.1 ACTIVIDAD EXPLORATORIA .....	101
3.2 ASPECTOS SOCIALES .....	102
3.3 AUMENTO FACTOR DE RECOBRO.....	102
3.4 POTENCIAL GEOLÓGICO .....	103
3.5 DESARROLLO DE YACIMIENTOS NO CONVENCIONALES .....	104
3.6 ARTICULACIÓN DE ENTIDADES ESTATALES Y UNIFICACIÓN POLÍTICA .....	104
3.7 ASPECTOS AMBIENTALES.....	105
3.8 TÉRMINOS FISCALES.....	105
3.9 DESARROLLO DE CAMPOS DE GAS COSTA AFUERA.....	107
3.10 COSTO DE PRODUCCIÓN .....	107
3.11 DESCUBRIMIENTO DE CAMPOS.....	110
3.12 PRECIO DEL CRUDO .....	110

<b>3.13</b>	<b>TÉRMINOS CONTRACTUALES.....</b>	<b>111</b>
<b>3.14</b>	<b>MANEJO DEL AGUA ASOCIADA CON LA PRODUCCIÓN DE CRUDO .....</b>	<b>112</b>
<b>3.15</b>	<b>DESARROLLO DE CAMPOS DESCUBIERTOS INACTIVOS.....</b>	<b>113</b>
<b>3.16</b>	<b>OTROS FACTORES IDENTIFICADOS.....</b>	<b>113</b>
<b>4.</b>	<b>DOCUMENTOS CONSULTADOS.....</b>	<b>114</b>

## ÍNDICE DE FIGURAS

FIGURA 1: EVOLUCIÓN DEL CONSUMO PRIMARIO DE ENERGÍA POR FUENTE:.....	11
FIGURA 2: CRECIMIENTO DE LOS HIDROCARBUROS NO CONVENCIONALES EN ESTADOS UNIDOS .....	12
FIGURA 3: PRODUCTIVIDAD Y RATAS DE COMPLETAMIENTO DE POZOS EN LA CUENCA DEL PÉRMICO .....	13
FIGURA 4: PRODUCCIÓN Y CONSUMO MUNDIAL DE GAS NATURAL POR PAÍSES .....	15
FIGURA 5: IMPACTO DEL AUMENTO DE LA DEMANDA DE GAS EN CHINA ..	16
FIGURA 6: CRECIMIENTO MUNDIAL DEL MERCADO DE GNL .....	17
FIGURA 7: PROYECCIÓN CRECIMIENTO DEL PIB POR REGIÓN Y POR FACTOR .....	20
FIGURA 8: PROYECCIÓN CONSUMO MUNDIAL DE ENERGÍA POR COMBUSTIBLE .....	21
FIGURA 9: DEMANDA MUNDIAL DE ENERGÍA PRIMARIA POR REGIÓN, COMBUSTIBLE Y USUARIO FINAL.....	22
FIGURA 10: PARTICIPACIÓN DE LOS DIFERENTES PRODUCTORES EN LA OFERTA GLOBAL DE LÍQUIDOS .....	24
FIGURA 11: EVOLUCIÓN Y PROYECCIÓN DE LA DEMANDA MUNDIAL DE COMBUSTIBLES LÍQUIDOS .....	25
FIGURA 12: PROYECCIÓN MERCADO MUNDIAL DE GAS NATURAL .....	26
FIGURA 13: PROYECCIÓN DEL CONSUMO MUNDIAL DE GAS NATURAL POR SECTOR .....	27
FIGURA 14: INVERSIÓN EN ENERGÍA EN EL 2017 Y PORCENTAJE DE CAMBIO CON RESPECTO AL 2016 .....	28
FIGURA 15: INVERSIONES EN EL MUNDO EN OIL & GAS Y SUMINISTRO DE ENERGÍA ELÉCTRICA .....	29
FIGURA 16: INVERSIÓN EN ENERGÍA POR COMBUSTIBLE Y POR REGIÓN USD 2017.....	30
FIGURA 17: INVERSIONES MUNDIALES EN EFICIENCIA ENERGÉTICA 2017	31
FIGURA 18: INVERSIÓN GLOBAL EN EL SECTOR ELÉCTRICO POR TECNOLOGÍA.....	32
FIGURA 19: INVERSIONES EN EL SECTOR ELÉCTRICO POR PAÍSES Y REGIONES 2017 .....	33
FIGURA 20: INVERSIÓN GLOBAL EN “UPSTREAM” (PETRÓLEO Y GAS) .....	35
FIGURA 21: PARTICIPACIÓN DEL TIPO DE ACTIVO EN LAS INVERSIONES GLOBALES DEL “UPSTREAM” .....	36

FIGURA 22: INVERSIONES DE LAS COMPAÑÍAS PETROLERAS EN 2018 Y SU CAMBIO CON EL 2017 .....	37
FIGURA 23: HISTÓRICO DE LAS INVERSIONES EN EL “UPSTREAM” POR TIPO DE ACTIVO .....	39
FIGURA 24: HISTÓRICO DE DESCUBRIMIENTO DE RECURSOS CONVENCIONALES Y PARTICIPACIÓN DE LA EXPLORACIÓN EN LA INVERSIÓN TOTAL EN EL “UPSTREAM” .....	40
FIGURA 25: PARTICIPACIÓN DE PROYECTOS NUEVOS Y EN CAMPOS EXISTENTES EN LAS INVERSIONES GLOBALES EN RECURSOS CONVENCIONALES DE PETRÓLEO Y GAS .....	42
FIGURA 26: HISTÓRICO DE PROYECTOS COSTA AFUERA SANCIONADOS POR PROFUNDIDAD DE AGUA .....	43
FIGURA 27: CAMBIO 2017-2018 EN LAS INVERSIONES EN EL “UPSTREAM” .....	44
FIGURA 28: HISTÓRICO DEL COSTO DE LEVANTAMIENTO PARA LAS MAYORES EMPRESAS DE USA VERSUS EL PRECIO DEL CRUDO WTI .....	45
FIGURA 29: PORCENTAJE DE UTILIZACIÓN DE LOS EQUIPOS DE PERFORACIÓN COSTA AFUERA .....	47
FIGURA 30: CRECIMIENTO ANUAL DEL PIB MUNDIAL (29016-40) BAJO LAS DIFERENTES SENSIBILIDADES .....	50
FIGURA 31: DEMANDA MUNDIAL DE PETRÓLEO (2016-40) A DIFERENTES CRECIMIENTOS DEL PIB .....	51
FIGURA 32: VENTA DE VEHÍCULOS ELÉCTRICOS EN LOS CASOS REFERENCIA Y ALTA PENETRACIÓN .....	52
FIGURA 33: PARTICIPACIÓN DE LOS VEHÍCULOS ELÉCTRICOS EN LA FLOTA DE AUTOMÓVILES DE PASAJEROS EN LOS CASOS DE REFERENCIA Y DE ALTA PENETRACIÓN .....	53
FIGURA 34: DEMANDA DE PETRÓLEO EN EL SEGMENTO DE AUTOMÓVILES DE PASAJEROS EN EL CASO DE REFERENCIA Y EL CASO DE SENSIBILIDAD .....	54
FIGURA 35: REDUCCIÓN DE LA DEMANDA DE PETRÓLEO EN 2040 POR REGIÓN EN EL CASO SENSIBILIDAD CON RESPECTO AL CASO BASE .....	55
FIGURA 36: OFERTA ADICIONAL DE PETRÓLEO 2018-40 CON RESPECTO AL CASO DE REFERENCIA .....	57
FIGURA 37: DISMINUCIÓN DE LA OFERTA DE PETRÓLEO 2018-40 CON RESPECTO AL CASO DE REFERENCIA .....	58
FIGURA 38: HISTORIA PRODUCCIÓN EN COLOMBIA DESDE 1965 – 2017 (KBPD) .....	63
FIGURA 39: PRODUCCIÓN NACIONAL Y SENDA DE PRECIOS SPOT Y LARGO PLAZO .....	64

FIGURA 40: BALANCE DE RIESGOS PARA 2018 CON RESPECTO A LA PROYECCIÓN BASE.....	70
FIGURA 41: PROYECCIONES DE PETRÓLEO.....	70
FIGURA 42: SENDAS DE PRECIOS SPOT BRENT .....	73
FIGURA 43: PARTICIPACIÓN PRINCIPALES PRODUCTORES EN LA PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO DE 2004-2017 .....	75
FIGURA 44: RESULTADOS SUBASTA ELECTRÓNICA “RONDA CAMPOS ECOPETROL 2016” .....	76
FIGURA 45: TECNOLOGÍAS DE RECOBRO MEJORADO.....	79
FIGURA 46: PRINCIPALES CAMPOS DE CRUDOS PESADOS .....	80
FIGURA 47: PRODUCCIÓN HISTÓRICA DE GAS EN COLOMBIA.....	82
FIGURA 48: PRINCIPALES CUENCAS CON POTENCIAL DE GAS. ....	84
FIGURA 49: PRODUCCIÓN DE GAS MPCD .....	85
FIGURA 50: POTENCIAL PROSPECTIVO “OFFSHORE” COSTA ATLÁNTICA”	86
FIGURA 51: ÁREAS CON MAYOR EXPECTATIVA DE APOORTE DE GAS. ....	87
FIGURA 52: BLOQUES OFRECIDOS POR LA ANH EN LA RONDA SINÚ – SAN JACINTO.....	89
FIGURA 53: PRINCIPALES FUENTES DE OFERTA DE GAS.....	90
FIGURA 54: POZOS INACTIVOS CUSIANA _ CUPIAGUA CON POTENCIAL DE GAS.....	91
FIGURA 55: BALANCE DE OFERTA Y DEMANDA DE GAS EN COLOMBIA. ....	92
FIGURA 56: PRINCIPALES CUENCAS CON POTENCIALIDAD DE YACIMIENTOS EN ROCA GENERADORA.....	93
FIGURA 57: ESCENARIOS POTENCIALES DE PRODUCCIÓN DE YACIMIENTOS EN ROCA GENERADORA DEL VALLE MEDIO DEL MAGDALENA.....	94
FIGURA 58: ESTIMATIVOS DE APOORTE DE DESCUBRIMIENTOS DE ECOPETROL EN LOS ÚLTIMOS 10 AÑOS.....	95
FIGURA 59: PANORÁMICA PROYECTO ASA DE ECOPETROL.....	97
FIGURA 60: HISTORIA 1990 – 2018 POZOS A2 Y A3 .....	98
FIGURA 61: ADQUISICIÓN DE SÍSMICA 1990 – 2018 EN MILES DE KM 2D ....	99
FIGURA 62: MAYOR EFICIENCIA EN COSTOS DE LEVANTAMIENTO Y TRANSPORTE 2015 – 2018.....	108
FIGURA 63: COMPARATIVO DE COSTOS DE LEVANTAMIENTO Y TRANSPORTE DE COLOMBIA CON PRODUCTORES DE IMPORTANCIA. ....	109

## EVALUACIÓN DE LAS CONDICIONES DEL ENTORNO NACIONAL E INTERNACIONAL DEL SECTOR DE HIDROCARBUROS Y ANÁLISIS DE LAS VARIABLES CRÍTICAS QUE IMPACTAN SU DESARROLLO

### 0. HISTORIAL DE CAMBIOS

FECHA	VERSIÓN	DESCRIPCIÓN DEL CAMBIO
29/Agosto/2018	1.0	Primera versión del documento
10/septiembre	2.0	Ajustes solicitados UPME

## **1. ENTORNO INTERNACIONAL**

El mundo está cambiando de forma acelerada y con él, el consumo de energía como parte fundamental para el desarrollo de la vida moderna. De acuerdo con ExxonMobil, en su documento titulado 2018 Outlook for Energy: A View to 2040, se estima que hacia finales del año 2040, la población total del planeta bordearía los 9 mil millones de personas, lo que supone un incremento de cerca de un tercio en la demanda de energía que consume el mundo en la actualidad. El aumento de la demanda estaría dado por una relativa prosperidad en cada uno de los países y por un crecimiento económico significativo en algunos países emergentes de rápido crecimiento como China e India.

Proveer la cantidad de energía que necesita la humanidad en este horizonte, dentro de un ambiente de eficiencia en su producción y consumo, respeto por el ambiente, responsabilidad social, voluntad política y sostenibilidad en el mediano y largo plazo, es el reto que debe afrontar el mundo en los próximos años.

Hoy nuestra canasta energética ha cambiado de forma significativa, gracias a las nuevas tecnologías de producción y consumo, al gran desarrollo de hidrocarburos conocidos como no convencionales, al crecimiento rápido y continuo de energías alternativas renovables como el viento y la energía solar y al desarrollo del mercado de autos eléctricos.

Mejorar la participación de los combustibles no fósiles dentro de la canasta energética global, conlleva desafíos y retos importantes para las empresas, los gobiernos y la sociedad en general, encaminados a armonizar la producción de energía, con una disminución de los riesgos causantes del cambio climático.

Las políticas adoptadas en los próximos años afectarán en forma significativa el suministro y el uso de las diferentes fuentes de energía. La voluntad política de los gobernantes, en especial la de los países desarrollados será fundamental para definir una mezcla energética diversificada y eficiente, cuidadosamente evaluada, que cumpla con las metas fijadas en los recientes acuerdos de París, relacionados con la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero.

Con políticas claras, transparentes, solidarias, consensuadas y bien encaminadas se podrá reducir la amenaza del calentamiento global y cumplir con los objetivos de largo plazo del acuerdo (los gobiernos acordaron mantener el incremento de la temperatura media mundial muy por debajo de 2°C con respecto a los niveles preindustriales y seguir trabajando para limitarlo a 1,5°C) y al mismo tiempo

asegurar el acceso a energía confiable y económica, con la cual se pueda asegurar el progreso de la humanidad.

## **1.1 VISIÓN DE LAS FUENTES ENERGÉTICAS**

De acuerdo con el documento “Energy in 2017: two steps forward, one step back” de la BP Statistical Review, la demanda de energía global creció durante el año 2017 un 2.2 %, 1.2 % más que el año pasado y 1.7% por encima del promedio de los últimos 10 años. El crecimiento estuvo fuertemente influenciado por la demanda de los países que conforman la Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económico (OCDE), especialmente la Unión Europea y por el grupo de países clasificados como en desarrollo.

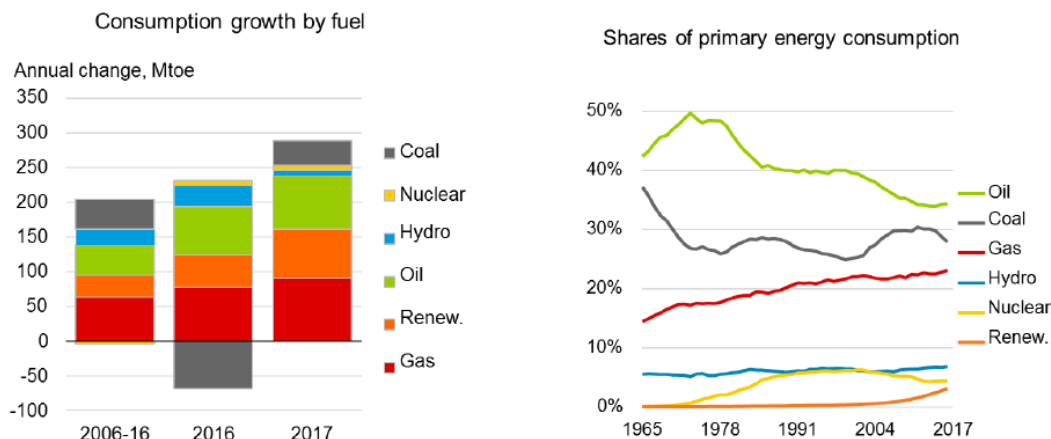
La economía China contribuyó con más de una tercera parte en este crecimiento, con un aumento del 3%, porcentaje más alto, que el registrado en los dos últimos años, pero significativamente más bajo que el promedio de los últimos 10 años.

Cerca del 60% del aumento de la energía primaria fue suministrada por el gas natural y la energía renovable. El gas presentó la mayor contribución dentro del crecimiento de la energía, sostenido por el significativo crecimiento registrado en China. El rápido crecimiento en el consumo del gas fue seguido por el de la energía renovable liderada por el crecimiento robusto tanto de la energía eólica como la energía solar.

Dentro del crecimiento del consumo de la energía primaria registrado en el año 2017, el carbón también fue protagonista, con un crecimiento importante que no se daba desde el año 2013. Este incremento fue liderado por la India y en menor escala por la China en donde el consumo de esta energía aumentó después de tres años en disminuciones sucesivas.

Figura 1: Evolución del consumo primario de energía por fuente:

## Primary energy fuel mix



Fuente: BP statistical review

### 1.1.1 HIDROCARBUROS LÍQUIDOS

Con respecto a la producción y el consumo de petróleo, se tiene que, durante el año 2017, la demanda tuvo un crecimiento de 1.7 Mb/d, similar a la registrada en el año inmediatamente anterior y considerablemente mayor que el promedio de los últimos 10 años (cerca de 1.1 Mb/d). De acuerdo con las cifras presentadas por BP Statistical Review, el promedio de la demanda de petróleo a nivel global en los últimos 5 años ha tenido crecimientos superiores a los registrados en los años 2006 y 2007.

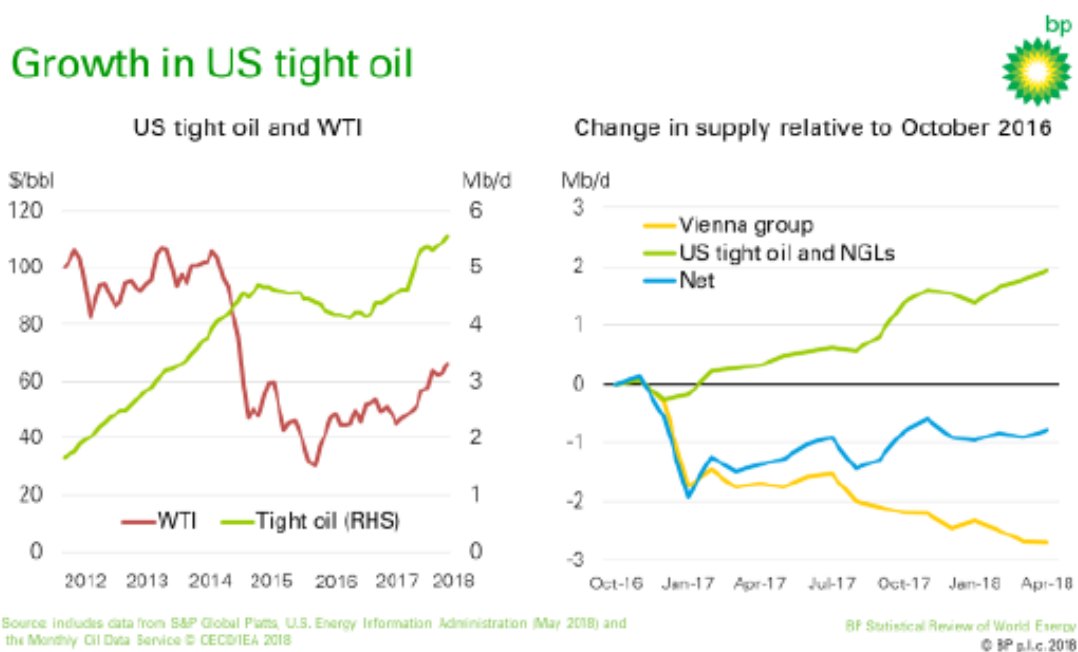
Todo esto a pesar de las alertas mundiales sobre el calentamiento global, la creciente eficiencia de los motores a combustión y el crecimiento de la demanda de vehículos eléctricos.

Sin embargo, el aumento de la demanda registrado en el 2017 no es una sorpresa pues era previsible que, ante una disminución de precios, la demanda de petróleo se incrementara en especial en países importadores como la Unión Europea e incluso en el mismo Estados Unidos.

Lo no previsible por el lado del suministro, fue la interacción entre la reducción de cuotas de producción por parte de los países de la Organización de Países Exportadores de Petróleo (OPEP) y la respuesta de los productores norteamericanos de petróleo no convencional.

El grupo de Viena tenía como objetivo en octubre de 2016, recortes de producción por casi 1.8 Mb/d y aunque en la práctica, los recortes de producción han excedido este objetivo, alcanzando casi 2.5 Mb/d en abril de 2018, estos no se hicieron en el momento oportuno provocando una dramática caída del precio de los hidrocarburos líquidos. Esta drástica reducción en la producción se concentró especialmente en Venezuela, Arabia Saudí y Angola.

**Figura 2: Crecimiento de los hidrocarburos no convencionales en Estados Unidos**



Fuente: BP statistical review

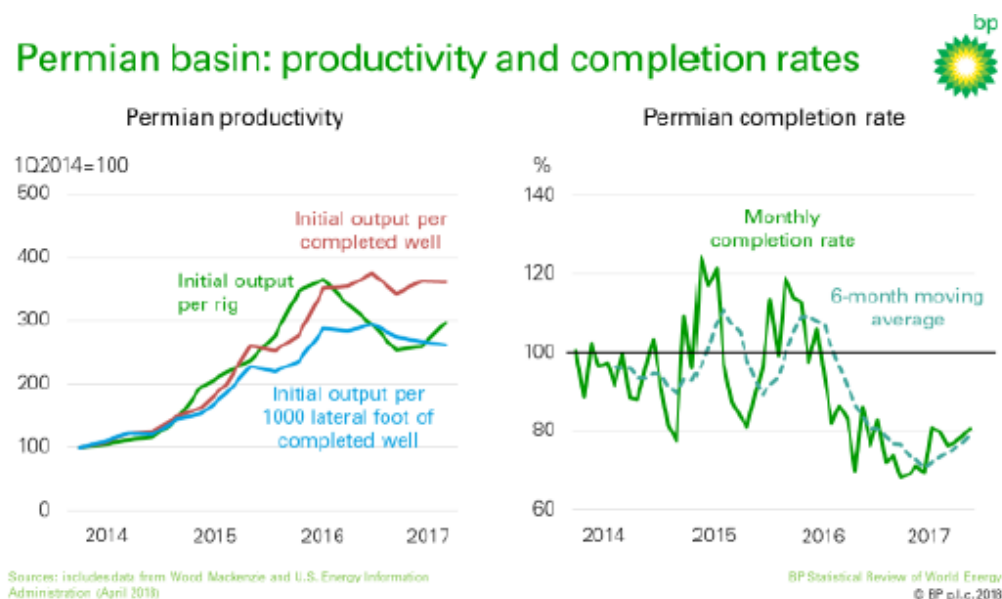
La estrategia de reducir las cuotas de producción, adelantada por los países de la OPEP, junto a 10 países más, liderados por Rusia y conocidos como el grupo de Viena, no ha dado los frutos esperados en materia de precios, pues la reducción de producción de estos países, especialmente Venezuela, Arabia Saudí y Angola

en la OPEP, tal como se mencionó con anterioridad, ha sido compensada con incrementos en la producción de los yacimientos no convencionales localizados en Estados Unidos, la cual ha crecido cerca de 2 Mb/d desde octubre de 2016.

En los últimos 5 años la producción de hidrocarburos no convencionales en Norteamérica se ha incrementado en forma considerable gracias a la optimización de costos de perforación y producción; aumentos en productividad durante buena parte del periodo; desarrollo y aplicación de mejores tecnologías; y mejoras significativas en el conocimiento relacionado con esta clase de hidrocarburos.

Un buen ejemplo de esta optimización es la cuenca Pérmica, situada entre Texas y Nuevo México, y famosa porque alberga el mayor campo de petróleo de EEUU. Sin embargo, A pesar de las constantes mejoras en productividad en este campo, durante el 2016 y primera mitad del año 2017, se observó algunos problemas de productividad relacionados con la rata a la cual los pozos son perforados y posteriormente fracturados y completados. La complejidad de los procesos de fractura y problemas en la cadena de suministro provocó una disminución en la producción inicial de los pozos. Sin embargo, durante el segundo semestre del año 2017, se trabajó en el problema y se logró recuperar parte de la productividad que se tenía.

**Figura 3: Productividad y ratas de completamiento de pozos en la cuenca del Pérmico**



Fuente: BP statistical review

El episodio en la cuenca del Pérmico presentado el año pasado en términos de oferta y demanda, tuvo sus implicaciones en la evolución de los precios observados. Durante la primera mitad del 2017, los precios permanecieron bajos debido a los altos inventarios. Pero cuando el recorte en producción empezó, los inventarios bajaron y los precios aumentaron llegando el Brent a \$66/b en el segundo semestre de 2017. El precio promedio para ese año terminó en un promedio de \$54/b con respecto a uno de \$44/b en el 2016, registrando de esta manera un incremento anual que no se presentaba desde el año 2012.

Los precios han aumentado en forma significativa desde entonces y la expectativa es que sigue ahora. La evolución del mercado y en especial la de los precios dependerá entre otras cosas del comportamiento de la OPEP y de los otros 10 países no OPEP liderados por Rusia y México y conocidos como el grupo de Viena; dependerá también de la forma cómo responderán ellos a los cortes de producción y del comportamiento de la producción de hidrocarburos no convencionales estadounidense; ¿qué pasará con la productividad? ¿qué pasará con la disponibilidad de crédito y el embotellamiento de cadena de suministro? Serán problemas de corto plazo o persistirán en el mediano y largo plazo.

#### 1.1.2 GAS NATURAL

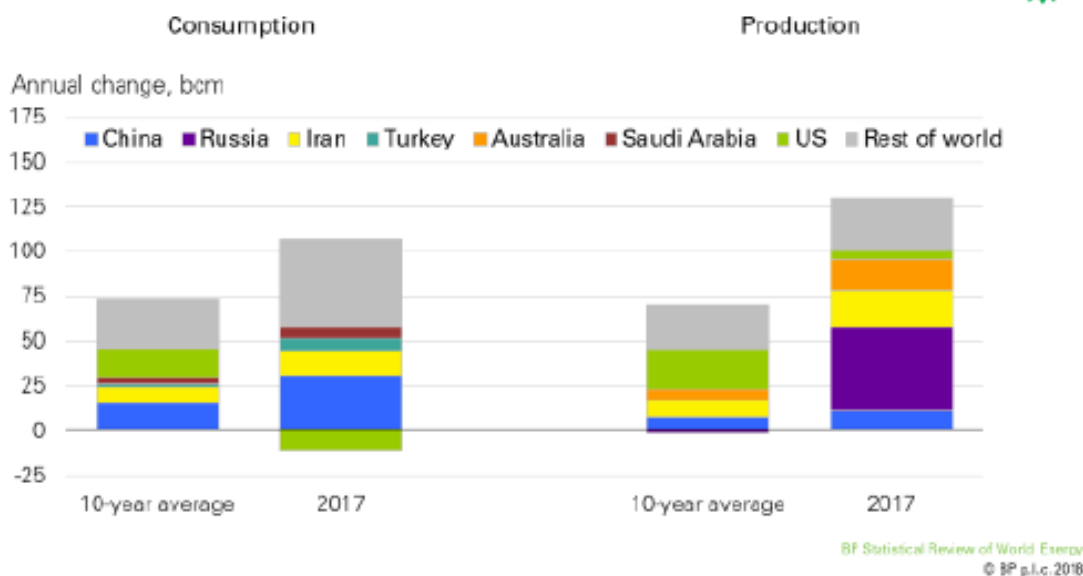
De acuerdo con las cifras del BP Statistical Review 2018, el 2017 fue un año muy especial para el gas, con crecimiento del 3.0% (96 bcm) en el consumo y del 4.0% (131 bcm) en la producción. Este rápido crecimiento en la demanda fue liderado por Asia (especialmente China con un 15.1%, 31 bcm) Oriente Medio (Irán con aumentos del 6.8 %, 13 bcm) y Europa.

El crecimiento global en el consumo de gas fue acompañado por un incremento en su producción en particular en Rusia (el 8.2 %, 46 bcm), Irán (el 10.5 %, 21 bcm), Australia (el 18 %, 17 bcm) y China (el 8.5 %, 11 bcm).

El espectacular crecimiento del consumo del gas en China que representó cerca de un tercio del aumento global es el resultado del Plan de Acción Ambiental anunciado por el gobierno chino en 2013, en donde se definieron objetivos para mejorar la calidad del aire en los próximos 5 años. Con los 5 años como meta, las autoridades chinas anunciaron en la primavera del año pasado medidas adicionales tendientes a redoblar los esfuerzos para alcanzar los objetivos ambientales propuestos.

Figura 4: Producción y consumo mundial de gas natural por países

## Natural gas consumption and production



Fuente: BP statistical review

Cambiar el uso de carbón por el consumo de gas o la electricidad a nivel industrial y residencial fue la consigna, y condujo a un aumento vertiginoso de la demanda de gas, lo que a la postre desencadenó en fuertes tensiones al interior de la China.

Los precios de venta del gas al público se aumentaron bruscamente. Las importaciones de GNL estaban desbordadas, muy por encima de los niveles de capacidad esperados y la importación por gasoducto quedó frenada por la capacidad instalada y la debilidad de la infraestructura china para importar. Había racionamiento de gas, sobre todo para usuarios industriales, debido a que se dió prioridad a los usuarios residenciales. La capacidad de almacenamiento fue otro factor que impactó el mercado chino, pues representa tan solo el 3% del consumo, comparada con cerca del 20 % en Estados Unidos y Europa.

Figura 5: Impacto del aumento de la demanda de gas en China

## Impact of Chinese gas surge



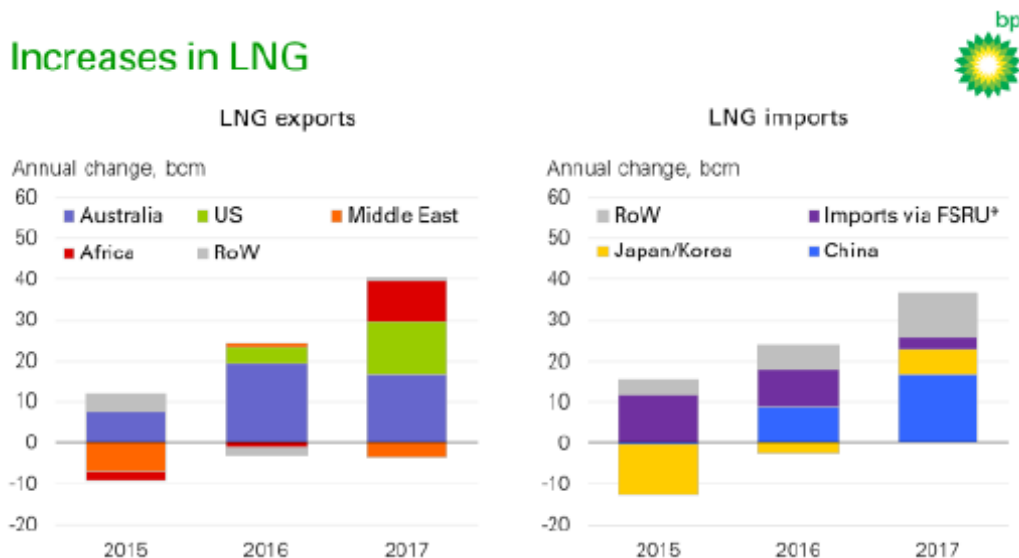
Fuente: BP statistical review

De acuerdo con los analistas, el consumo de gas en China y otras partes del mundo seguirá aumentando este año, pero parece improbable que en el año 2019 se siga presentando un incremento como el registrado el año pasado.

### 1.1.3 AUMENTO EN EL COMERCIO DEL GAS NATURAL LICUADO – GNL -

Otro de los factores que impulsaron el crecimiento de la demanda del Gas Natural en el mercado global, fue la gran expansión del GNL, el cual presentó un incremento del 10% en el año 2017, el mayor crecimiento registrado en los últimos 8 años, ayudado por nueva infraestructura para exportar localizada en Australia y Estados Unidos.

Figura 6: Crecimiento mundial del mercado de GNL



Fuente: BP statistical review

La gran cantidad de proyectos de GNL aprobados entre los años 2009 y 2014 condujo a muchos analistas a predecir una sobreoferta de GNL, la cual no sería rápidamente absorbida por la demanda. Sin embargo, esto no ha sucedido.

La sobreoferta en términos globales no se ha presentado a pesar de tener algunas plantas de GNL ociosas. Lo que se ha visto es una gran competencia de precios que ha presionado para que permanezcan bajos.

La gran movilidad de las exportaciones de GNL, en términos de su capacidad de cambiar su destino en respuesta a las señales de precio del mercado, cosa que las exportaciones por gasoducto no pueden, puede hacer que los mercados de gas estén cada vez más integrados.

## 1.2 VISIÓN ENERGÉTICA 2018 – 2040

La industria de la energía está en una evolución continua y rápida. El cambio es la constante que ha marcado su desarrollo y hoy es mucho más tangible que en años anteriores. Es indudable que la industria de la energía ha cambiado, la que conocemos hoy dista mucho de la que fue hace 30 o 40 años. Factores tales como las políticas gubernamentales, el cambio climático, las nuevas tecnologías, la

energía renovable y las preferencias sociales entre otros factores, han modificado y continuarán cambiando a futuro la forma en que producimos y consumimos la energía que necesitamos. Los cambios son cada vez más dinámicos, más rápidos, más globales y mucho más difíciles de predecir.

A futuro, uno de los factores que más interés despierta entre los especialistas, es el relacionado con la fuerte presión competitiva que se da, entre las diferentes fuentes de energía, dentro de un mercado cada vez más globalizado.

Los avances tecnológicos de los últimos años han permitido el crecimiento rápido y continuado de energías renovables, que ha liderado la mezcla más diversificada de combustible de que se tenga noticia. Las previsiones sobre oferta de energías abundantes y diversificadas hacen que el mercado futuro se vislumbre mucho más competitivo y desafiante.

Otro de los factores que tendrá una gran influencia en los próximos años, es la necesidad de disminuir las emisiones de gas carbónico a la atmósfera. Las presiones internacionales sobre el efecto invernadero y los desarrollos tecnológicos han hecho que el crecimiento en la emisión de gases haya disminuido en relación con los años pasados. Esto es un avance, pero no es suficiente para alcanzar las metas propuestas en los acuerdos de París relacionados con el cambio climático.

De acuerdo con el BP Energy Outlook 2018, la demanda de energía seguirá creciendo, aumentando en cerca de un tercio hacia finales del año 2040. Para atender este crecimiento en la demanda, el Outlook de BP, en su escenario “Evolving Transition” caso base, asume que las políticas gubernamentales, las tecnologías y las preferencias sociales evolucionan de manera y a velocidad similares al pasado reciente, en los siguientes aspectos:

- Un rápido crecimiento en las economías en desarrollo que eleva la demanda mundial de energía en un tercio.
- Un mix energético global mucho más diverso para 2040, con petróleo, gas, carbón y combustibles no fósiles, cada uno contribuyendo en aproximadamente una cuarta parte.
- Las energías renovables son la fuente de combustible con más rápido crecimiento, multiplicándose por cinco y proporcionando alrededor del 14% de la energía primaria.

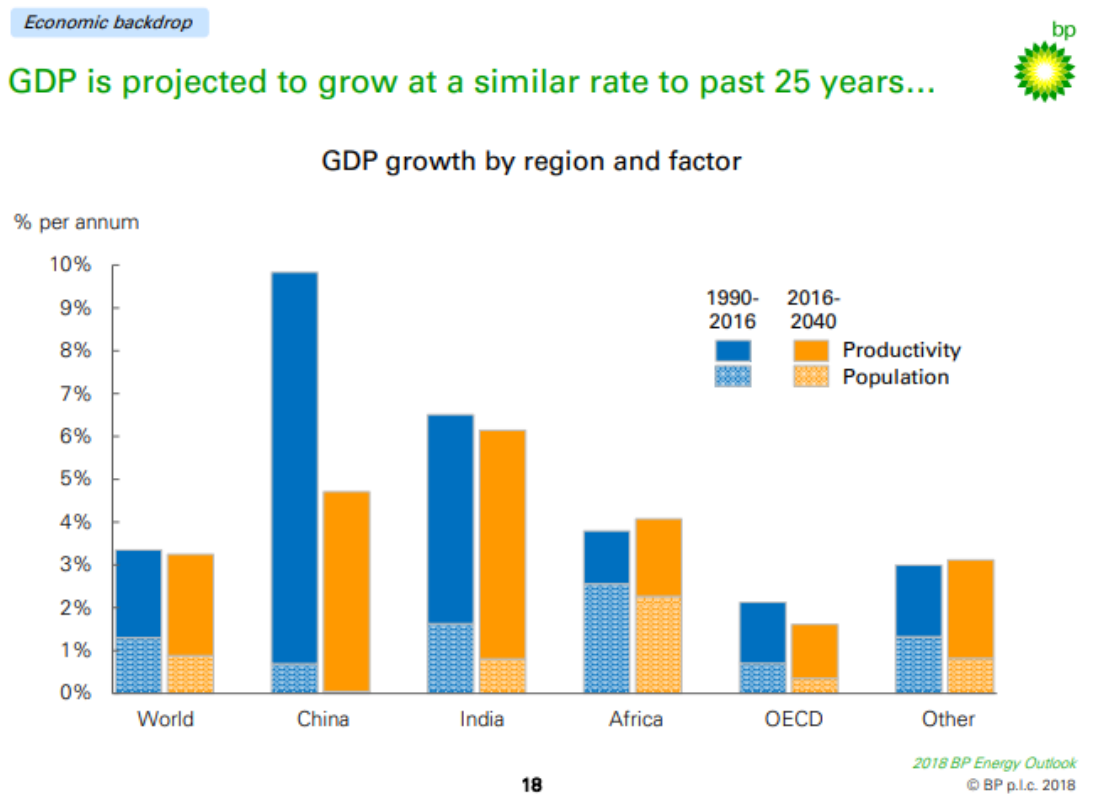
- La demanda de petróleo crece durante gran parte del período estudiado, antes de su estabilización en los últimos años.
- Un crecimiento fuerte de la demanda de gas natural que supera al carbón como la segunda fuente de energía
- El petróleo y el gas natural representan más de la mitad de la energía mundial.
- El consumo mundial de carbón se mantiene estable y parece cada vez más probable que su consumo en china se haya estancado.
- El número de carros eléctricos crece hasta llegar a cerca de un 15% del parque automovilístico, pero debido a una mayor intensidad en su uso, representan el 30% de los kilómetros recorridos con vehículos de pasajeros.
- Las emisiones de carbono continúan aumentando, lo que indica la necesidad de un exigente conjunto de acciones para lograr una ruptura decisiva con el pasado.

#### 1.2.1 CRECIMIENTO ECONÓMICO MUNDIAL

La economía mundial continúa creciendo liderada por la prosperidad creciente en los países en desarrollo. El documento, “BP Energy Outlook, edición 2018” en su escenario base prevé un crecimiento global promedio de la economía del 3.25%, similar al crecimiento observado en los últimos 25 años. Este crecimiento es el resultado del aumento poblacional, con una población mundial que aumenta en cerca de 1.7 mil millones para alcanzar una población total de casi 9.2 mil millones de personas en el año 2040.

El principal motor del crecimiento económico mundial es el aumento en la productividad en donde se mejoran los ingresos de las personas. La prosperidad creciente del mundo en desarrollo es la fuerza que jalona el crecimiento económico y determina el consumo de energía en los próximos años. Cerca del 80% del incremento en la producción es liderado por las economías emergentes, con China e India participando en más de la mitad de este incremento, tal y como se puede apreciar en la proyección del crecimiento del PIB por región y por factor que ilustra la figura 7.

**Figura 7: Proyección crecimiento del PIB por región y por factor**

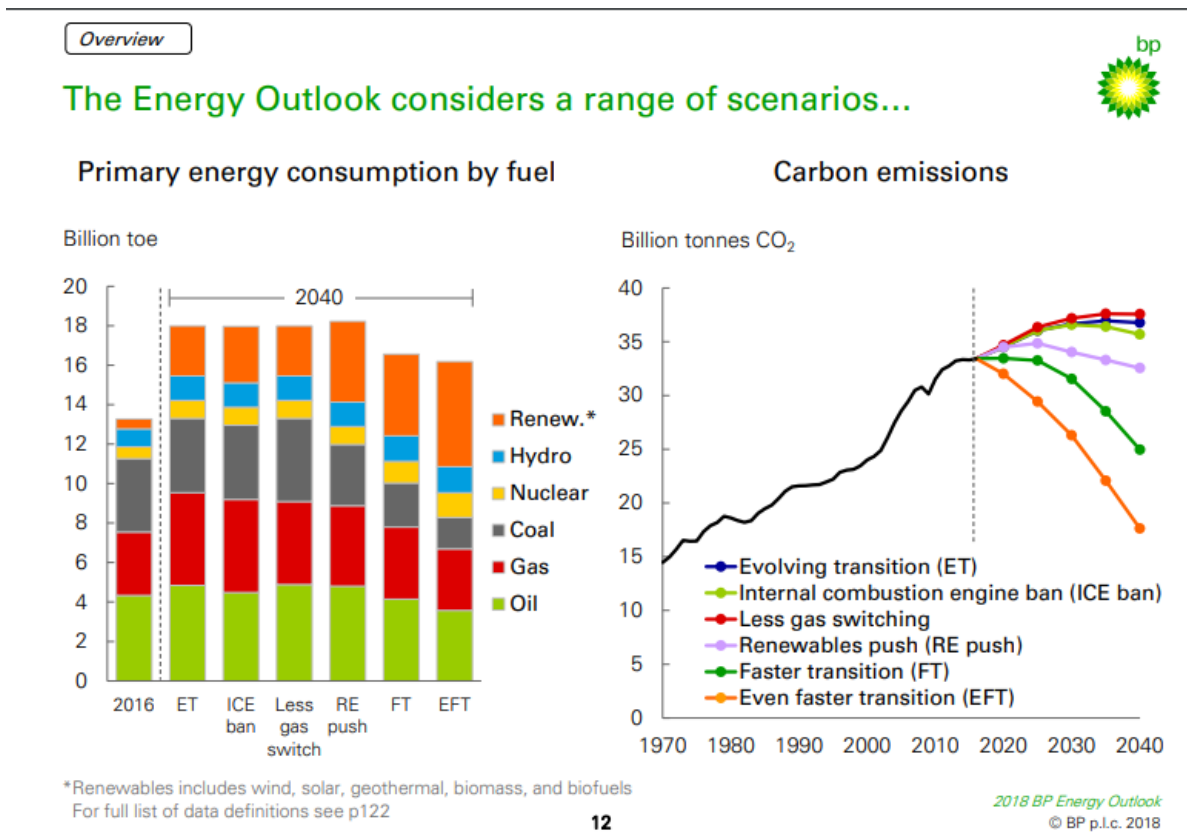


Fuente: BP Energy Outlook 2018

### 1.2.2 ANÁLISIS DE ESCENARIOS

Los análisis realizados tendientes a predecir el futuro del mercado energético, de corto, mediano y largo plazo, comparten características similares: un significativo incremento en la demanda de energía y una mezcla energética variada con combustibles bajos en carbono. En su escenario base, BP Energy Outlook 2018, estima que para el año 2040, la demanda de energía aumenta en un tercio de su consumo actual y además que el petróleo, el gas, el carbón y los combustibles no fósiles participan cada uno con cerca de una cuarta parte de la energía mundial, siendo la energía renovable la de más rápido crecimiento, cubriendo cerca de un 40% del aumento de la demanda.

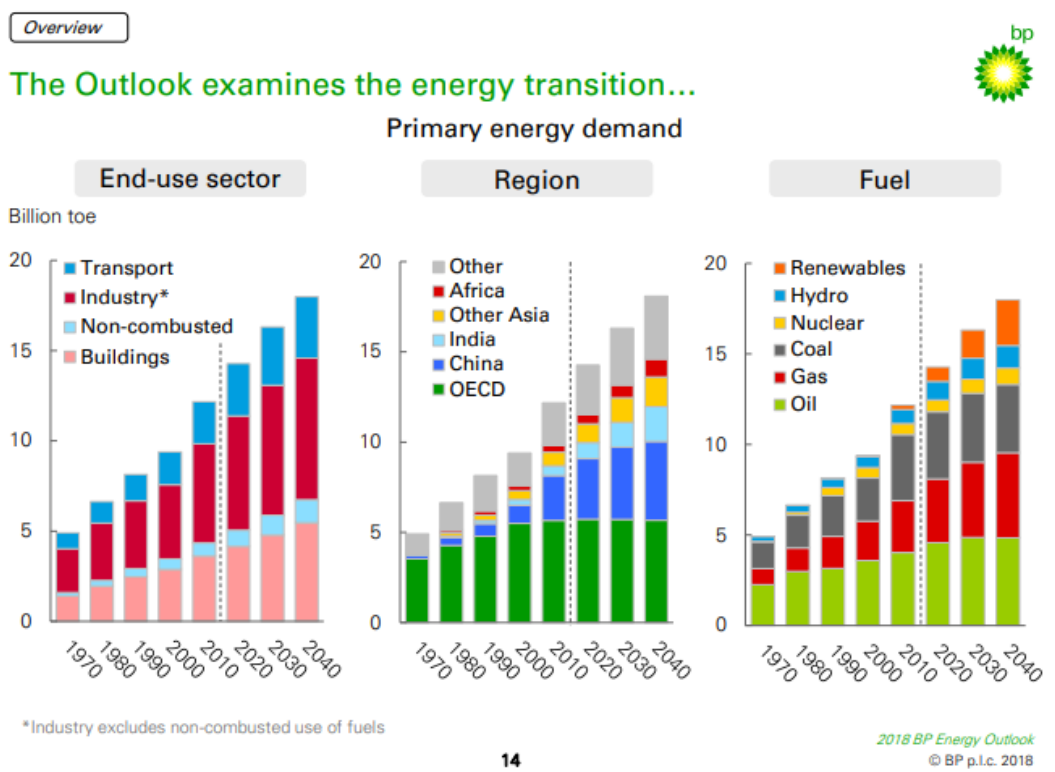
**Figura 8: Proyección consumo mundial de energía por combustible**



Fuente: BP Energy Outlook 2018

El Outlook de BP, considera varios escenarios y analiza la transición energética desde tres puntos de vista diferentes: fuentes de energía, sectores y regiones.

Figura 9: Demanda mundial de energía primaria por región, combustible y usuario final



Fuente: BP Energy Outlook 2018

Vista por **sectores** hacia el año 2040, el mayor crecimiento de la demanda de energía se origina en el sector industrial, con un incremento de aproximadamente la mitad del aumento total. El crecimiento del sector transporte es mucho más lento que en el pasado, reflejando los beneficios rápidos en la eficiencia de los vehículos.

Por el lado de las **regiones**, el crecimiento en la demanda de energía proviene de países con economías en vías de desarrollo, que presentan un crecimiento rápido, debido a su prosperidad creciente. China, India y otros países emergentes de Asia representan cerca de las dos terceras partes del crecimiento en el consumo de energía.

Con respecto a las **fuentes**, tenemos que la energía renovable es la fuente de mayor y más rápido crecimiento, representando cerca del 40 % del aumento en la producción de energía. Por su parte el gas natural presenta crecimientos más rápidos que el crudo y el carbón.

### 1.2.3 ANÁLISIS DE FUENTES ENERGÉTICAS

#### 1.2.3.1 COMBUSTIBLES LÍQUIDOS

Se prevé un crecimiento de la demanda de petróleo en buena parte del periodo, aunque en los últimos años tiende a estabilizarse. En el escenario base de BP Energy Outlook 2018, la demanda global de combustibles líquidos (petróleo líquido, biocarburantes, y otros combustibles líquidos) aumentan en alrededor de 13 MMBPD, alcanzando 109 MMBPD hacia 2040.

El aumento de demanda se origina en el crecimiento de las económicas emergentes, con India que substituye a China como la economía de mayor crecimiento, mientras que los países de la OCDE retoman su tendencia decreciente.

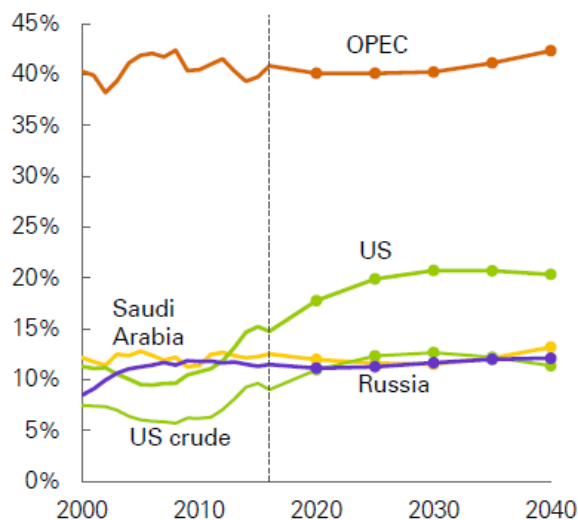
Por el lado de la oferta, los hidrocarburos líquidos presentan un aumento cercano a los 11 MMBPD, en concordancia con la oferta excesiva presentada en el año 2016. Este incremento obedece en los primeros años al aumento de hidrocarburos no convencionales proveniente de los Estados Unidos y posteriormente por los países que conforman la OPEP a partir del 2020, una vez sus miembros acuerden una estrategia de crecimiento en sus cuotas de mercado.

En el escenario base de BP, se prevé que la producción de líquidos total estadounidense, incluyendo líquidos de gas natural (NGLs), representee las dos terceras partes del aumento del suministro global durante los 15 primeros años de la Perspectiva, y se mantiene en cerca de 23 MMBPD a principio del año 2030.

En los últimos 10 años del periodo de análisis, el crecimiento de la producción proviene de la OPEP. La sobreoferta de hidrocarburos líquidos llevará a los países miembros de la Organización a reducir su dependencia de petróleo y permitiéndoles gradualmente adoptar una estrategia más competitiva para aumentar su cuota en el mercado.

**Figura 10: Participación de los diferentes productores en la oferta global de líquidos**

Share of world liquids supply



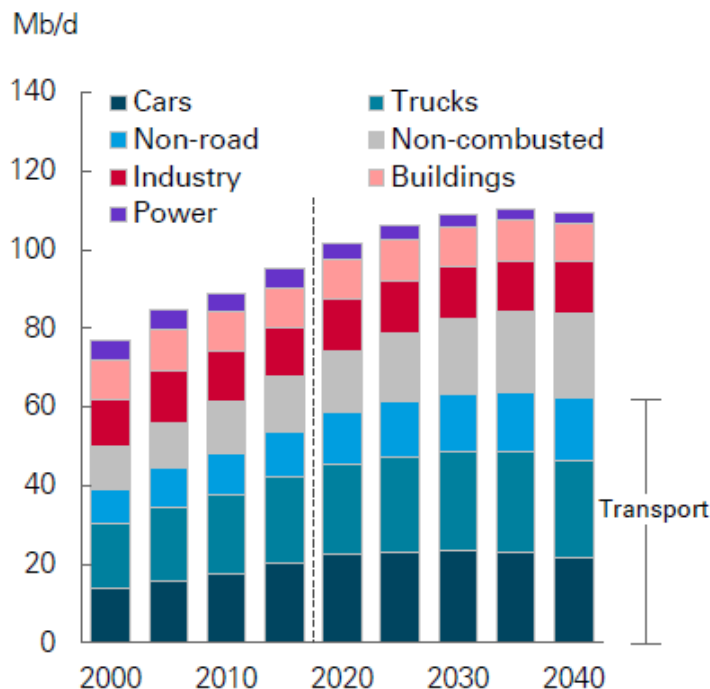
Fuente: BP Energy Outlook 2018

Se estima que la producción de los países de la OPEP aumentara en cerca de 6 MMBPD hacia el año 2040, mientras que los países que no forman parte de la OPEP aumentarían su producción en cerca de 5 MMBPD.

El sector del transporte continúa dominando la demanda mundial de petróleo líquido, representando más de la mitad del crecimiento de la demanda global con cerca de 8 millones de barriles por día. La mayor parte de este crecimiento, que se estabiliza al final del periodo objeto de estudio, proviene del transporte aéreo, marítimo y ferroviario, así como del transporte terrestre pesado, con muy pequeños crecimientos en automóviles y motocicletas.

Sin embargo, el estímulo a la demanda de líquidos para transporte gradualmente se diluye por efecto de mejoras en la eficacia de vehículo y por el crecimiento de combustibles alternativos en el sistema de transporte. Al final de periodo, los combustibles líquidos usados en el sistema de transporte dejan de crecer.

**Figura 11: Evolución y proyección de la demanda mundial de combustibles líquidos**



Fuente: BP Energy Outlook 2018

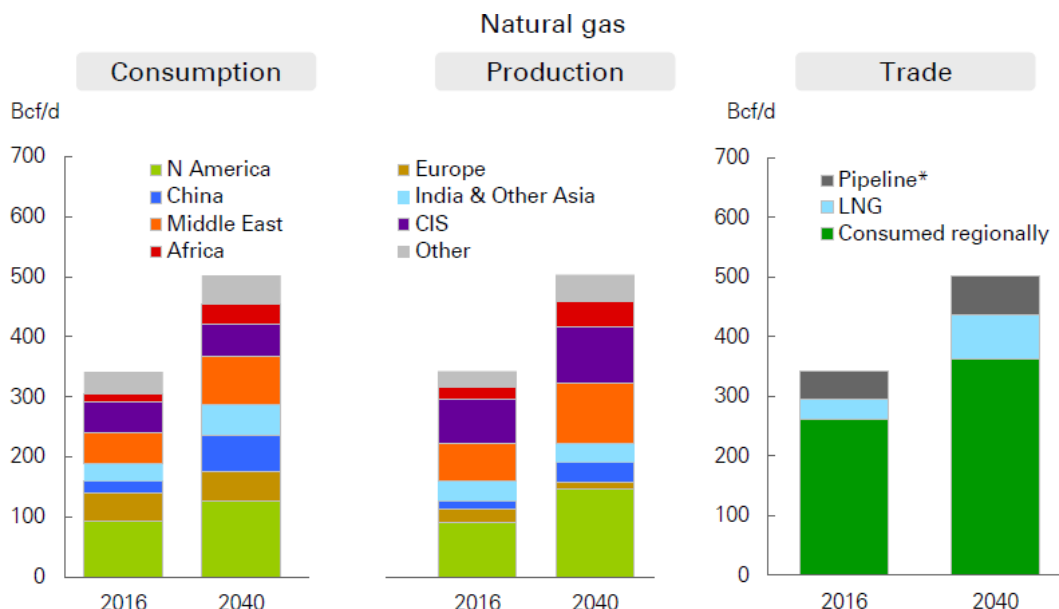
En términos generales, la participación del sector transporte en la demanda de petróleo líquido, se mantiene durante el periodo analizado, cercana al 55%. Después de 2030, la principal fuente de crecimiento en la demanda de petróleo proviene de sus usos como materia prima, particularmente para la petroquímica.

### 1.2.3.2 GAS NATURAL

Para el periodo comprendido entre 2019 y 2040, se prevé un fuerte crecimiento en el consumo del gas natural debido a sus características como energía limpia; a la reducción de costos de producción; y al continuo aumento en el suministro del gas natural licuado que incrementa la disponibilidad de gas a escala mundial.

De acuerdo con el escenario base de BP, el crecimiento en el consumo de gas natural se soporta en varios factores: incrementos en los niveles de industrialización y la demanda de energía (en particular en Asia y África); la tendencia a cambiar el carbón por el gas (especialmente en China); y la gran oferta disponible de gas a muy bajo costo (en Norteamérica y el Oriente Medio).

**Figura 12: Proyección mercado mundial de gas natural**



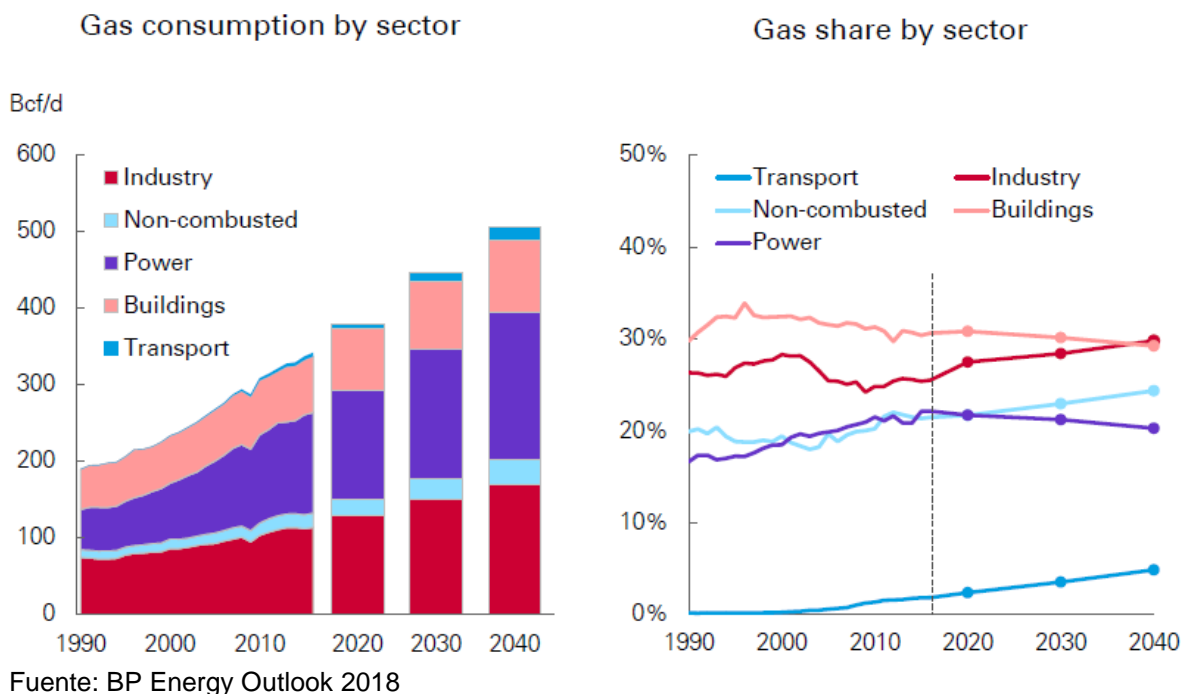
Fuente: BP Energy Outlook 2018

Estados Unidos conjuntamente con Qatar e Irán contribuyen con más de la mitad de la producción incremental. Hacia el año 2040, Estados Unidos aportará casi un cuarto de producción mundial de gas, por encima del Oriente Medio y de la Comunidad de Estados Independientes (Antiguos países de la Unión Soviética).

El mercado global del Gas Natural Licuado (GNL) suministra más del doble del crecimiento de la demanda, con cerca del 40 % del incremento que se presente en los próximos cinco años. El crecimiento sostenido en el suministro global del GNL aumenta la disponibilidad de gas en el mundo entero, con volúmenes que sobrepasan los envíos efectuados por gasoductos a principios del año 2020.

La industria y el sector eléctrico lideran el crecimiento el gas natural. De acuerdo con el escenario analizado, el crecimiento en el uso industrial del gas (55 Bcf/d) se soporta por el aumento continuo en la industrialización en países con economías en vías de desarrollo y el aumento en la participación del gas en la canasta energética desplazando al carbón en algunos países de la OECD y no-OCDE.

**Figura 13: Proyección del consumo mundial de gas natural por sector**



El crecimiento del gas natural en la producción de energía eléctrica a escala global (59 Bcf/d) se explica por la alta demanda de ésta en los últimos años. El crecimiento más alto de la demanda de gas está en el sector del transporte, especialmente en camiones y transporte marítimo. Aunque el aumento de la demanda de transporte sea pequeño en la cantidad absoluta (11 Bcf/d), su participación en los aumentos del transporte es casi del 5 % hacia el año 2040.

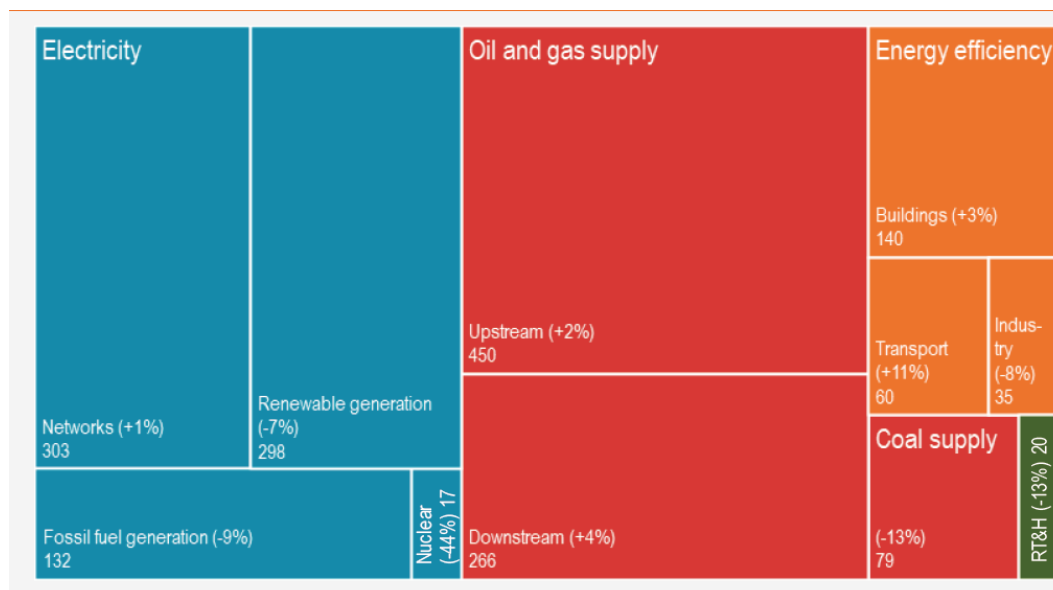
### 1.3 TENDENCIAS GLOBALES DE LAS INVERSIONES EN ENERGÍA

Las inversiones totales en energía en el mundo en el 2017, incluyendo gastos de suministro y mejoras en la eficiencia en los usuarios finales, se estima en 1.8 trillones de dólares que equivalen al 1.9 del Producto Interno Bruto (PIB) global del mundo de ese mismo año, disminuyendo en comparación con los dos años anteriores.

La participación de las inversiones de todos los sectores de la economía en el PIB, ha permanecido estable, sugiriendo que en términos generales la disponibilidad de capital no ha sido una restricción. Sin embargo, el sector de generación eléctrica

presenta una declinación debido a las pocas adiciones de capacidad de generación con carbón e hidroelectricidad, mientras que el sector de Oil & gas creció marginalmente y el gasto en eficiencia energética subió un 3%.

**Figura 14: Inversión en energía en el 2017 y porcentaje de cambio con respecto al 2016**

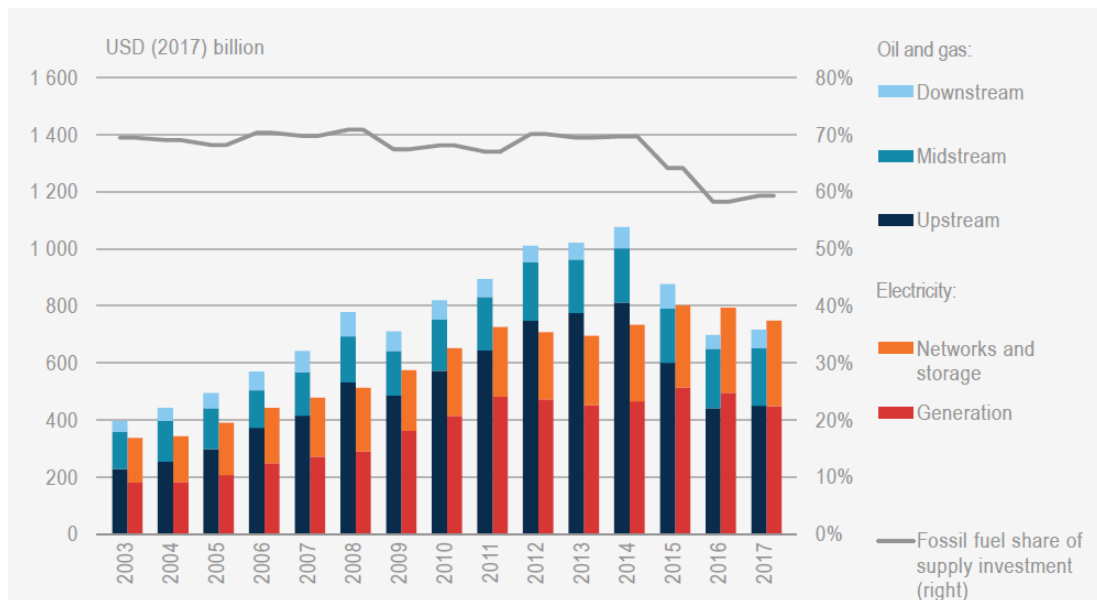


Fuente: EIA World Energy Investment 2018

Los costos unitarios se mantienen como un driver importante en las tendencias de las inversiones. Los costos de los proyectos de energía solar fotovoltaica comisionado en 2017 fueron 15% menores que los costos por megavatio de capacidad del 2016, debido a las mejoras tecnológicas e instalación en regiones de bajo costo, a pesar que las adiciones de capacidad e inversiones alcanzaron niveles récord. Los costos del sector de Oil & gas se incrementaron levemente en respuesta al alza del crudo, pero solamente en la producción diferente a los no convencionales de los Estados Unidos. Las inversiones en eficiencia de energía y redes eléctricas crecieron con respecto al 2016 pero a un ritmo inferior.

La participación de las fuentes de energía de bajo carbón en las inversiones en plantas de generación eléctrica, incluyendo renovables y nuclear, se mantiene en valores altos por encima del 70%. Este valor viene creciendo rápidamente desde hace una década cuando era menos del 50%. Las redes de energía han sido la columna vertebral y el elemento clave de la transición a energías limpias, con una participación mayor al 40% en las inversiones del sector eléctrico, cuando hace una década correspondían aproximadamente a la tercera parte.

**Figura 15: Inversiones en el mundo en Oil & Gas y suministro de energía eléctrica**



Fuente: EIA World Energy Investment 2018

Por segundo año consecutivo, las inversiones en energía eléctrica y redes de distribución son más altas que las del sector de Oil & gas. Esto se ha mantenido a pesar que en el 2017 las inversiones el sector eléctrico disminuyeron un 6% y en el sector de Oil & gas crecieron un 3%. Hay que recordar que la mayoría de la generación eléctrica continúa dependiendo de los combustibles fósiles, por lo cual la participación total de éstos se eleva hasta casi el 60%.

La China continúa como el mayor destino de las inversiones de energía, con una participación mayor a la quinta parte del total, con una disminución de más del 50% en el comisionamiento de nuevas plantas de generación con carbón y un aumento importante en las de generación con combustibles de bajo carbón, redes de distribución y eficiencia eléctrica.

La participación de Estados Unidos en energía fue del 16%, con un aumento en las plantas comisionadas de generación eléctrica con gas y en la expansión de las redes de distribución, a pesar de la reducción de las inversiones en las energías renovables. Europa participa con un 14%, con inversiones relativamente estables en generación con renovables y redes, pero con una declinación en la generación con combustibles fósiles.

**Figura 16: Inversión en energía por combustible y por región USD 2017**

	Oil and gas		Coal	Power generation			Renewable transport and heat	Electricity networks	Total energy supply	Energy efficiency
	Upstream	Downstream/ infrastructure	Mining and infrastructure	Coal, gas and oil	Nuclear	Renewables				
<b>OECD</b>	167	115	11	43	8	139	5	137	625	140
Americas	114	63	3	16	8	48	1	73	326	47
United States	70	49	2	14	4	41	1	65	245	42
Europe	40	22	2	7	0	66	4	44	185	75
Asia and Pacific	14	30	6	19	0	25	1	19	114	18
Japan	1	3	0	2	0	18	0	8	33	9
<b>Non-OECD</b>	282	128	64	89	9	159	15	166	913	96
Europe/Eurasia	84	24	7	9	0	5	0	17	147	6
Russia	58	16	6	6	0	1	0	10	97	4
Non-OECD Asia	58	54	54	55	9	125	14	120	488	81
China	31	27	44	22	8	98	12	80	322	65
India	3	9	7	16	0	19	0	20	74	8
Southeast Asia	17	13	2	9	0	3	1	14	58	3
Middle East	63	28	0	8	0	2	0	9	110	1
Africa	37	14	2	15	0	9	0	9	84	3
Latin America	41	9	1	3	0	18	1	12	84	4
Brazil	23	3	0	1	0	14	1	7	49	2
<b>World</b>	450	266	79	132	17	298	20	303	1 566	236
European Union	14	33	2	6	0	55	2	36	148	n.a.

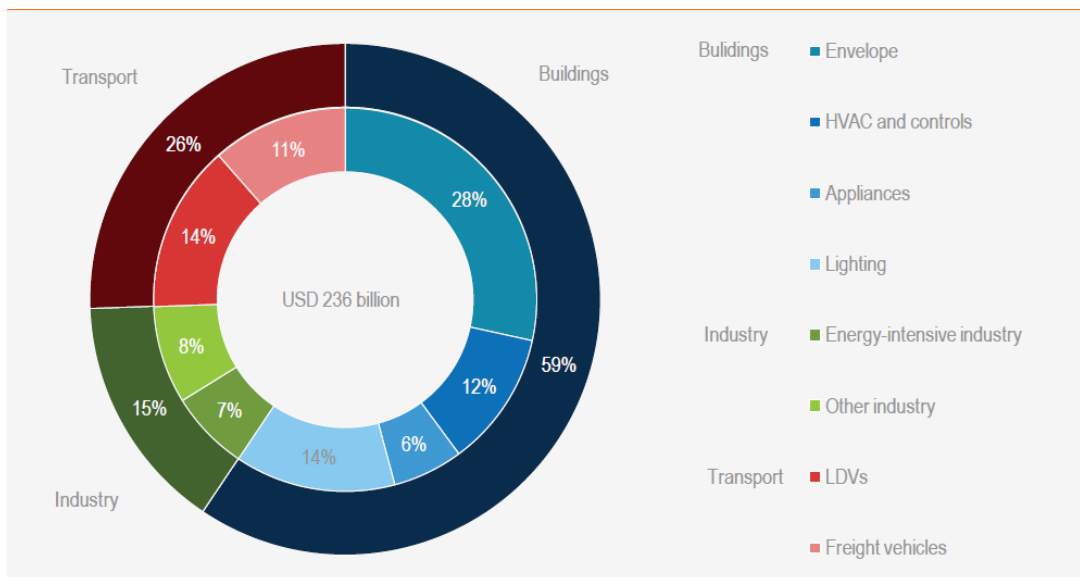
Notes: Renewable transport and heat include transport biofuels and solar thermal heating. Regions do not sum to world as fossil fuel shipping is not regionally allocated. Russia = the Russian Federation. OECD = Organisation for Economic Co-operation and Development. Electricity networks include battery storage.

Fuente: EIA World Energy Investment 2018

### 1.3.1 INVERSIONES EN EFICIENCIA ENERGÉTICA Y USO FINAL DE LA ENERGÍA

Las inversiones en la mejora de la eficiencia energética han venido creciendo fuertemente en los últimos años y permanecen inmunes a la disminución en la inversión global en energía en el año 2017. En este año, se invirtió un total de 236 billones de dólares en los sectores residencial, transporte e industrial, con un crecimiento del 3% con respecto al 2016. La mayor participación corresponde al sector residencial y se debe al incremento en el gasto de elementos que consumen menos energía y mejoramientos en las edificaciones.

**Figura 17: Inversiones mundiales en eficiencia energética 2017**



Notas: HVAC=heating, ventilation and air conditioning; LDV=light-duty vehicles.

Fuente: EIA World Energy Investment 2018

Las inversiones en los componentes de la estructura de las residencias tales como: aislamientos, paredes, techos y ventanas disminuyeron 3% con respecto a 2016, que fueron compensadas con incremento del 17% con un mayor gasto en eficiencia energética en sistemas de calefacción, ventilación y aire acondicionado y un 14% de incremento en eficiencia energética en iluminación.

Las inversiones para mejorar la eficiencia energética del sector automotor, en compras de carros y camiones más eficientes, creció un 11% con respecto a 2016. Aunque éstos gastos son considerables, las ventas de carros eléctricos solo representaron el 1.3% del total en el 2017. El mayor incremento en estas inversiones se dio en economías emergentes como China (2%) e India (5%) como respuesta a los fuertes estándares de economía de combustibles y cambio de políticas hacia movilidad eléctrica especialmente en China.

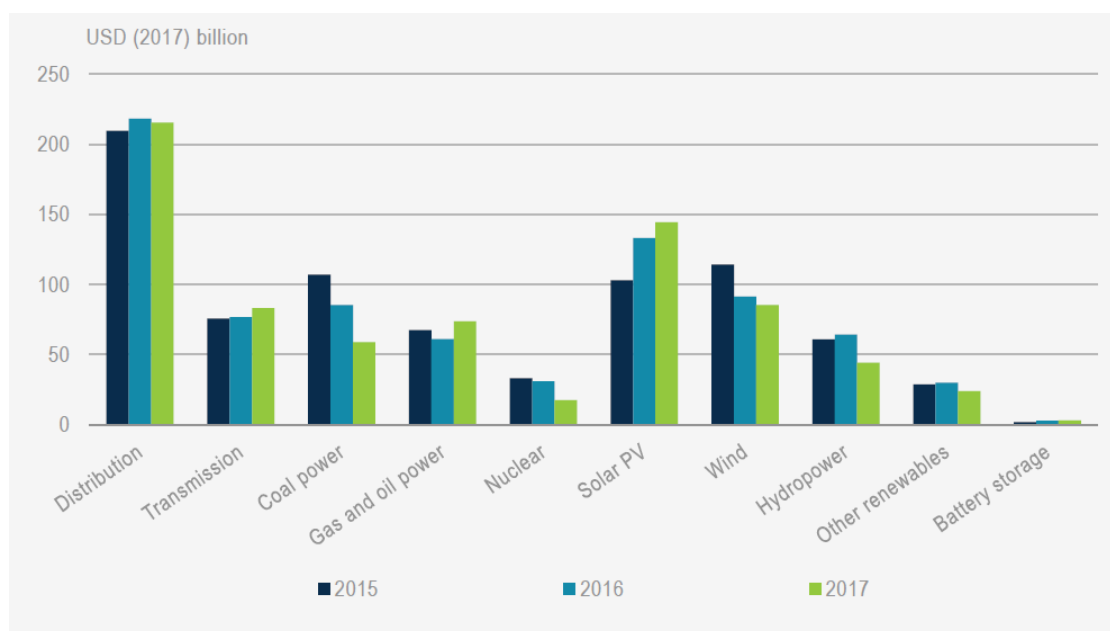
La inversión en eficiencia energética en 2017 en el sector industrial disminuyó 8% con respecto al 2016. La desaceleración fue más notoria en China, que sigue siendo responsable del 39% del gasto total en el sector, pero donde la tasa de crecimiento disminuyó en 20 puntos porcentuales hasta el 15%. Esto se debió a una desaceleración en la construcción de nuevas instalaciones de uso intensivo de energía y al desplazamiento de las inversiones hacia servicios menos intensivos en energía y sectores comerciales.

### 1.3.2 INVERSIONES EN ELECTRICIDAD Y RENOVABLES

La relación entre la demanda de electricidad y la inversión continúa evolucionando, y el sector de generación se vuelve más intensivo en capital. En la última década, la relación entre la inversión mundial en el sector de electricidad y el crecimiento de la demanda se duplicó debido a las políticas para promover las energías renovables y esfuerzos para mejorar y ampliar las redes, pero también debido a una amortiguación en la demanda por mayor eficiencia energética.

La inversión mundial en el sector de electricidad cayó un 6%, a USD 750 billones en 2017. La inversión en capacidad de generación eléctrica se redujo en un 10%, una disminución mucho más pronunciada en comparación con el año anterior. La mayor parte de esta caída se debió a que se comisionaron menos plantas nuevas de carbón en China y la India. Los retiros de centrales eléctricas de carbón existentes compensaron casi la mitad de las nuevas adiciones de plantas de carbón. Por el contrario, la inversión en la capacidad de generación a gas aumentó en un 40%, liderada por los Estados Unidos, el Medio Oriente y el norte de África.

**Figura 18: Inversión global en el sector eléctrico por tecnología**



Fuente: EIA World Energy Investment 2018

La inversión en capacidad de generación de electricidad basada en energías renovables se redujo en un 7%, aunque las tendencias varían según la tecnología:

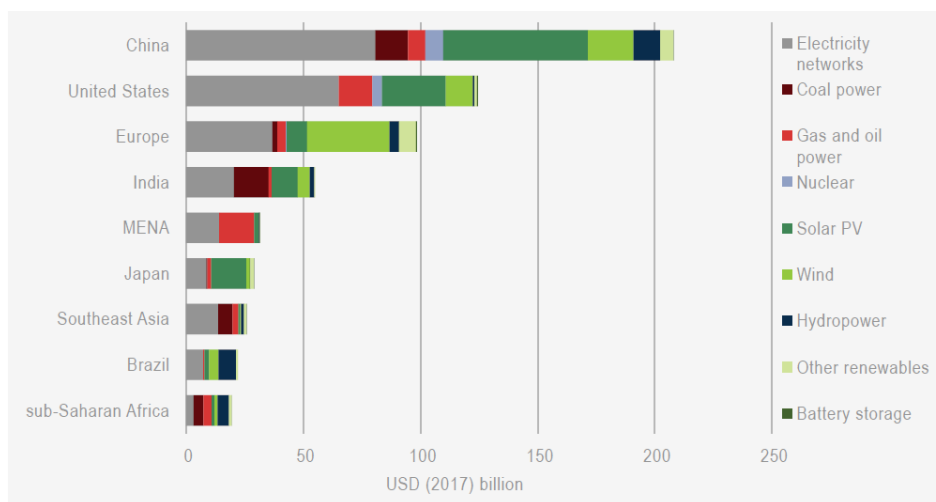
La inversión en energía solar fotovoltaica aumentó a niveles récord, a pesar que los costos a nivel mundial disminuyeron casi un 15%, debido al aumento en la implementación en regiones históricamente de bajo costo, como China e India. La inversión eólica marina también aumentó a niveles récord, con la instalación de casi 4 GW de nuevas plantas, principalmente en Europa. La inversión eólica terrestre se redujo en casi un 15%, con menor impacto en USA, China y Brasil, aunque un tercio de ésta se debió a la caída de los costos de inversión.

La inversión en energía hidroeléctrica cayó un 30% a su nivel más bajo en más de una década, con una desaceleración en China, Brasil y el sudeste asiático. La inversión en centrales nucleares nuevas disminuyó a su nivel más bajo en cinco años, aunque aumentó el gasto en extensiones de vida para las existentes.

La participación de las fuentes de energía bajas en carbono (renovable y nuclear) mantuvo un alto nivel mayor al 70%, y las energías renovables representaron más del 65%. En la mayoría de los países y regiones, la inversión en generación con éste tipo de fuentes excede la basada en combustibles fósiles, y en la India, la superó por primera vez. Sin embargo, el sudeste asiático y el Medio Oriente y el norte de África siguen siendo las principales excepciones

La generación anual esperada de la nueva capacidad de generación de bajas emisiones de carbono instalada en 2017, en torno a 460 TWh, equivale al 70% del aumento del 3% en la demanda mundial de electricidad.

**Figura 19: Inversiones en el sector eléctrico por países y regiones 2017**



Nota: MENA = Middle East and North Africa.

Fuente: EIA World Energy Investment 2018

El gasto global en redes eléctricas continuó creciendo de manera constante en 2017, pero aumentó solo un 1%. Su participación en la inversión total del sector eléctrico creció al 40%, su nivel más alto en casi una década. Esto es reflejo de la continua expansión de las redes para satisfacer la nueva demanda y el reemplazo y la actualización de activos antiguos.

China siguió siendo el mercado más grande de la inversión en redes, con más de una cuarta parte del total, aunque el gasto disminuyó en un 4%, por primera vez en cinco años. Estados Unidos, con más de un quinto del gasto en redes, lideró el aumento en el gasto seguido por el sudeste asiático y la India.

Las compañías eléctricas están modernizando las redes eléctricas gastando más en la llamada tecnología de red inteligente, que incluye medidores inteligentes, equipos de distribución avanzados y carga de vehículos eléctricos, que abarcó más del 10% del gasto de las redes.

### 1.3.3 INVERSIONES EN EL “UPSTREAM” – PETRÓLEO Y GAS

La confianza de los inversionistas en el sector “Upstream” del petróleo y el gas continúa recuperándose en respuesta al aumento de los precios del petróleo y al crecimiento sostenido de la demanda de petróleo. Después de una disminución superior al 40% entre 2014 y 2016, la inversión en el “Upstream” se recuperó modestamente en 2017 en un 4% registrando un valor de USD 450 mil millones (en términos nominales) y, de acuerdo con la información proporcionada por las empresas, aumentará en un 5% a USD 472 mil millones en 2018.

La tendencia general enmascara algunas grandes diferencias en términos de activos y geografía:

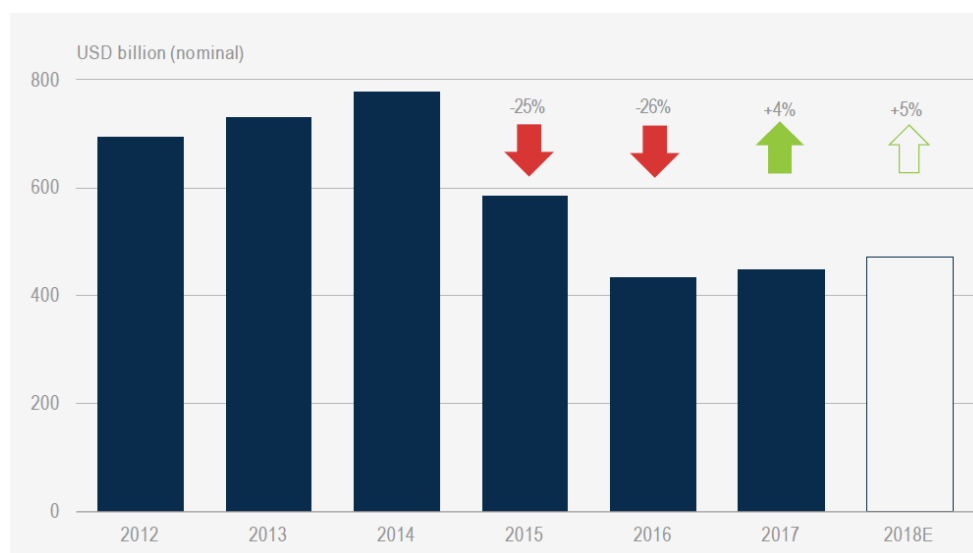
El gasto en la industria de no convencionales de EE. UU. continúa expandiéndose fuertemente después del rápido crecimiento de la inversión ya visto en 2017.

La inversión tierra firme (onshore) en campos convencionales, con un enfoque en campos existentes, está aumentando modestamente, impulsada por el gasto de las compañías petroleras nacionales (NOCs) en los principales países productores, como Oriente Medio y Rusia, así como en China.

La inversión en costa afuera (offshore), con plazos largos de ejecución, volverá a disminuir en 2018 ya que se aprobaron pocos proyectos nuevos en los últimos tres años, aunque hay claros signos de un renovado interés en el sector en la última parte de 2017 y de 2018.

Estados Unidos sigue siendo el motor del crecimiento de la inversión en “Upstream”, y su gasto total de capital, incluidos los recursos convencionales y no convencionales, aumentará alrededor del 10% en 2018. El sector de hidrocarburos no convencionales sigue siendo el principal motor de este crecimiento. En Europa, el interés en el Mar del Norte aumentó debido a la disminución de costos, con varios proyectos nuevos sancionados por Equinor y otros operadores.

**Figura 20: Inversión global en “Upstream” (petróleo y gas)**



Fuente: EIA World Energy Investment 2018

En Medio Oriente, donde el gasto se vio menos afectado por la caída global en 2015-16, hay confianza que lo peor ha pasado. Los planes de gastos apuntan a un modesto aumento en 2018, con un cambio en algunos países hacia gas debido a las crecientes necesidades domésticas, acompañado de una creciente inversión en el sector petroquímico y el Downstream. También hay un enfoque creciente en proyectos de mejoramiento con el objetivo de desacelerar la declinación natural en los campos existentes y aumentar los factores de recobro en general.

Durante décadas, Medio Oriente ha dispuesto de grandes flujos de inversión privada y extranjera en determinadas partes de sus sectores de petróleo y gas,

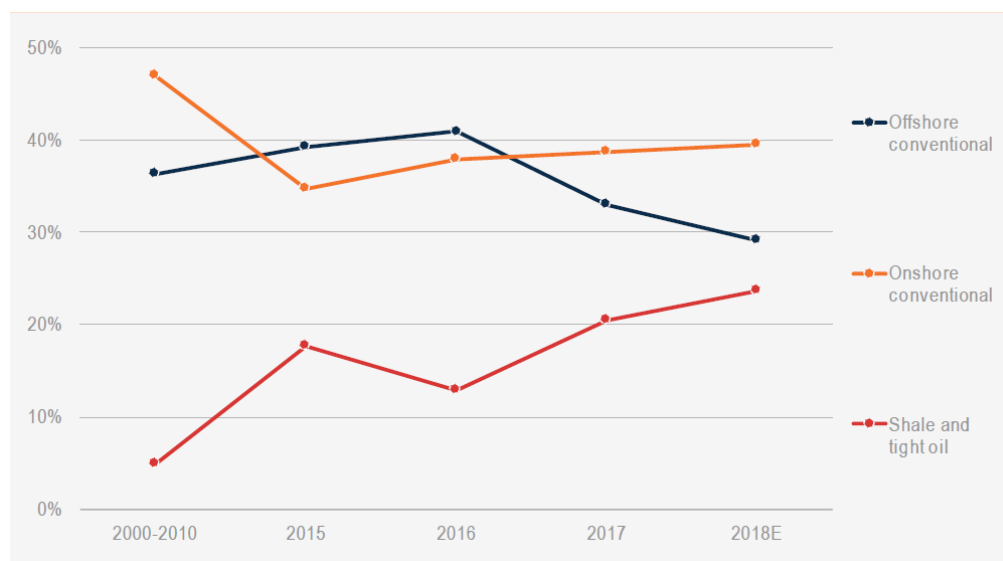
pero una tendencia emergente, que marca un cambio bastante notable con el pasado, es la decisión reciente de algunos de los principales países productores, como Arabia Saudita y los Emiratos Árabes Unidos, para permitir a las empresas no locales poseer participaciones de activos nacionales.

Las estrategias adoptadas por los países y las empresas están propiciando un cambio en la forma en que se implementan las inversiones en el “Upstream”. Las actividades en activos convencionales en tierra firme (onshore) siguen siendo el principal destino de inversión, con alrededor del 40% del total.

El sector en costa afuera (offshore), después de un aumento constante en la primera parte de la década, revirtió su tendencia al alza y su participación en la inversión total ha caído abruptamente, a un mínimo plurianual previsto para 2018.

La inversión en activos no convencionales, inicialmente en el sector del gas natural y luego extendida al petróleo liviano, creció rápidamente desde 2007-08 y alcanzará casi una cuarta parte del total en 2018. El rápido crecimiento del peso de éstos últimos implica que la industria no solo está cambiando hacia proyectos de ciclos más cortos capaces de generar flujo de efectivo más rápido, sino que también depende cada vez más de activos caracterizados por tasas de declinación pronunciadas, cambiando parcialmente la naturaleza tradicional del largo plazo del sector de petróleo y gas.

**Figura 21: Participación del tipo de activo en las inversiones globales del “Upstream”**



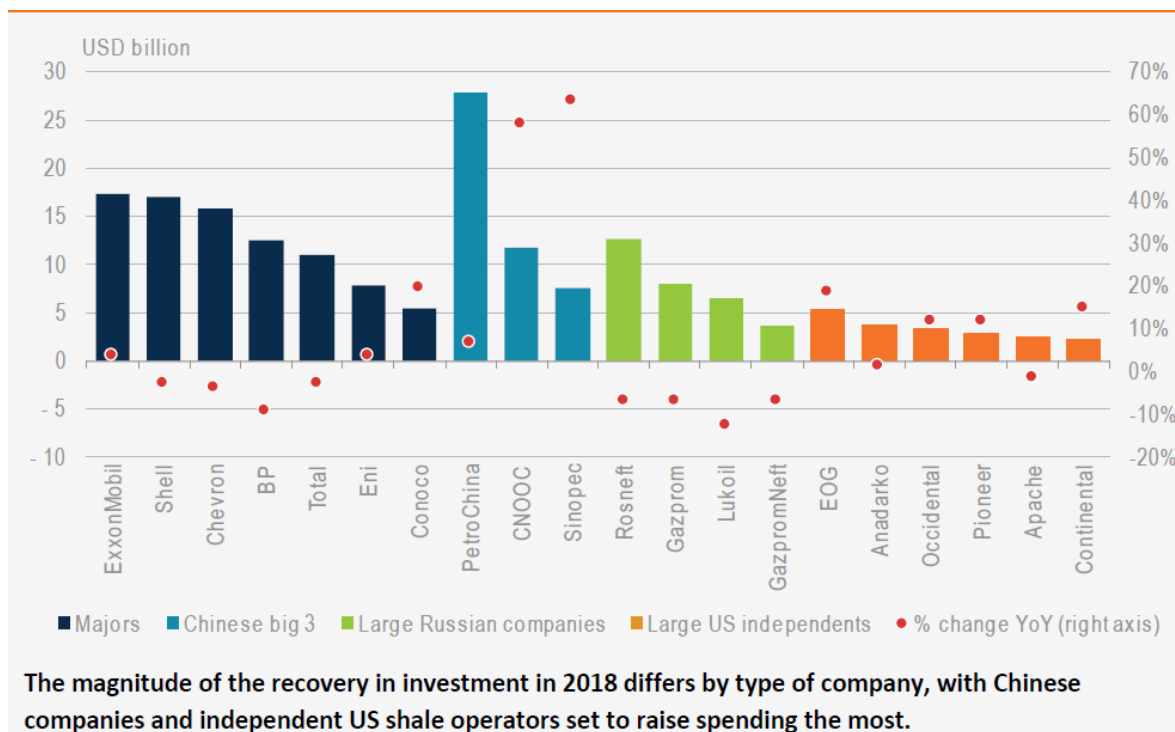
Fuente: EIA World Energy Investment 2018

La reducción de la inversión en 2015-16, la mayor disciplina en el uso del capital y la fortaleza del sector no convencional alentó también a varios países productores de petróleo y gas a reconsiderar sus regímenes fiscales y marcos regulatorios para mejorar su entorno comercial y atraer inversión extranjera. Entre los principales casos podemos citar a México, Reino Unido, Irak, Indonesia y Angola.

### 1.3.3.1 EL AUMENTO DE LAS INVERSIONES DEL “UPSTREAM” VARÍA SEGÚN EL TIPO DE COMPAÑÍA

Las tendencias de la inversión en “Upstream” varían notablemente según el tipo de compañía. Todos los inversionistas han ajustado su disciplina financiera en respuesta a la caída en los precios del petróleo en 2014-16, pero siguen existiendo grandes diferencias en sus retornos de inversión. Las principales compañías petroleras casi redujeron a la mitad su gasto de capital entre 2014-17.

**Figura 22: Inversiones de las compañías petroleras en 2018 y su cambio con el 2017**



Fuente: EIA World Energy Investment 2018

El cambio en el gasto hacia inversiones de ciclo más corto continúa y se acelera en 2018. Las empresas priorizan la inversión en activos en producción (brownfield) y, en algunos casos, han expandido sus operaciones en el sector de no convencionales en USA, donde el ciclo de inversión es relativamente corto (alrededor del 80% de la producción total se obtiene en los primeros dos años).

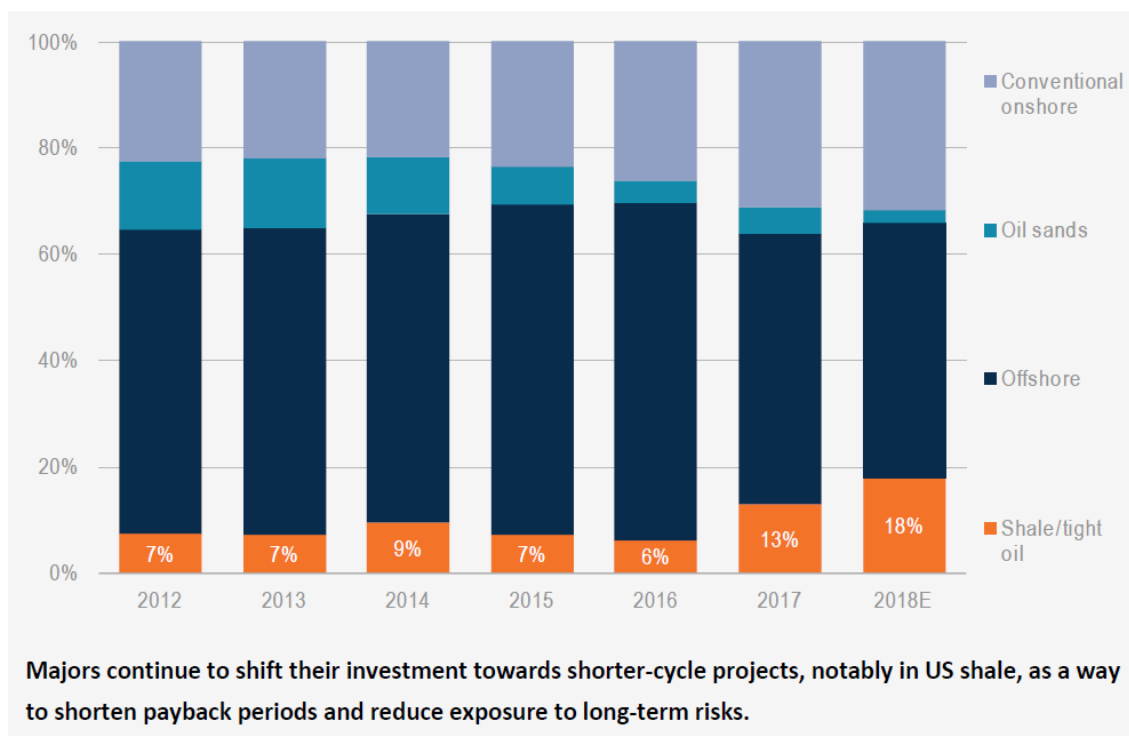
Chevrón anunció que la mayor parte de su inversión en 2018 se destinará a proyectos de ciclo corto, incluidos los desarrollos en campos productores y la producción de no convencionales en la cuenca del Pérmico, que apunta a triplicar para 2022. ExxonMobil reveló un plan de expansión muy agresivo, con el objetivo de impulsar su producción estadounidense de no convencionales a 800.000 barriles de petróleo equivalente por día (boe/d) en 2025 a partir de los 200 kboe / d de la actualidad y acelerar la finalización de sus proyectos de aguas profundas.

El énfasis en los proyectos de ciclo más corto ha llevado a las Grandes Compañías (Majors) a un cambio, desplazando inversiones de proyectos en arenas bituminosas y costa afuera (offshore) hacia sectores de no convencionales estadounidenses y convencionales en tierra firme (onshore). Las inversiones en no convencionales representaron el 13% en 2017 y se espera que alcance el 18% en 2018, tres veces más que hace dos años.

Los efectos de las medidas tomadas por las Majors para mejorar la eficiencia y reestructurar las operaciones que se han implementado en los últimos años se están volviendo claramente visibles. Los resultados financieros del primer trimestre de 2018 mostraron fuertes mejoras en todos los indicadores financieros clave. Operacionalmente, los logros son sorprendentes. A pesar de una caída del 49% en los gastos de capital entre 2014 y 2018, se espera que la producción total de petróleo y gas continúe aumentando en un 11%.

A diferencia de las grandes empresas y otras compañías internacionales, las compañías estatales están aumentando su gasto de capital. Este es el caso de las empresas chinas, Petrochina, CNOOC y Sinopec, cada una de las cuales planea un crecimiento de dos dígitos en el gasto en 2018; como grupo, aumentará un 24%, aunque permanecerá muy por debajo del nivel alcanzado hace cuatro años. Hay un cambio notable en la inversión china hacia el gas natural.

**Figura 23: Histórico de las inversiones en el “Upstream” por tipo de activo**



Fuente: EIA World Energy Investment 2018

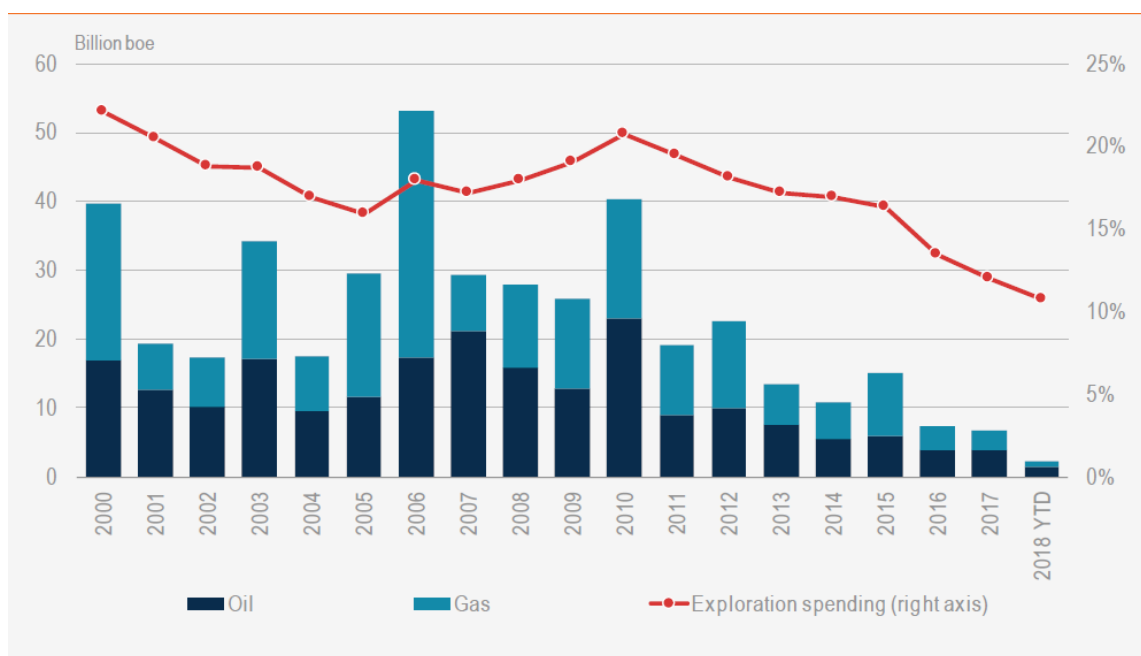
### 1.3.3.2 LA INVERSIÓN EN EXPLORACIÓN SE REDUCE CON POCOS DESCUBRIMIENTOS DE RECURSOS CONVENCIONALES

La exploración fue la parte del “Upstream” más afectada por la caída del precio del petróleo en 2014-16 y por el auge de la producción de no convencionales en Estados Unidos. A nivel mundial, el gasto en exploración se proyecta en USD 51 mil millones en 2018, un 6% menos que en 2017. Esto representa solo el 11% del gasto global en “Upstream”, el porcentaje más bajo hasta la fecha. Sin embargo, el declive enmascara una recuperación modesta en la actividad de exploración, ya que la desaceleración en todo el sector ha reducido las tarifas diarias de los taladros y el costo de los estudios sísmicos.

El 2017 marcó otro mínimo histórico para el volumen de petróleo y gas convencionales descubiertos. El total global disminuyó a 6.800 millones de barriles de petróleo equivalente (boe) comparado con 7.200 millones de boe encontrados en 2016. Esto representa apenas una cuarta parte del promedio de 26 mil millones de boe encontrados cada año durante los primeros 15 años del presente siglo.

La mayoría de los descubrimientos en 2017 fueron de petróleo, un poco menos del 60% del total, y siete de los diez mayores descubrimientos también correspondieron a este hidrocarburo. Una gran parte de los recursos descubiertos fue en costa afuera (offshore), en línea con la tendencia de los últimos años. Con respecto al gas, el campo de Yakaar en las aguas profundas de la costa de Senegal fue el hallazgo más grande, con 15 billones de pies cúbicos de gas.

**Figura 24: Histórico de descubrimiento de recursos convencionales y participación de la exploración en la inversión total en el "Upstream"**



Fuente: EIA World Energy Investment 2018

La reducción del gasto en exploración también contribuye parcialmente a la reducción de las reservas totales de petróleo y gas. Las reservas probadas, de 87.500 millones de boe tanto en 2016 como en 2017, son las más bajas desde 2001 y un 11% más bajas que el máximo alcanzado en 2013 con 99 mil millones de boe. Si bien los niveles de reservas probadas han sido tradicionalmente una

medida clave para los inversionistas, actualmente la atención se centra en el costo del desarrollo de las reservas existentes y la calidad de los reservorios.

A pesar de la mejora general en las condiciones comerciales gracias a los precios más altos y la creciente demanda, las compañías planean mantener el gasto en exploración bajo control en 2018. Se espera que las actividades de exploración se mantengan sólidas en regiones donde el atractivo geológico ya está confirmado y donde las políticas energéticas y fiscales sean las más atractivas. México, la costa de Brasil y Guyana, donde se han descubierto grandes recursos en los últimos años, siguen siendo puntos focales para la exploración.

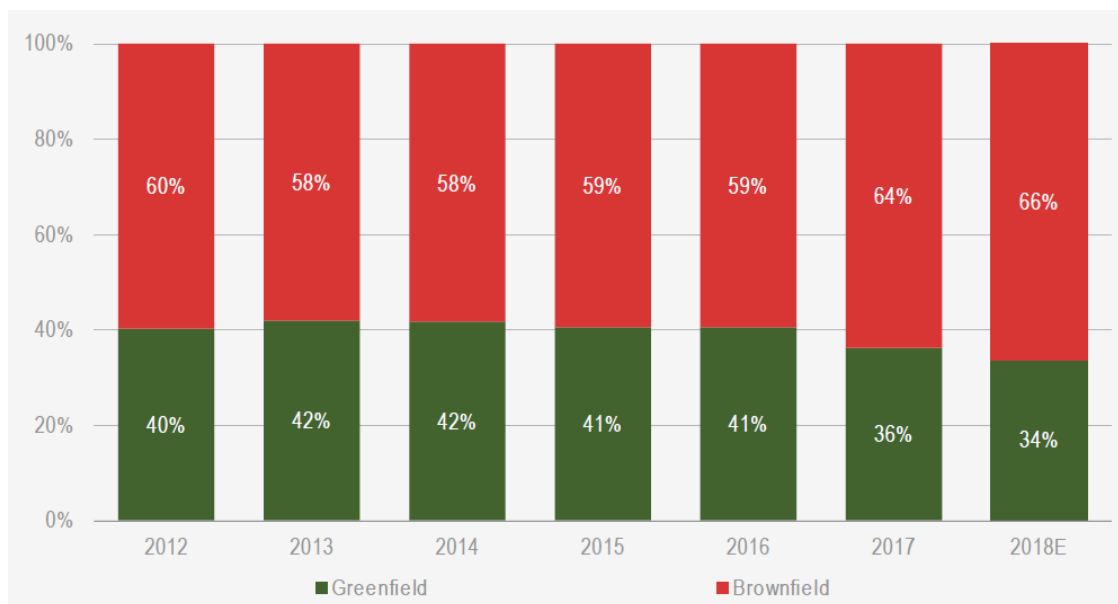
#### 1.3.3.3 LA INVERSIÓN EN RECURSOS CONVENCIONALES SE ESTÁ CONCENTRANDO EN LOS CAMPOS EXISTENTES

La inversión global en los recursos convencionales de petróleo y gas se está recuperando lentamente desde el mínimo alcanzado en 2016. La cantidad de proyectos con decisión final de inversión (FID) en 2017 aumentó en un 20% a alrededor de 18 mil millones de boe esperados y se estima un ligero aumento en 2018. Con la reducción de costos de los últimos años, las empresas tienen un incentivo para realizar nuevos proyectos o aprobar los que se retrasaron después del colapso de los precios del 2014.

Hay grandes diferencias en cómo la industria está respondiendo a la reciente recuperación de los precios del petróleo en comparación con casos anteriores. La mayoría de los proyectos sancionados en los últimos tres años son expansiones, cambio de tamaño o nuevas fases de las instalaciones de producción existentes, los llamados proyectos "brownfield", para mantener la producción. De los 30 proyectos convencionales más grandes aprobados en 2017, solo alrededor de un tercio se consideran nuevos.

Los proyectos Brownfield generalmente requieren menos inversión de capital inicial y generan amortizaciones más rápidas, a la vez que reducen la exposición al riesgo en el largo plazo.

**Figura 25: Participación de proyectos nuevos y en campos existentes en las inversiones globales en recursos convencionales de petróleo y gas**



Fuente: EIA World Energy Investment 2018

#### 1.3.3.4 EL 2017 PUNTO DE QUIEBRE PARA EL SECTOR COSTA AFUERA

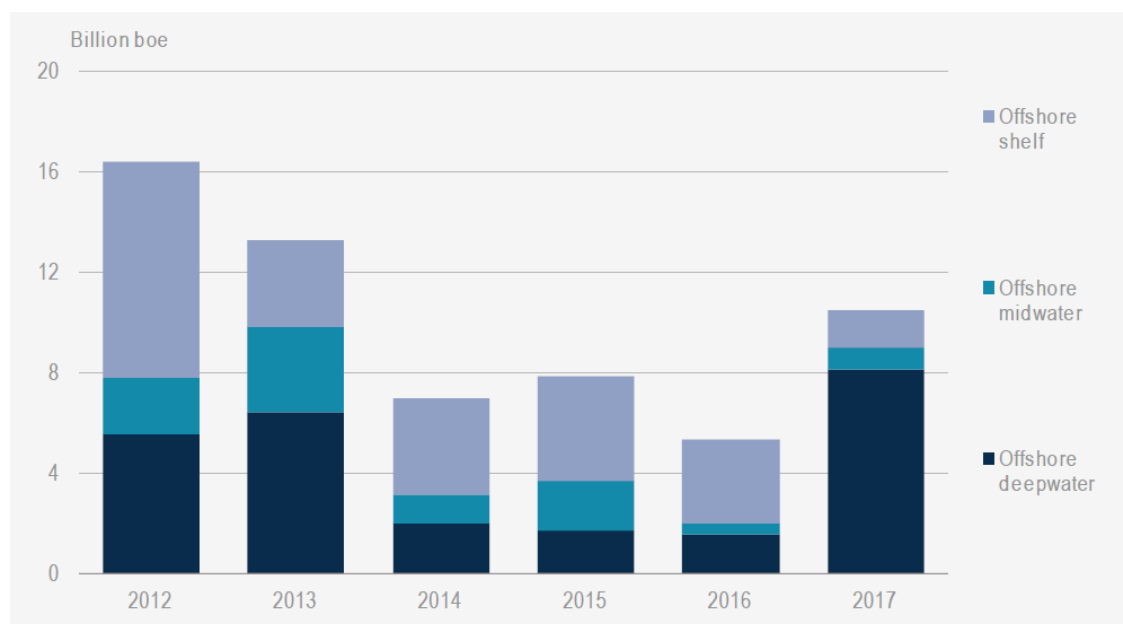
Mientras que los planes de inversión de 2018 continúan enfocados en recursos no convencionales y campos en tierra firme, el 2017 parece haber sido un punto de quiebre para el sector costa afuera. Sin embargo, se espera que esto no determine un aumento de la inversión en 2018, ya que el ritmo de desarrollo sigue siendo lento y el gasto en nuevos proyectos no es suficiente para compensar la disminución en la actividad dada por la terminación de los proyectos que fueron sancionados antes del 2014 y han sido desarrollados en los últimos años.

A pesar de todo, los recursos de aguas profundas sancionados en 2017, a 8 millones de boe, alcanzaron su punto más alto desde el 2013 con el crecimiento del volumen que viene de los proyectos de crudo. El principal contribuyente fue Brasil, donde la combinación del alto potencial en sus cuencas de pre-sal y las reformas regulatorias en la política de "Upstream", han creado condiciones para

que varias compañías internacionales inviertan el país. Nuevas plataformas flotantes de almacenamiento y descargue están programadas para empezar producción en las cuencas de pre-sal de Brasil en 2018 y 2019, convirtiendo al país en uno de los productores de crudo con mayor crecimiento.

El resurgimiento reciente de la actividad costa afuera está caracterizado por dos tendencias principales. Primero, las compañías prefieren no embarcarse en megaproyectos para limitar su riesgo y el capital expuesto, y segundo, los operadores se están beneficiando de una reducción prácticamente de la mitad de los costos de desarrollo de aguas profundas durante los últimos tres años, debido a costos más bajos en contratos con compañías de servicio y proveedores. También están buscando simplificar y estandarizar proyectos para promover costos más bajos.

**Figura 26: Histórico de proyectos costa afuera sancionados por profundidad de agua**



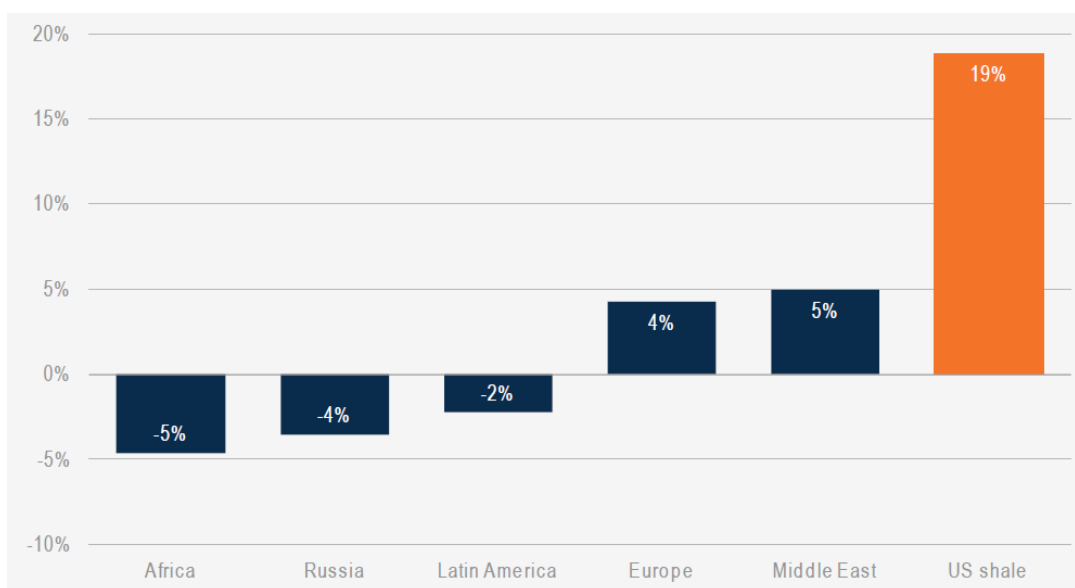
Fuente: EIA World Energy Investment 2018

Las “Majors” continúan siendo los actores clave en sector costa afuera, estando involucrados en la mayoría de los proyectos aprobados en 2017 y a inicios del 2018. BP y Equinor fueron los más activos, con varios proyectos en Noruega, el Golfo de México, y Trinidad y Tobago. Para el 2018, el 48% de la inversión en “Upstream” de las “Majors” va a proyectos costa afuera, siendo significativamente mayor que la media global.

### 1.3.3.5 CRECIMIENTO DE LAS ACTIVIDADES EN NO CONVENCIONALES EN ESTADOS UNIDOS

La industria estadounidense de no convencionales sigue siendo el “punto caliente” del “Upstream”. Gracias a la combinación del incremento de la eficiencia, la conciencia sobre costos, el desarrollo de nuevas tecnologías y el rápido crecimiento de la contribución de grandes compañías internacionales que han invertido con fuerza en el sector en los últimos años, se espera que la producción crezca sustancialmente en el 2018. El gasto de capital del sector estadounidense de no convencionales se ha acelerado desde finales del 2016 y se estima que incrementará en aproximadamente 20% en 2018, al igual que en las áreas claves de producción, confirmando la tendencia que venía del año 2017.

**Figura 27: Cambio 2017-2018 en las inversiones en el “Upstream”**



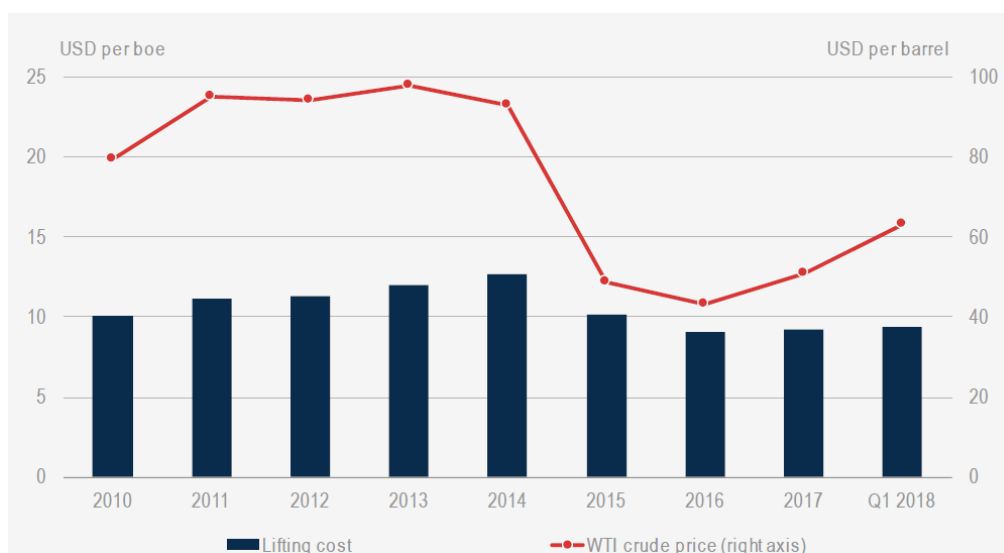
Fuente: EIA World Energy Investment 2018

Desde finales del 2016, los precios crecientes y relativamente estables del crudo les han dado a los operadores la confianza para escalar sus actividades y reiniciar sus programas de perforación. En junio de 2018, el uso de taladros se incrementó en 13% con respecto al año anterior, alcanzando su nivel más alto desde marzo de 2015. Las compañías han priorizado la utilización de equipos más poderosos y eficientes, logrando que los taladros horizontales sean más del 90% del total en uso, en comparación a menos del 70% hace 4 años.

Las actividades de desarrollo y producción de no convencionales se han concentrado en la cuenca del Pérmico con el 45% de los taladros que están en operación en los Estados Unidos. Sin embargo, la infraestructura de evacuación para crudo y productos asociados ha retrasado el aumento de la producción, representando un importante elemento de preocupación para los productores hasta que la nueva capacidad de evacuación entre en operación en el 2019.

Teniendo en cuenta los reportes de las 50 compañías líderes en el sector, se estima que el costo promedio de levantamiento por barril equivalente producido se incrementó solamente 2% en 2017, a pesar de los altos precios del crudo y los crecientes costos de servicios petroleros, después de caer aproximadamente 30% entre 2014-16. De acuerdo con los resultados para el primer cuatrimestre de 2018, los costos de producción incrementaron en aproximadamente 6% con respecto del mismo periodo en 2017.

**Figura 28: Histórico del costo de levantamiento para las mayores empresas de USA versus el precio del crudo WTI**



Fuente: EIA World Energy Investment 2018

Un cambio notable en el sector de no convencionales ha sido la composición de involucrados. Hasta hace poco, la industria era dominada por numerosos inversionistas privados, dueños de tierras y compañías medianas y pequeñas. Ha habido desde entonces una ola de consolidación en el sector, con compañías intentando optimizar procesos y activos. Además, algunas de las más grandes

compañías internacionales de crudo y gas, incluyendo las Majors, han incrementado sus inversiones en los no convencionales estadounidenses.

Los resultados de Chevron en el primer cuarto de del 2018 evidencian los esfuerzos que la compañía ha estado realizando en este sector. La producción de no convencionales en la cuenca del Pérmico se incrementó a 250 kboe/d, más de 65% de crecimiento en comparación con el año anterior, y se estima que crezca anualmente entre 30% y 40% hasta el 2020.

La producción de ExxonMobil en las cuencas del Pérmico y Bakken se incrementó en 18% en el primer cuarto del 2018 en comparación con el año anterior, y la compañía está operando más de 30 taladros horizontales. Conoco-Phillips aumentó su producción de no convencionales a 250 kboe por día, un 20% de crecimiento sobre el año anterior.

Dos “Majors” europeas también incrementaron su presencia en el sector de los no convencionales de USA. Shell opera principalmente en las cuencas del Pérmico y Apalaches, con una inversión estimada entre 2 y 3 millones de USD por año. BP opera en cinco cuencas en tierra firme en USA, produciendo más de 300 kboe/d en el primer cuarto del 2018 (principalmente gas natural).

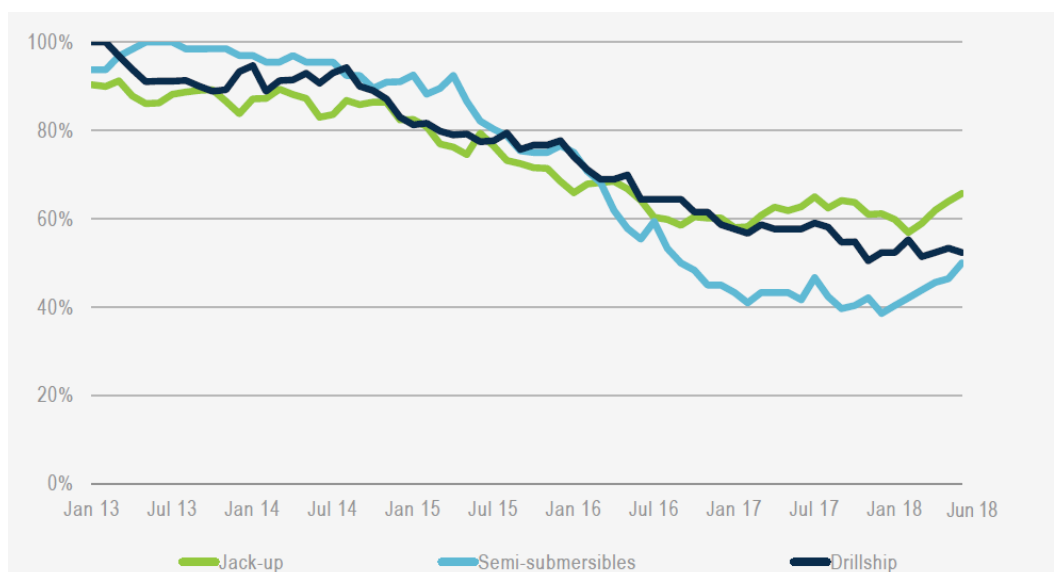
#### 1.3.3.6 LOS COSTOS DE PERFORACIÓN ESTÁN AUMENTANDO DE NUEVO, PERO LENTAMENTE

Los últimos tres años han sido extraordinarios para la industria de crudo y gas. El negocio de “Upstream” ha ajustado rápidamente el ambiente de precios bajos, con el sector de servicios petroleros tomando la mayor parte de la carga de diferimientos y cancelaciones de proyectos, y la reducción de precios por sus servicios. En el periodo entre 2014-17, los costos totales del “Upstream” se disminuyeron en aproximadamente 30%, reversando un largo periodo de crecimiento debido al aumento de la demanda por servicios y equipos, en un ambiente altos precios de crudo.

La mayoría de las empresas reportan que gran parte de los ahorros en costos logrados en los últimos tres años han sido de naturaleza estructural y se espera que permanezcan independientemente de las tendencias del precio del petróleo. Pero la industria de servicios se ha visto duramente afectada por la caída en la actividad del “Upstream” y las concesiones de precios que se vieron obligados a hacer en el mismo periodo.

Una incertidumbre clave, especialmente para el sector estadounidense de no convencionales, se refiere al impacto potencial de la decisión de la administración estadounidense en junio de 2018 de imponer un arancel del 25% sobre el acero y el aluminio importado en los Estados Unidos de algunos países seleccionados. Incluso suponiendo que esta medida se traduzca en un aumento del 25% en el costo total del acero utilizado en la industria “Upstream” de los Estados Unidos, su impacto en los costos de desarrollo de sería marginal de menos de 1 USD/barril.

**Figura 29: Porcentaje de utilización de los equipos de perforación costa afuera**



Fuente: EIA World Energy Investment 2018

El sector costa afuera ha sido el más afectado por la contracción del mercado. Actualmente persiste una sobrecapacidad de los buques de perforación (la tasa de utilización promedio, de menos del 60%, está muy por debajo del nivel del 90% en 2013). La disminución en las tarifas diarias para plataformas auto elevables, unidades semisumergibles y barcos perforadores se aceleró en 2017 a alrededor del 20%, y cayeron aún más en los primeros meses de 2018. Las tarifas para las perforaciones en aguas profundas son las que más han caído, desde un pico de USD 600 000 por día en 2013-14 a alrededor de USD 150 000 por día en el 2018.

El desafío clave para el sector offshore en el mediano y largo plazo es preservar su competitividad frente a otras fuentes de suministro de energía, incluso en un entorno de precios de energía potencialmente bajo. Mantener los costos a medida que la actividad se reactiva será vital para el futuro de la industria

#### **1.3.3.7 EL AUMENTO DE LOS COSTOS DEL SECTOR DE NO CONVENCIONALES SE COMPENSA CON LAS MEJORAS TECNOLÓGICAS Y EFICIENCIAS OPERACIONALES**

Se espera que los costos en el sector aumenten en promedio 11% en 2018, de acuerdo con el Índice de Costos de la IEA (USICI), luego de un aumento de 9% en 2017, impulsado por costos crecientes de perforación y terminación de pozos.

En los últimos años, la industria de los no convencionales ha sufrido algunos cambios importantes en la forma en que opera. El número de pozos perforados por plataforma se ha incrementado de manera significativa, generando economías de escala. Actualmente, la mayor parte de la demanda de equipos de perforación corresponde a taladros de más de 1,500 caballos de fuerza, con el fin de acelerar las operaciones y hacer frente a la mayor complejidad y longitud de los pozos.

La perforación de pozos horizontales se continúa incrementando, la intensidad del fracturamiento por pozo se ha multiplicado más de cuatro veces desde 2012 y la cantidad de clústeres perforados por pozo aumentó de 70 a más de 300 unidades.

El resultado global de los diferentes factores que afectan a la industria de no convencionales es que, si bien los costos unitarios por pozo han aumentado en más de un quinto desde la segunda mitad de 2016 (teniendo en cuenta el incremento de los pozos horizontales), las empresas han podido mitigar las presiones inflacionarias a través de aumentos de eficiencia, mayor productividad de pozos y optimización de la estructura de suministro de todos los componentes.

Si bien se espera que la producción continúe aumentando en el corto plazo, la tasa de crecimiento sigue sujeta a una serie de incertidumbres. Por un lado, el mayor gasto proyectado por la mayoría de los jugadores sugiere un aumento de la producción respaldado por la expansión de las actividades de perforación y terminación y la rápida difusión de las tecnologías digitales.

Por otro lado, hay algunas limitaciones en la infraestructura que podrían amenazar el ritmo de crecimiento de la producción en el corto plazo. Además de la necesidad de ampliar la capacidad y el tamaño de los oleoductos en la cuenca del Pérmico, un elemento clave de creciente preocupación está relacionado con las infraestructuras de gas natural y aguas residuales.

Los cuellos de botella actuales en la infraestructura de la Cuenca del Pérmico ya están afectando las operaciones y los rendimientos financieros de algunas compañías dado el descuento del precio del crudo entre Midland y Houston.

## **1.4 INCERTIDUMBRES Y ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD DE LA INDUSTRIA DEL PETRÓLEO**

El mercado de la energía y en especial el mercado del petróleo enfrentan grandes incertidumbres originadas en una amplia variedad de factores, tales como el crecimiento económico; la evolución de las políticas; la oferta y demanda; la velocidad de los avances tecnológicos; el cambio climático; las regulaciones ambientales; las actividades financieras especulativas; los términos contractuales fiscales que ofrecen los países; y la evolución de los costos, entre otros.

A continuación, tomando como referencia el World Oil Outlook 2017 de la OPEC, se estudia el efecto que tendría sobre la demanda de petróleo los efectos de algunas fuentes de incertidumbre en relación con un caso de referencia.

Por el lado de la demanda, se consideran tres factores de incertidumbre: la evolución de la actividad económica, el nivel y la velocidad de penetración de vehículos eléctricos y la velocidad de adopción de medidas de eficiencia energética en varios sectores de demanda de petróleo. Con respecto a la oferta, se analizan incertidumbres relacionadas con variaciones de la producción de países no OPEP. Además, se exploran otras incertidumbres, relacionadas con la política y la tecnología.

### **1.4.1 SENSIBILIDAD AL CRECIMIENTO ECONÓMICO**

La actividad económica es un impulsor fundamental de la demanda de energía y petróleo a pesar de que el mundo se está volviendo menos intensivo en el uso de la energía. De hecho, la correlación entre el crecimiento del PIB y el crecimiento de la demanda de energía, a nivel mundial, de 1970 a 2015 fue de 0,83. Debido a su estrecha relación, los acontecimientos económicos pueden tener un impacto significativo en la demanda global de energía y petróleo.

El análisis de sensibilidad del crecimiento económico considera dos casos alternativos al caso de referencia: mayor crecimiento del PIB (HG) y menor

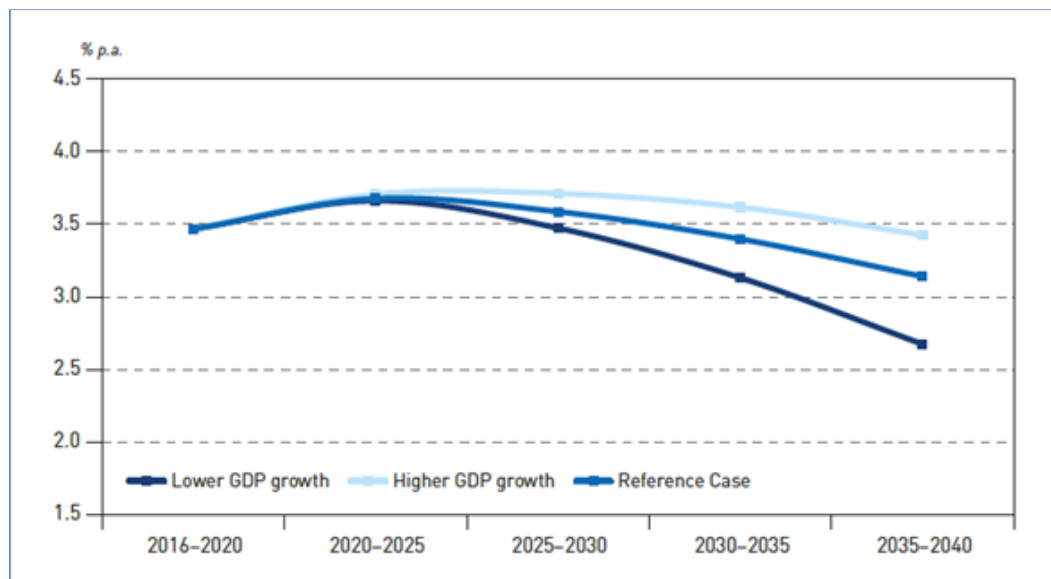
crecimiento del PIB (LG). Las dos sensibilidades utilizan suposiciones diferentes sobre las perspectivas económicas a mediano y largo plazo para la economía.

El caso de la sensibilidad de HG, supone que la economía mundial se beneficia de una mejora en la productividad producto de un mayor acceso a la educación y mejores técnicas de aprendizaje, especialmente en los países en desarrollo, así como del mejoramiento tecnológico, la innovación y las políticas que apoyan actividades productivas y el crecimiento del empleo.

La sensibilidad de LG supone que el crecimiento económico está limitado debido a una menor productividad laboral fruto de un movimiento creciente hacia el proteccionismo que limita el comercio y por lo tanto, restringe la difusión de innovaciones tecnológicas. Adicionalmente, las limitaciones al movimiento de personas tendrían un impacto importante en el crecimiento del empleo.

Los resultados muestran que en la sensibilidad de HG el crecimiento promedio del PIB para el período de pronóstico es de 0,15 puntos porcentuales más que en el caso de referencia y que en la sensibilidad de LG es de 0,2 puntos porcentuales menos que en el caso de referencia. En la figura 30 se puede observar la evolución del crecimiento del PIB durante el periodo de análisis para las diferentes sensibilidades, siendo más visible al final del mismo

**Figura 30: Crecimiento anual del PIB mundial (2016-40) bajo las diferentes sensibilidades**



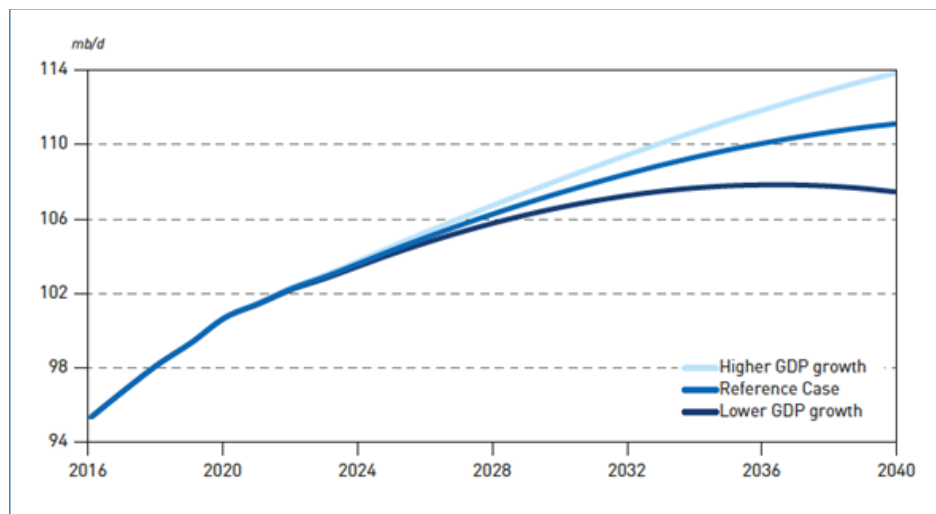
Fuente: OPEC World Oil Outlook 2017

El impacto que las sensibilidades al crecimiento del PIB tienen sobre la demanda de petróleo se muestra en Figura 31. Vale la pena destacar que la incertidumbre global que emerge de los diferentes escenarios de crecimiento económico está en el rango de los seis (6) millones de barriles por día para 2040 y que es asimétrica con un mayor impacto cuando se da una perspectiva de crecimiento menor que el del caso de referencia.

Una visión más optimista sobre las perspectivas económicas mundiales tendría un efecto positivo directo en la demanda de petróleo. Implica que habrá más ingresos para los hogares y, por lo tanto, una mayor demanda de movilidad, productos y servicios. Sin embargo, también hay que tener en cuenta los efectos de segundo orden que probablemente surgirían como resultado de un mayor crecimiento del PIB y limitarían el crecimiento de la demanda de petróleo hasta cierto punto.

El mayor ingreso de los hogares podría incentivar el paso a medios de consumo más eficientes, aunque más caros. Por ejemplo, los hogares podrían estar más dispuestos a comprar vehículos eléctricos y electrodomésticos más eficientes. Al mismo tiempo, también implicaría que los gobiernos tendrían más fondos para subsidiar iniciativas de energía más limpia. Finalmente, las empresas tendrían más recursos para invertir en equipos y procesos tecnológicos avanzados.

**Figura 31: Demanda mundial de petróleo (2016-40) a diferentes crecimientos del PIB**



Fuente: OPEC World Oil Outlook 2017

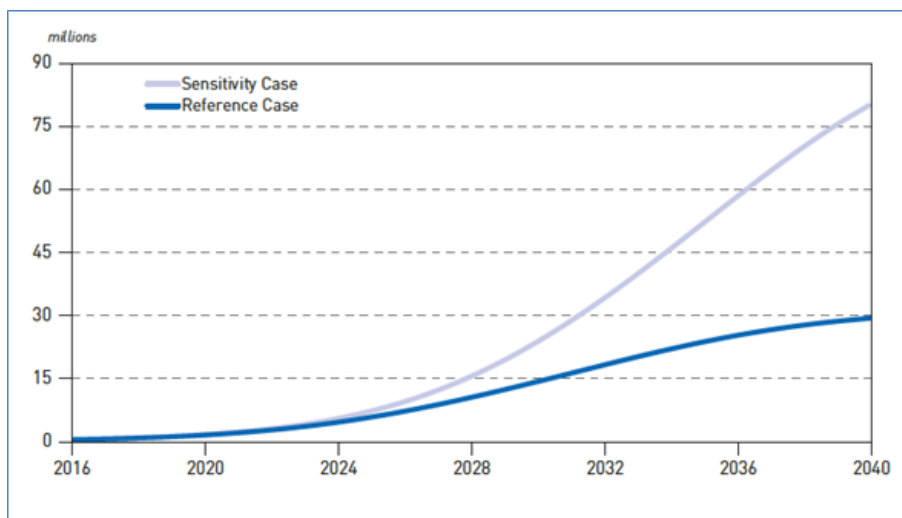
## 1.4.2 PENETRACIÓN DE VEHÍCULOS ELÉCTRICOS

Existen diversas opiniones sobre el posible impacto que los vehículos eléctricos podrían tener en el crecimiento de la demanda de petróleo a mediano y largo plazo. Si bien algunos análisis sugieren que la demanda de petróleo alcanzará su pico en la próxima década en parte debido a los vehículos eléctricos, muchos otros, creen que la tasa de crecimiento de la demanda de petróleo se reducirá, pero el crecimiento continuará hasta 2040. Sin embargo, una cosa es cierta: debido a la relativa baja tasa de rotación de los vehículos de pasajeros, el aumento de las ventas de vehículos eléctricos (EV) llevará mucho tiempo para convertirse en una parte importante de la flota de automóviles.

Tomando como base el caso de referencia, en el cual se estima que los vehículos eléctricos representarán el 12% de la flota mundial de automóviles de pasajeros al final del año 2040, es importante analizar la posibilidad de una mayor penetración de éstos debido a que el desarrollo tecnológico, las economías de escala y la competencia podrían reducir los costos más rápido de lo previsto.

En esta sensibilidad se supone que las ventas anuales de vehículos eléctricos alcanzan los 80 millones en 2040. Esto significaría que tres de cada cinco automóviles vendidos en 2040 serían eléctricos. En regiones como OECD Europa, OECD América, China e India, se supone que dos de cada tres carros de pasajeros vendidos serían eléctricos para 2040.

**Figura 32: Venta de vehículos eléctricos en los casos referencia y alta penetración**

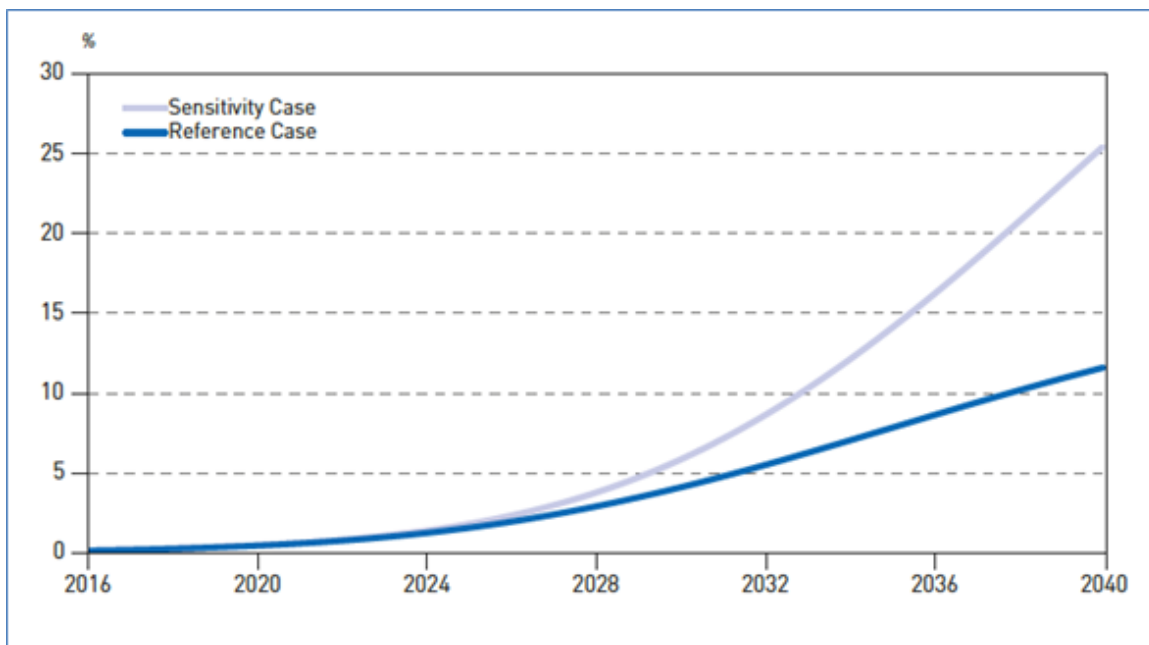


Fuente: OPEC World Oil Outlook 2017

Varios países han declarado públicamente su intención de lograr una participación aún mayor de vehículos eléctricos en nuevas ventas que las asumidas en el caso de sensibilidad. Este es especialmente el caso de Europa, con el Reino Unido, Francia, los Países Bajos y Austria, entre otros, que apuntan al 100% de las nuevas ventas de vehículos eléctricos en varios horizontes de tiempo.

Como ya se mencionó, en el caso de referencia, se espera que los vehículos eléctricos representen el 12% de la flota mundial para 2040. En el caso de sensibilidad, la penetración de vehículos eléctricos aumentará aún más y en el 2040, un cuarto de las existencias mundiales de automóviles de pasajeros sería eléctrico. En India y China, la penetración de vehículos eléctricos alcanzaría un nivel superior al 35% en el mismo año

**Figura 33: Participación de los vehículos eléctricos en la flota de automóviles de pasajeros en los casos de referencia y de alta penetración**

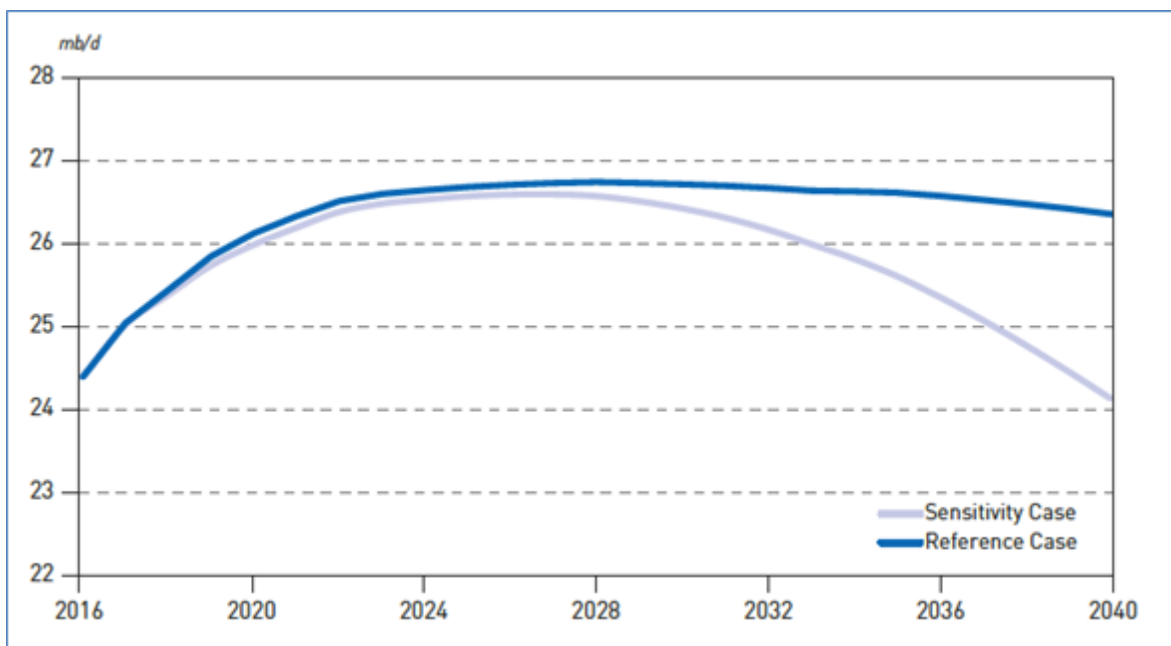


Fuente: OPEC World Oil Outlook 2017

En la figura 34 se muestra la demanda de petróleo para el segmento de automóviles de pasajeros tanto en el caso de referencia con para la sensibilidad de alta penetración de los vehículos eléctricos, para el periodo 2016-40.

Se puede observar que, en el caso de referencia la demanda sectorial de petróleo se estabiliza alrededor de 2030 permaneciendo relativamente constante hasta el año 2040. El efecto en la demanda sectorial de la sensibilidad por una mayor penetración de los vehículos eléctricos se estima en alrededor de dos (2) millones de barriles en 2040, con una disminución anual apreciable a partir del 2027 de alrededor del 0,7%.

**Figura 34: Demanda de petróleo en el segmento de automóviles de pasajeros en el caso de referencia y el caso de sensibilidad**



Fuente: OPEC World Oil Outlook 2017

### 1.4.3 EFICIENCIA ENERGÉTICA

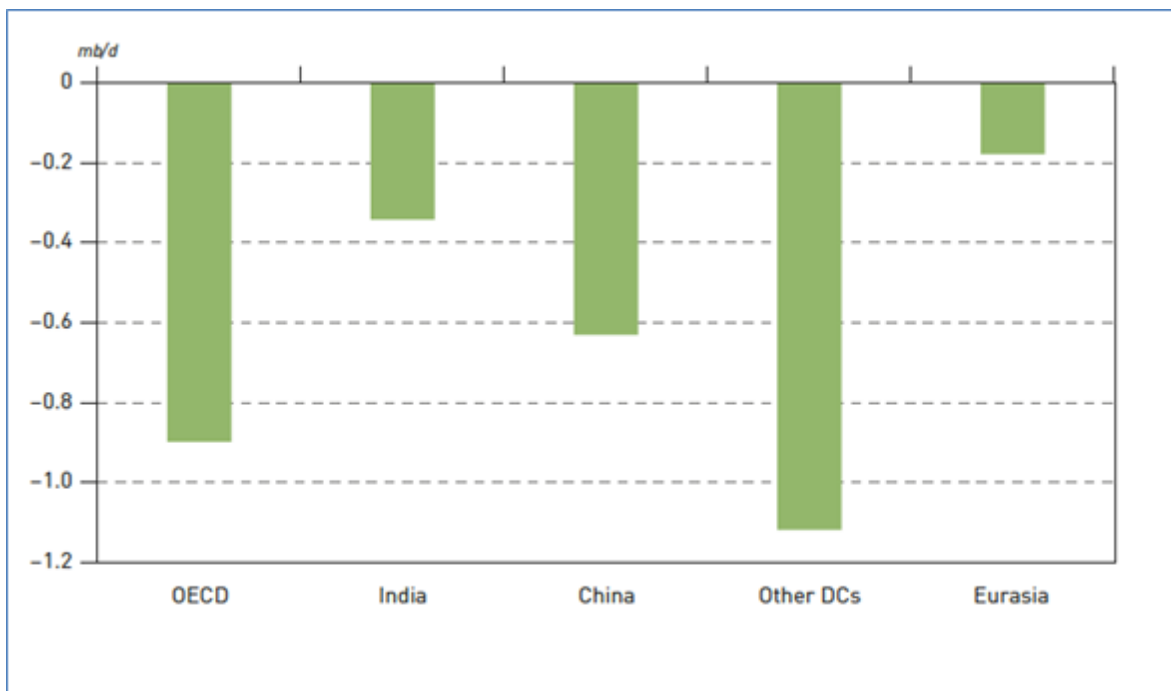
Como reflejo del potencial de mejoras en la eficiencia energética, se desarrolló una sensibilidad, el caso de EA (Eficiencia Acelerada), suponiendo mejoras de eficiencia algo más agresivas que las incorporadas en el caso de referencia en la OCDE, China y el resto del mundo.

Sin embargo, es importante señalar que estas tasas de mejoras de eficiencia no exploran por completo el potencial de mejora que existe en el sector petrolero. Por el contrario, de hecho, representan los niveles moderados que son plausiblemente

alcanzables si los diseñadores de políticas y la tecnología trabajan juntos de manera orquestada en las décadas venideras.

En la figura 35 se muestra la reducción en la demanda de petróleo, en comparación con el caso de referencia en 2040, en las principales regiones como resultado de la implementación de mejoras de eficiencia más agresiva en el caso de eficiencia acelerada (EA). La reducción general de la demanda en este caso es de alrededor de tres (3) millones de barriles por día en el año 2040. Se prevé que la mayor parte de esta reducción, alrededor de dos tercios, tiene lugar en los países en desarrollo donde existe un mayor potencial de mejoras en la eficiencia.

**Figura 35: Reducción de la demanda de petróleo en 2040 por región en el caso sensibilidad con respecto al caso base**



Fuente: OPEC World Oil Outlook 2017

#### 1.4.4 SUMINISTRO DE PETRÓLEO

Por el lado de la oferta, se analizan una serie de sensibilidades al suministro de los países no pertenecientes a la OPEP, tanto al alza como a la baja. Estas se

basan explícitamente como una función de factores específicos del país, incluida la tecnología, la regulación, los impuestos, la innovación y otros.

En la sensibilidad al alza, el principal contribuyente a una mayor producción en el mediano plazo es el petróleo de yacimientos no convencionales, y predominantemente en los EE. UU. Aquí, la suposición es que las mejoras tecnológicas y los aumentos de eficiencia continúan reduciendo los costos en este sector específicamente, lo que lleva a una mayor actividad de perforación y un enfoque geográfico más amplio.

También se proyecta una mayor producción de petróleo de yacimientos no convencionales para Canadá, Argentina y Rusia, y, además, se estimula tanto en China como en México, donde el caso de referencia no asume ningún resultado.

A más largo plazo, las nuevas áreas costa afuera se vuelven cada vez más atractivas, incluido un interés renovado en el territorio de Alaska, así como la actividad continua en alta mar en el Golfo de México y la Costa Atlántica.

Los avances tecnológicos, la fuerte demanda de crudos más pesados y los nuevos puntos de exportación estimulan una mayor producción de arenas las petrolíferas canadienses, lo que convierte a Canadá en el segundo mayor contribuyente del incremento de suministro de petróleo.

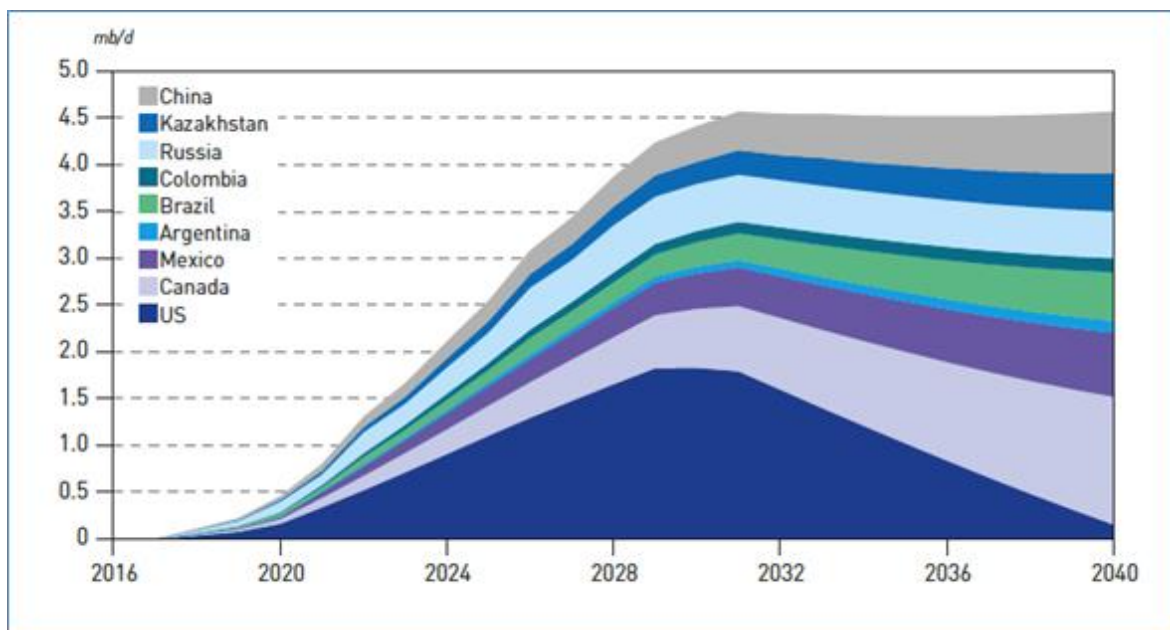
En México, además de una producción de crudo y gas de yacimientos no convencionales, se estima que la reforma energética en curso estimula una inversión significativa en el sector del “Upstream” del país. En Rusia, se espera que el suministro adicional sea el resultado de un entorno fiscal y regulatorio que aliente la inversión continua y la alta rentabilidad en el sector “Upstream”.

En Brasil y Kazajstán, países que en cualquier caso se prevé un crecimiento continuo de la producción de petróleo (y donde evidentemente hay una base de recursos significativa), la mayor producción se debe a que los nuevos proyectos se desarrollan a un ritmo más rápido que en el caso de referencia. En Brasil, esto se refiere principalmente a la producción en aguas profundas de los campos del pre-sal, mientras que en Kazajstán, se supone que se desarrollan expansiones al enorme campo Kashagan

En la sensibilidad a la baja, la menor producción se presenta principalmente en los EE.UU. debido a que el petróleo de yacimientos no convencionales, en particular, cae, a medida que los avances tecnológicos y el ahorro de costos no se

materializan y se endurecen aún más las regulaciones ambientales. Esto también impacta el desarrollo de nuevas áreas productoras de frontera en Alaska, la Costa Atlántica y la parte oriental del Golfo de México.

**Figura 36: Oferta adicional de petróleo 2018-40 con respecto al caso de referencia**

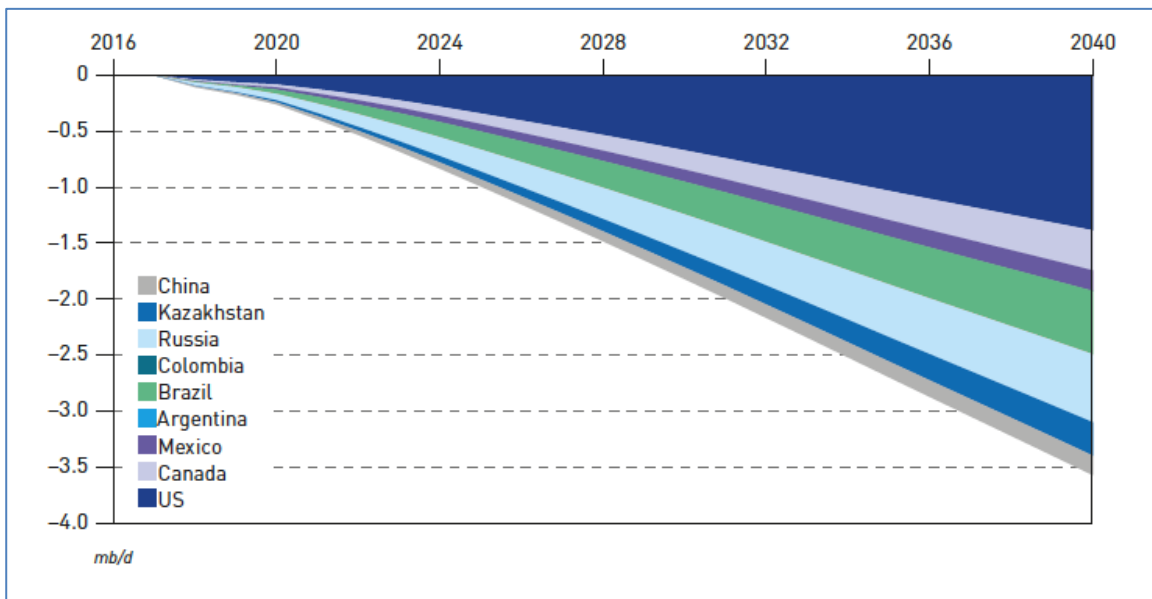


Fuente: OPEC World Oil Outlook 2017

Además, se supone que el petróleo de yacimientos no convencionales fuera de los EE. UU. no crecerá y tampoco se materializará en países diferentes a Canadá, Argentina y Rusia.

Para países como Canadá, Brasil y Kazajstán, la suposición es simplemente que el crecimiento se produce a un ritmo más lento. Se estima que la producción canadiense de arenas petrolíferas enfrenta presiones ambientales, así como limitaciones en la capacidad de exportación, ya que los nuevos puntos de venta tardan más o no se materializan por completo. Los principales proyectos costa afuera en Brasil se enfrentan a demoras debido a complicaciones técnicas, mientras que en Kazajstán se pospone la expansión de los principales yacimientos, especialmente el supergigante campo Kashagan.

**Figura 37: Disminución de la oferta de petróleo 2018-40 con respecto al caso de referencia**



Fuente: OPEC World Oil Outlook 2017

#### 1.4.5 INCERTIDUMBRES POLÍTICAS

Dado que el clima político tiene el potencial de cambiar con el tiempo, para reflejar creencias políticas cambiantes y diferentes intereses, es importante enfocarse en resaltar algunas de las posibles incertidumbres y desafíos relacionados con el ámbito de política actual.

Tras la toma de posesión del presidente Donald Trump en enero de 2017, el futuro desarrollo de las políticas energéticas de los EE. UU. está llena de incertidumbres. La nueva Administración ha dejado en claro sus intenciones de redefinir la política energética de EE. UU., con una serie de objetivos centrados en revertir o revisar los objetivos y acuerdos anteriores.

Hasta el momento está la retirada de Estados Unidos del Acuerdo de París, así como la evaluación y delimitación, con resultados potencialmente desconocidos, de los estándares RFS (Renewable Fuel Standard) y CAFÉ (Corporate Average Fuel Economy).

La retirada de los Estados Unidos del Acuerdo de París genera una incertidumbre sobre el futuro desarrollo del acuerdo ambiental mundial. Si bien la decisión refleja la posición de la nueva Administración de los EE. UU. algunas iniciativas a nivel estatal, municipal, corporativo y privado han reflejado posiciones contrarias. La Alianza del Clima de los Estados Unidos, una coalición de 14 Estados más Puerto Rico, se ha comprometido en mantener su compromiso con el Acuerdo de París. Del mismo modo, otra coalición que consta de más de 200 ciudades y condados, y cerca de 1.650 empresas privadas también han confirmado sus intenciones de permanecer alineadas con el acuerdo. Como tal, la dirección futura de los EE. UU. en relación con este acuerdo, especialmente a largo plazo, es incierta.

La Unión Europea (UE), China e India han indicado sus intenciones de permanecer en el Acuerdo de París, pero queda por ver cómo la decisión de estados Unidos puede afectar la decisión de otras partes, en particular los países en desarrollo, de permanecer comprometidos con el acuerdo.

Por otra parte, en los Estados Unidos aún existen incertidumbres en torno al RFS que requiere que las compañías petroleras mezclen biocombustibles con la gasolina y el diésel que producen. La EPA (Environmental Protection Agency) está llevando a cabo una revisión de estos estándares, que pueden conducir a un posible cambio en el estándar actual.

En la India, después de la implementación de las normas de emisiones de combustible Bharat Stage (BS) IV en abril de 2017, se tiene previsto saltar a las normas de la Etapa VI para abril de 2020 con lo que el gobierno busca acelerar el endurecimiento de los estándares de emisión de combustible. Esto podría generar grandes existencias de vehículos no vendidos, así como inversiones costosas en tecnologías de actualización para cumplir con los estándares.

El sector del transporte también ha recibido la atención de los legisladores en el área de los objetivos de electrificación de vehículos. Desde Europa hasta Asia, varios políticos han anunciado sus intenciones de imponer restricciones a los vehículos convencionales a largo plazo. La India, Francia Reino Unidos y China anunciaron sus intenciones de prohibir la venta de vehículos de gasolina y diésel en los años 2030 y posteriores. Esto genera una gran incertidumbre debido a la ausencia de definiciones claras, planes de infraestructura, estrategias de implementación y si la innovación tecnológica y las preferencias del consumidor se alinearán con estas agendas.

En el sector de la energía, algunos responsables de formular políticas han establecido objetivos ambiciosos para que la energía renovable contribuya a su futura combinación energética a largo plazo, sin embargo, existen casos como en la India y China donde la política está en desacuerdo con la consideración que prevé la construcción de una gran cantidad centrales eléctricas hasta el 2030.

#### 1.4.6 TECNOLOGÍA

En la actualidad, el procesamiento masivo de datos utilizando equipos informáticos avanzados progresa rápidamente, abarcando métodos innovadores para extraer datos útiles de una gran cantidad de datos, casi en tiempo real. Este enfoque de "Big Data" se está convirtiendo rápidamente en un factor importante en la industria del petróleo en yacimientos no convencionales de EE. UU., así como en otras partes del sector "Upstream" como los procesos de recuperación mejorada. Sin embargo, actualmente no está claro en qué medida contribuirá a un aumento en la eficiencia de la producción de petróleo de yacimientos no convencionales.

El futuro desafío global para reducir las emisiones de GEI (Gas de Efecto Invernadero) puede revivir la energía nuclear más allá del nivel supuesto actualmente. Sin embargo, es evidente que cualquier reactivación requerirá tecnologías más innovadoras y comercialmente maduras.

Entre las energías renovables, la energía eólica terrestre ya ha alcanzado un nivel de costo competitivo en varias regiones. Una cuestión importante es qué tan rápido y en qué medida la red se puede expandir al nivel necesario para una redistribución eficiente y en gran escala de la energía generada. Por ejemplo, la energía eólica marina tiene el mayor potencial de todas las fuentes de energía renovables en Europa occidental, pero la energía generada remotamente en alta mar debe poder transmitirse a los consumidores.

La otra energía renovable con el mayor potencial es la solar. Mientras que las células fotovoltaicas comerciales actuales tienen una eficiencia máxima del 15-20%, se espera que fines de la década de 2020 o principios de la década de 2030 puedan elevar fácilmente ese valor más allá del 30%. Sin embargo, la redistribución de la energía generada sigue siendo un tema crucial para las energías renovables debido a su naturaleza intermitente.

Los fuertes incentivos gubernamentales, o de mercado, así como un marco legal apropiado pueden acelerar la construcción de las futuras "autopistas de energía"

más allá del nivel esperado. Sin embargo, la resistencia pública contra tales proyectos, que pueden tener un impacto significativo sobre el medio ambiente, también puede detener el crecimiento de la infraestructura de red requerida.

Almacenar la energía generada por las energías intermitentes, y en espacios de almacenamiento suficientemente grandes, puede resolver el desafío relacionado con las energías renovables. El desarrollo de una tecnología de almacenamiento escalable, eficiente y barata tiene el potencial de acelerar sustancialmente la penetración de los renovables en la generación de energía.

Por otra parte, no está clara la importancia de los biocombustibles en el futuro energético. Los de primera y segunda generación se caracterizan por rendimientos modestos y resultan caros en comparación con los combustibles convencionales, mientras que sus ventajas ecológicas siguen siendo cuestionables. Se mantiene cierto optimismo en términos de biocombustibles de tercera generación, pero los desafíos técnicos y comerciales asociados con la eficiencia de conversión se mantienen, especialmente cuando se consideran los costos de energía eólica y solar, que están disminuyendo más rápido de lo esperado.

El transporte por carretera, como el mayor consumidor de productos derivados del petróleo, desempeña un papel clave para el negocio del petróleo. Además de la creciente demanda de vehículos de gasolina y diésel más eficientes en combustible y con combustión más limpia, hoy la movilidad eléctrica impone una presión cada vez mayor a los ingenieros para cumplir tanto con las regulaciones gubernamentales como con las expectativas del consumidor.

Puede ser posible una amplia coexistencia de una mayor variedad de tecnologías, que abarca gasolina, diésel, diversos híbridos, baterías eléctricas y vehículos con pila de combustible, especialmente cuando se consideran las grandes inversiones requeridas para la movilidad eléctrica a escala mundial. Sin embargo, se espera que las cuestiones monetarias, relacionadas los costos de los vehículos convencionales frente a los eléctricos, definan en gran medida la participación de cada tecnología.

## **2. ENTORNO NACIONAL**

### **2.1 MARCO GENERAL**

En Colombia, la importancia del sector petrolero en la economía ha crecido de manera significativa en los últimos 10 años. Luego de una actividad sostenida impulsada por los descubrimientos de Caño Limón y Cusiana Cupiagua en los años 80, el país no registró actividad significativa en el sector petrolero. El piedemonte llanero entró en declinación y el país pasó de producir 836 mil barriles día en 1999 a producir 526 mil barriles día en el año 2005. (Ver Figura 38: Historia Producción en Colombia)

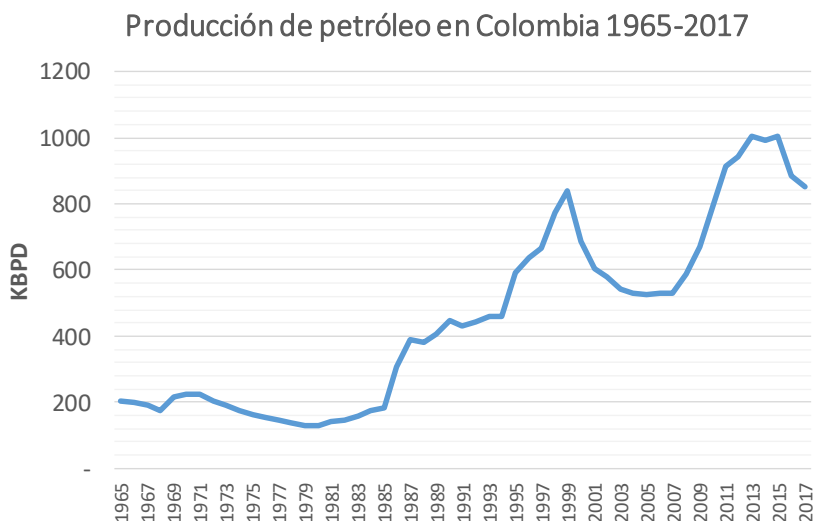
Con ambientes de precios altos, que pasaron de los 30 dólares por barril en el año 2007 a más de 100 dólares por barril en el periodo comprendido entre el año 2011 y el 2013, la actividad recobró su importancia, liderada por la explotación de los grandes yacimientos de crudos pesados y el recobro mejorado en campos maduros como La Cira – Infantas. Con esta dinámica el país alcanzó producciones por encima del millón de barriles en los años 2013 y 2015.

Sin embargo, la industria se ha tenido que enfrentar a un sin número de obstáculos que pone en peligro la viabilidad de algunos proyectos y que en ocasiones imposibilitan la realización de los mismos. El mayor reto reciente se presenta a partir del año 2014, en donde se conjugan una serie de acontecimientos que vuelven a frenar la actividad petrolera en Colombia. Hechos tales como la caída vertical de los precios de los hidrocarburos; el complejo entorno social; los mayores derechos a las comunidades; y los líderes sociales parcializados, son algunos ejemplos que contribuyen a desincentivar y a frenar en algunos casos la actividad petrolera en el país.

Después de caer al nivel más bajo de los últimos tiempos, el precio de los hidrocarburos tiende a recuperarse, registrando en el año 2017 un promedio de 53.13 dólares por barril, precio que se ha incrementado en lo que va corrido del año 2018.

Aun así, la productividad de la industria está siendo afectada por un entorno social complejo, donde cada vez hay mayores derechos para las comunidades y líderes regionales que frenan los proyectos de minería e hidrocarburos, debido a indefiniciones en materia de regulación medio ambiental.

**Figura 38: Historia Producción en Colombia desde 1965 – 2017 (KBPD)**



Fuente: Cifras B.P. Statistical Review 2018. Grafica Unión Temporal – UPME 2018

El planteamiento de pronósticos de producción de petróleo del Marco Fiscal de Mediano Plazo del 2017, presentados por el Ministerio de Hacienda y Crédito Público, requieren unas reservas muy superiores a las reservas probadas actuales, que de acuerdo con la información presentada por el Ministerio de Minas y Energía y la Agencia Nacional de Hidrocarburos en el mes de mayo 2018 indican que al 31 de diciembre de 2017 corresponden a 1782 millones de barriles. La producción acumulada de la proyección 2017 -2028 que alcanzaría los 3594 millones de barriles de reservas, implica un reto grande de incorporación de las mismas.

Dado el pequeño aporte de los nuevos hallazgos realizados en los últimos años, implicaría hacer económicamente viables otros proyectos con aportes más significativos en reservas que puedan ser la solución de abastecimiento de crudo en el mediano y largo plazo. Sin hallazgos relevantes la gráfica a continuación muestra el comportamiento de producción:

**Figura 39: Producción nacional y senda de precios spot y largo plazo**



Fuente: Ministerio de Hacienda y Crédito Público

La historia de producción del país muestra que el planteamiento del MFMP 2017 para los próximos diez años de producción es un reto que implica un esfuerzo enorme, y así alcanzar el escenario base del país para que las cuentas fiscales no se vean radicalmente afectadas.

En el periodo 2007 al 2017 se han agregado 2.332 millones de barriles para mantener volúmenes de producción promedio día que pasaron de 531 mil barriles por día (KBPD) en 2007 a 1.004 KBPD en 2013 y a 1.006 KBPD en 2015, cerrando con 851 KBPD en el año 2017.

El MFMP 2017 plantea un promedio de 820 KBPD para los próximos 10 años de producción, con una realidad diferente, Rubiales y Cusiana - Cupiagua están declinando fuertemente, los permisos de operación y el grado de presión de las comunidades y autoridades del medio ambiente, no ayudan a los esfuerzos de la industria para la explotación adecuada de los recursos encontrados.

Igualmente, el desafortunado incidente ambiental en el pozo Lizama – 158, muestra el riesgo de realizar cualquier trabajo de reacondicionamiento, en que

confluyan más de uno de los riesgos que se cree nunca pasaran, con una probabilidad muy baja, cercana a cero, y muestra como la naturaleza es impredecible.

Para estar preparados a cualquier escenario que sea posible, aunque la probabilidad sea muy baja, se plantea la necesidad de mayores inversiones en los proyectos de incremento de recobro en campos maduros, en donde existen pozos viejos, inversiones que requieren un escenario de mayor estabilidad de entorno social y condiciones medioambientales claras para acometer estos retos técnico-económicos que son de mediano y largo plazo.

El reto de corto plazo que tiene el país es el de incrementar el factor de recobro (Reservas probadas/ Petróleo Original en Sitio) que es tan solo de cerca al 16 % con un volumen de reservas de 60.000 millones de barriles. Del total de reservas un alto porcentaje corresponde a crudos pesados y extrapesados, los cuales requieren idear escenarios de prospección y evaluar su aporte a los retadores volúmenes que plantea el MFMP 2017, o escenarios de producción que puedan ser aún más positivos en la adición de reservas y de producción.

Hay igualmente cerca de 80 avisos de descubrimiento reportados a la Agencia Nacional de Hidrocarburos. Sin embargo, el aporte de producción de los campos descubiertos bajo la administración de la ANH ha permanecido en los últimos 5 años entre los 150 y 180 KBPD. Realizaremos un análisis de lo que pasa en estos contratos y su relación con los avisos de descubrimiento.

El otro hidrocarburo fundamental para el bienestar de los colombianos así no tenga el mismo peso a nivel de ingresos, es el gas natural. Después del fenómeno del niño que trajo consigo un apagón de energía eléctrica en el año 1992, con la mayor crisis de suministro de nuestro tiempo reciente, el gas ha sido el combustible fundamental por sus características para dar soporte al innegable potencial hidroeléctrico de Colombia. Nuestra matriz energética actual al estar soportada en las fuentes de agua y termoeléctricas a gas es altamente respetuosa del medio ambiente.

Hoy se prevé escasez a mediano plazo en el suministro de gas por parte de los principales campos productores de Colombia, y paradójicamente hay fuentes detectadas como las posibilidades de yacimientos no convencionales en el Valle Medio del Magdalena y los mayores descubrimientos en el Offshore de la Costa Caribe desde el descubrimiento del Campo Chuchupa en la Guajira.

Los dos presentan retos de incertidumbre, que no permiten una rápida decisión de inversión. En el caso de los yacimientos no convencionales, igualmente se presenta una descalificación permanente en las regiones en las cuales existe potencial sin permitir probar la tecnología y medir realmente los riesgos potenciales que se podrían presentar.

Las entidades responsables del suministro ya han actuado permitiendo una primera planta de regasificación de gas en la costa atlántica. Las señales de los productores han puesto sobre la mesa una segunda planta de regasificación esta vez en el pacífico colombiano e incluso se habla de una tercera que se instalaría en el departamento de la Guajira.

El presente estudio coincide con el inicio de un nuevo gobierno que será el responsable del impulso de políticas para el desarrollo de las diferentes áreas de la exploración y explotación de hidrocarburos, venimos en los últimos años de una consolidación de sector a niveles de los mayores productores de la región, con una reciente recesión en los precios del petróleo, que han tenido un repunte en el presente año.

## **2.2 PLANTEAMIENTOS DEL NUEVO GOBIERNO QUE SE RELACIONAN O AFECTAN LA INDUSTRIA DE HIDROCARBUROS**

Las señales que envía el gobierno son fundamentales para que los inversionistas midan el ambiente en el que moverán sus inversiones futuras. Dentro de las 203 propuestas del señor presidente electo Dr. Iván Duque y su fórmula vicepresidencial la Dra. Martha Lucia Ramírez, se plantearon al país algunas que impactarían a la industria del petróleo y tendrán alguna mención en el Plan de desarrollo del gobierno actual. Se considera importante que sean evaluadas por la industria petrolera y sus gremios, y estimamos que son:

*No. 173. La biodiversidad y el agua serán declarados Activos Estratégicos de la Nación, y para su protección se constituirá la fuerza de Reacción Integral Ambiental (FRIA); las Fuerzas Militares, la Fiscalía y las autoridades ambientales, con la asistencia de organismos de inteligencia del estado.*

Comentario: Es muy importante conocer cuáles son los límites de afectación que tiene toda industria extractiva en estos activos, y sus límites para no frenar el avance de los proyectos cuando ya han iniciado y no se presentó ningún

argumento a los permisos correspondientes, como pasó recientemente con el Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible en el anterior gobierno. Por ejemplo, normas en estudio que se estaban exigiendo a empresas del sector bajo supuestos de afectación de sismicidad en proyectos de inyección de agua, sin ningún dato real, ni un acto administrativo que planteara algún impedimento.

*No. 174. Se regularán las consultas populares a través de un proyecto de ley estatutaria que racionalice todas las consultas que son constitucionalmente necesarias, para definir su carácter vinculante, plazos y promover su amplia difusión dentro de la comunidad. Para ello, vamos a liderar un diálogo con las Altas Cortes y con el Congreso de la República, que conduzca a una definición clara sobre competencias en materia de hidrocarburos, y el alcance de las consultas populares en actividades estratégicas, de utilidad pública y de interés nacional. Al mismo tiempo, se buscará una enmienda constitucional que suba el umbral de las consultas y revocatorias de mandato, incluyendo las reglas para la recolección de firmas.*

Comentario: Ese ha sido un mecanismo para dilatar, entorpecer o cancelar proyectos, generando incertidumbre, desconcierto y escepticismo entre los inversionistas petroleros.

*No. 175. Todas las actividades productivas deberán comprometerse, según les corresponda con la protección del agua, la conservación de páramos, la reducción del impacto en el cambio climático, la calidad del aire y la gestión limpia de los suelos.*

Comentario: Es importante que los mapas de la ANH actualicen estas áreas de páramos y aguas superficiales en conjunto con el ANLA, cuando se hagan ofrecimientos de áreas o bloques para Exploración y Producción de hidrocarburos.

*No. 176. Tendremos Compromiso nacional con la mitigación del cambio Climático con mejor gestión de residuos (Ver Ciudades inteligentes y creativas) y reducción de la huella de carbono con compromisos individuales, promoción de transportes limpios y con energías alternativas (bicicletas) y sus infraestructuras y aprovechamiento de los Mecanismos de Desarrollo Limpio (mercados de emisiones de carbono).*

Comentario: Todos los compromisos ambientales que implican limitaciones o reducciones a los subproductos de combustión en especial con líquidos y sólidos implican un ajuste a procesos y condiciones de operación en áreas de difícil

acceso. La industria petrolera ha avanzado sustancialmente en este aspecto y debe continuar mejorando.

*No.181. El desarrollo minero-energético del país se adelantará con los más altos estándares de responsabilidad ambiental, planeando de manera efectiva y sostenible los cierres mineros, la protección de acuíferos y ecosistemas. Del mismo modo se adelantará un programa de sostenibilidad ambiental en la pequeña y mediana minería y se combatirá sin tregua la minería criminal. Entre otras, adelantaremos:*

- a. Promoción de Inversión Internacional a Gran Escala para producción y exportación de energías renovables.*
- b. Lucha contra la corrupción y promoción de la cultura de legalidad eléctrica.*
- C. Inserción tecnológica y mejora en la calidad del servicio de energía.*
- d. Atención integral y desarrollo productivo de hidrocarburos en las regiones.*
- e. Promoción a la exploración Offshore de gas.*
- f. Planes de manejo, mitigación y cierres enfocados en la desmineralización y despetrolización de las economías locales.*

Comentarios: Es importante que el gobierno nacional puntualice a que se refiere con la Atención integral y desarrollo productivo de hidrocarburos en las regiones, si hay alguna diferencia o un fortalecimiento de la estrategia de los últimos años de la ANH, denominada ETH, Estrategia Territorial Hidrocarburos, o el acompañamiento de la ACGGC la Asociación Colombiana de Geólogos y Geofísicos de Colombia.

Igualmente, se afirma que se va a promover la exploración costa afuera de gas, habría que aclarar que la exploración se hace por hidrocarburos, solamente que existen áreas como el Caribe colombiano en las áreas exploradas hasta la fecha que han mostrado que es la cuenca en esas áreas es propenso a la acumulación de gas.

Sin embargo, con los estudios y datos que manejan los más importantes jugadores costa afuera, estiman que en aguas profundas y ultraprofundas hay expectativas por encontrar yacimientos importantes de líquidos.

También la industria estará atenta a lo que signifique la implementación de los planes de manejo, mitigación y cierres enfocados en la desmineralización y despetrolización de las economías locales, tal vez si ese es un plan de muy largo plazo, no se enfrentaría a la realidad de ingresos de la nación que vía hidrocarburos y minería se ha situado alrededor del 50 %, no se ve como una

realidad de corto plazo y difícilmente en el mediano plazo 10 a 15 años una reducción drástica de ese porcentaje.

El presidente Duque igualmente ha planeado la modificación de la ley de regalías, por considerar que fue políticamente errado reducirles a las regiones del 80 % al 20 % del total, que es parte de los reclamos de las comunidades de influencia a los campos petroleros y establece un 50 % para las regiones durante un periodo de 10 años, y luego que sea del 40 %.

La protesta social y las consultas populares tienen indudablemente dentro de una de sus razones esta drástica disminución de recursos en las regiones para su desarrollo con mayor autonomía.

### **2.3 EL IMPACTO DE LOS HIDROCARBUROS SOBRE LA ECONOMÍA**

En su revisión del mes de julio de 2018, Fedesarrollo revisó al alza el precio del petróleo (de 60 a 70 USD/ barril), el precio del café colombiano (de 1,20 a 1,27 USD/ libra) y el precio del carbón (de 70 a 76 USD/tonelada).

A su vez, la producción de carbón se revisó a la baja (de 92 a 85 millones de toneladas).

Los supuestos de producción de petróleo y café se mantuvieron inalterados en 860 mil barriles diarios y 14 millones de sacos, respectivamente, para 2018. De esa manera plantea un crecimiento del PIB de 2,4% en 2018, lo que implica un repunte moderado de la economía colombiana frente a 2017.

Por su parte, la revisión a la baja del crecimiento de las importaciones obedece a su dinámica reciente, que evidencia crecimientos negativos en las cantidades importadas, y a una menor demanda de importaciones de capital por parte de la industria manufacturera en línea con una menor perspectiva de crecimiento de este sector. Sin embargo, esperan que las importaciones de bienes de consumo tengan una dinámica positiva.

Las expectativas de crecimiento de la economía colombiana para 2018, también contemplan la posibilidad de riesgos negativos y positivos que de materializarse podrían generar impactos sobre la dinámica productiva. Estiman que la ocurrencia de los riesgos negativos generaría un escenario de crecimiento bajo en 2018 cercano al 2,2%, mientras que los riesgos positivos podrían producir un escenario

de crecimiento alrededor de 2,8%, en estos riesgos positivos sobresale un precio del petróleo conveniente.

**Figura 40: Balance de Riesgos para 2018 con respecto a la proyección base**

**II Cuadro 5. Balance de Riesgos para 2018 con respecto a la proyección base**

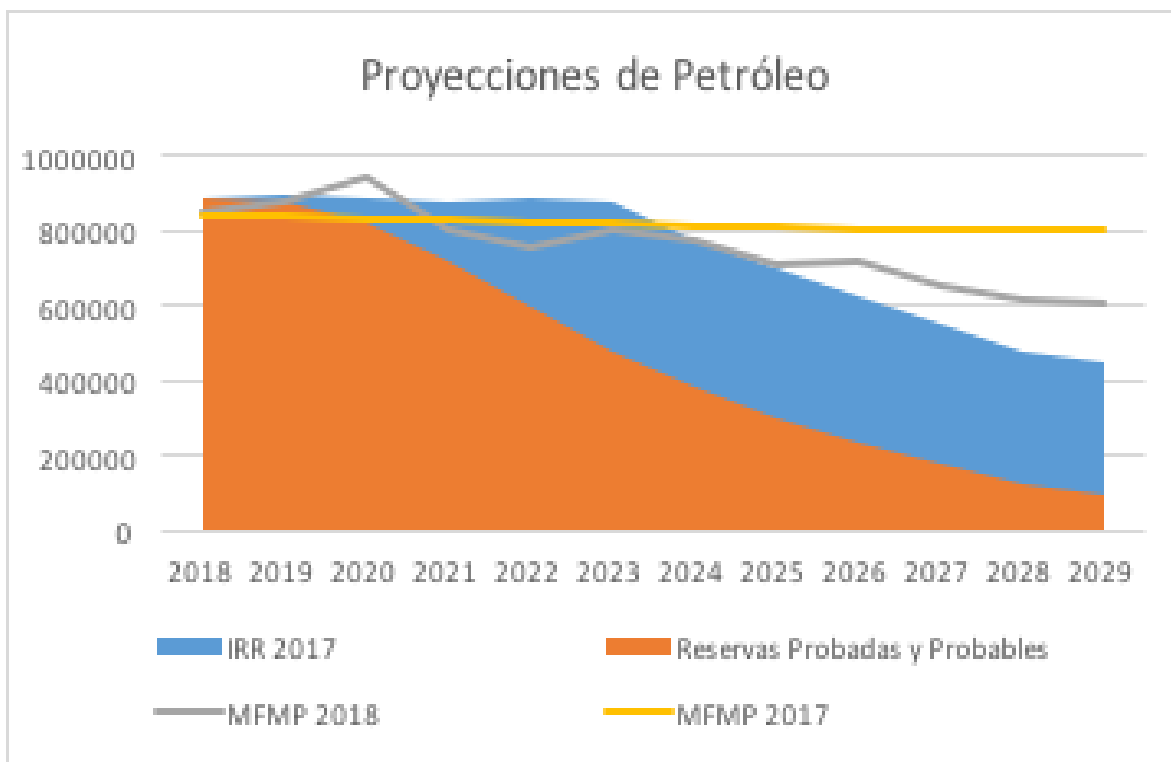
Riesgos al crecimiento económico		
	Al alza	A la baja
Precios de cotización del petróleo	○ Una cotización del precio del crudo por encima de nuestro escenario base que se traduzca en mayor inversión minera	
Mercado Laboral	○ Recuperación de la construcción -obras civiles- y mayor resiliencia del mercado laboral	○ Deterioro en el mercado laboral, especialmente en las ciudades, por una caída en el número de ocupados en la construcción
Tensiones internas y comerciales en principales destinos de exportaciones	○ Tensiones geopolíticas y comerciales causadas por la administración Trump que afecten el comercio internacional y el crecimiento económico mundial	
Caída en la formación bruta de capital fijo	○ Recuperación de la formación bruta de capital fijo en el segundo semestre del año, especialmente por obras civiles	○ Mayor deterioro en la inversión en edificaciones, obras civiles y maquinaria y equipo
Política monetaria en Estados Unidos	○ Mayor probabilidad de incrementos rápidos en la tasa de la FED por mayor crecimiento e inflación en Estados Unidos	
<b>Crecimiento PIB</b>	<b>2,8%</b>	<b>2,2%</b>

Fuente: Prospectiva de Fedesarrollo Julio 2018.

La Ley 819 de 2003 creó el Marco Fiscal de Mediano Plazo (MFMP) como la herramienta principal para realizar el análisis de las finanzas públicas nacionales y territoriales en un período de diez años. El Ministerio de Hacienda y Crédito Público lidera la realización de este Marco Fiscal de Mediano Plazo, todos los años.

El informe de recursos y reservas de la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH), es la fuente para las proyecciones volumétricas propuestas por los Ministerios de Minas y Energía (MME) y Hacienda y Crédito Público (MHCP), este escenario de Información de Reservas y Recursos (IRR) 2017 presenta un horizonte de producción más estable que lo que se aprecia en los pronósticos de MFMP 2018.

**Figura 41: Proyecciones de Petróleo**



Fuente: ANH – Unión Temporal UPME 2018.

Al analizar la información de reservas y recursos (IRR) presentada por parte de las compañías operadoras en cumplimiento del Acuerdo No. 11 del 2008, se aprecia que los volúmenes que tienen una mayor certidumbre, reservas probadas y probables al precio del reporte del orden de 55 US \$/bl, mantendrían los niveles de producción por encima de los 800.000 BPD del 2018 al 2020. Los volúmenes adicionales que presenta el IRR 2017 contienen reservas posibles y recursos contingentes que requieren vencer contingencias económicas y tecnológicas para ser producidas.

El gobierno anterior, a través del MME y la ANH introdujo dos herramientas de apoyo a la producción nacional de hidrocarburos que se estima permitirán llevar esos volúmenes a reservas 2P (probadas y probables) por lo menos hasta el año 2023.

Esas dos herramientas son, en primer lugar los proyectos PPI (Proyectos de Producción Incremental) incluidos en el Artículo 29 de la ley 1753 del 2016, “Plan Nacional de Desarrollo 2015 – 2018”, Fomento a los proyectos de producción incremental,... “todos los proyectos de producción incremental serán beneficiarios

de lo establecido en el parágrafo 3° del artículo 16 de la Ley 756 de 2002, para lo cual se deberá obtener la aprobación previa del proyecto por parte del Ministerio de Minas y Energía, o quien haga sus veces en materia de fiscalización. Se entenderá por proyectos de producción incremental aquellos que incorporen nuevas reservas recuperables como consecuencia de inversiones adicionales que se realicen a partir de la fecha de promulgación de la presente ley, y las cuales se encuentren encaminadas a aumentar el factor de recobro de los yacimientos existentes”.

El artículo 16 de la Ley 756, solo le permitía a Ecopetrol el beneficio mencionado, el Plan de desarrollo 2014 – 2018 amplió el beneficio a todos los operadores con regalías fijas del 20 o el 32%, para obtener si cumplen los compromisos acordados con la ANH, las regalías variables que inician en 8% sobre esta producción adicional. Se han adicionado cerca de 150 millones de barriles de reservas probadas y una producción adicional cercana a los 30.000 BPD con los PPIs suscritos ente 2015 a 2018.

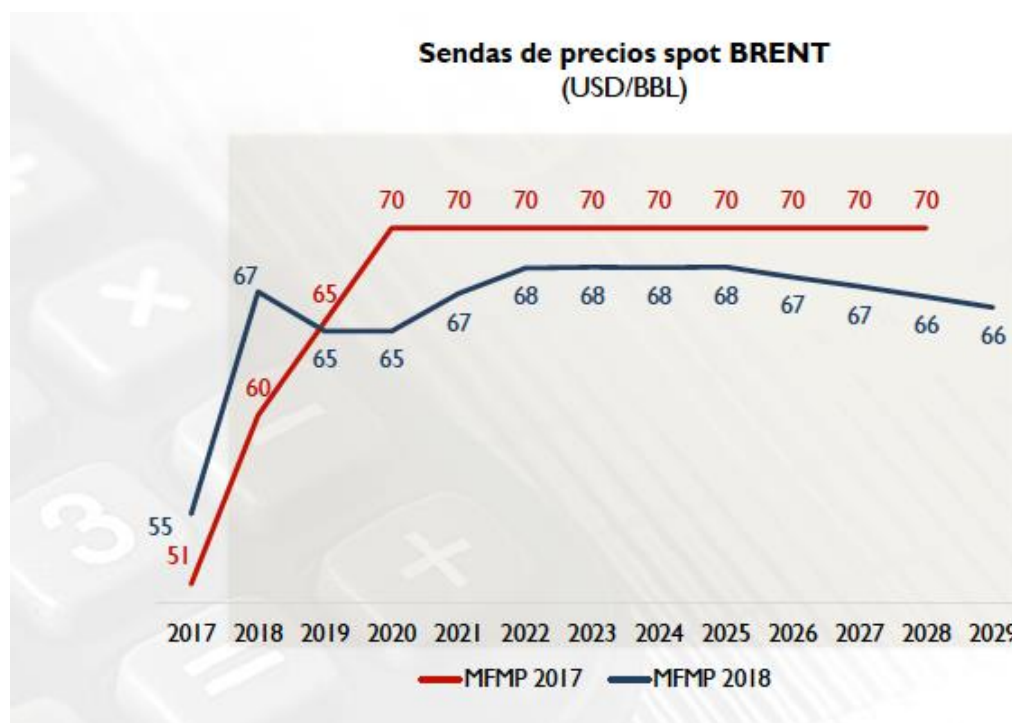
La segunda herramienta asignada recientemente a varias compañías es el Certificado de Reembolso Tributario, incentivo CERT, que seleccionó postulaciones de operadores con contratos de exploración que se comprometieran con inversiones adicionales de sísmica y pozos en la resolución 335 de la ANH del 2018 y para operadores que postularan campos comerciales que incrementen el factor de recobro mediante inversiones en perforación, sísmica, infraestructura necesaria para estos volúmenes incrementales e insumos de proyectos de recobro mejorado específicos como polímeros, inyección continua de vapor, Combustión in situ. La asignación inicial de proyectos de recobro mejorado fue protocolizada en la resolución 336 de la ANH de 2018.

Este beneficio está diseñado como un seguro cuando los precios del petróleo sean inferiores a un precio establecido por los Ministerios de Minas y Energía, y Hacienda y Crédito con un tope de 65 dólares por barril. Se espera la adición entre 2018 y 2021 de 330 millones de barriles en volúmenes no probados a reservas probadas. El beneficio se otorga al corroborar las inversiones realizadas, por ejemplo, las del año 2018 se validan en el año 2019, y el incentivo que es un porcentaje de esa inversión, se le reconoce para redimirlo en pago de renta a las compañías que realicen estas inversiones dos años después, para las primeras inversiones del 2018 podrán redimir el beneficio en el año 2021. De esa manera la renta generada es superior y se ha pagado al estado antes de que las empresas rediman el beneficio.

Si el beneficio funciona como se diseñó, es muy probable que se puedan habilitar volúmenes adicionales y se logren niveles de 800.000 BPD más allá del 2023. Sin embargo, habrá que superar los diferentes factores que hoy se consideran críticos en la industria, y de los que se hablará más adelante.

Seguramente estas herramientas son susceptibles de ser mejoradas, los resultados son indudables en los PPI, y los proyectos seleccionados y su inversión darán el veredicto sobre las bondades reales del incentivo CERT 2018.

**Figura 42: Sendas de precios spot BRENT**



Fuente: MHCP MFMP junio 2018.

Las proyecciones del precio del petróleo de los dos últimos ejercicios del Marco Fiscal realizados por un panel de expertos en la que participan, la ACP, Ecopetrol, ANH, Fedesarrollo y los Ministerios MME y MHCP, indican ingresos entre los 65 y los 70 dólares por barril. La inestabilidad por la frágil estabilidad política y comercial a nivel mundial que ha introducido recientemente la administración de los Estados Unidos, podría afectar este supuesto que afecta las cuentas del marco fiscal de una manera clara.

La importancia del nivel de ingresos esperados, e inversiones previstas por Ecopetrol y las otras compañías en el sector de hidrocarburos, son incuestionables en los ingresos y generación de oportunidades para el gobierno central y las regiones del país. No se percibe como completamente acertado, el plantear en el corto o mediano plazo una drástica reducción del aporte del petróleo en la economía, por el contrario, como lo están mostrando hechos concretos, el aporte al crecimiento de otros sectores de la economía nacional, utilizando los recursos que generan los hidrocarburos cuando son bien invertidos, en especial el sector agrícola, es una realidad para el desarrollo puntual de algunas zonas del país.

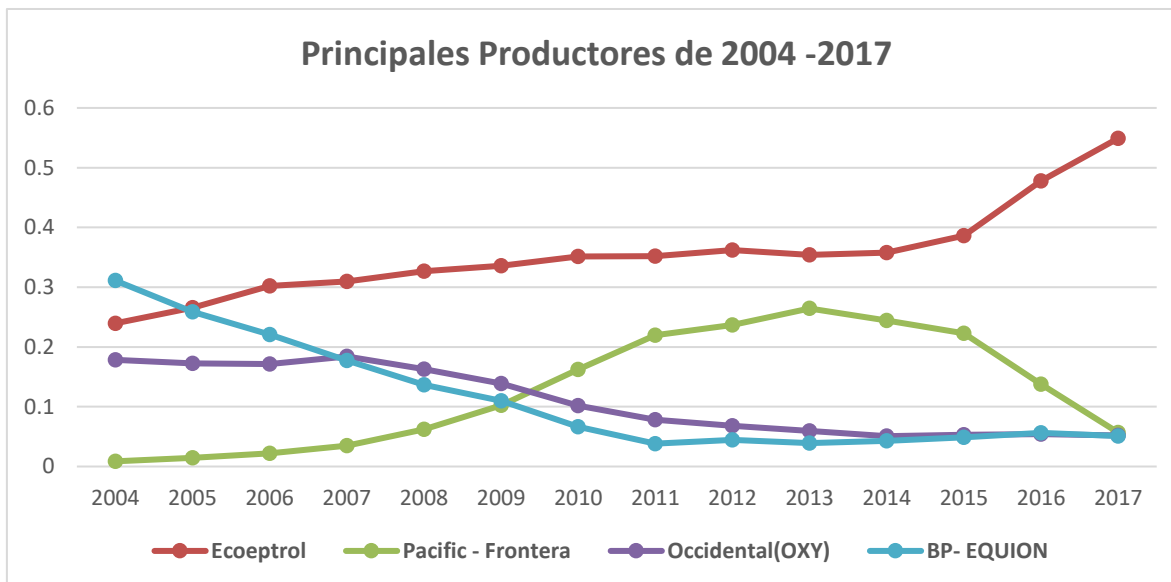
El país ha venido avanzando en el desarrollo de las fuentes renovables de generación de energía como la eólica y solar en la Guajira, y la planta solar que construirá Ecopetrol en alrededores del campo Castilla desde el año 2019 como declaró su presidente a la prensa a comienzos de agosto 2018.

El país debe hacer un análisis técnico económico para alinear las señales de mediano plazo con equipos interdisciplinarios con visión de estado más que del cuatrienio del gobierno actual. Las cuentas fiscales de cada gobierno con un horizonte de corto plazo no garantizan que sean buenas para el país.

## **2.4 LA EVOLUCIÓN DE LA PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO EN LOS ÚLTIMOS AÑOS**

El objetivo de diversificar la participación en la explotación de hidrocarburos en un grupo significativos de empresas que comprometan sus inversiones y operación, no se ha logrado del todo, lo cual le crea una carga adicional a la primera principal empresa petrolera del país, Ecopetrol, por qué reta continuamente su capacidad de gestión y le ofrece igualmente un poder de negociación mayor que las dependencias que regulan el sector.

**Figura 43: Participación Principales Productores en la producción de petróleo de 2004-2017**



Fuente: Estadísticas ACP – Unión Temporal UPME 2018.

Desde la creación de la Agencia Nacional de Hidrocarburos, la participación en la operación de los campos en producción de Ecoepetrol paso del 24 % en el 2004 al 55 % en la actualidad, sin contar su participación en las compañías Hocol 100 % y Equion como socio, los campos que opera esta última pasarán a ser 100 % Ecoepetrol en el año 2021.

Hay ópticas diferentes al mirar esta evolución. Una de ellas, es la de que Ecoepetrol al mantener los contratos de asociación y áreas directas con una mayor independencia del estado, se ha fortalecido y ha desarrollado alternativas de manejo de sus activos para alcanzar un crecimiento superior al 100 % en producción operada en forma directa, originada en el recobro mejorado en campos maduros y en las reservas adicionales que provienen de contratos de asociación con volúmenes importantes como los campos Cusiana, Cupiagua y Rubiales.

Un capítulo importante lo tiene el desarrollo de los crudos pesados del país, aprovechando el incremento en los precios del petróleo que motivo un incremento sorprendente en los campos Castilla Chichimene, Rubiales y Nare-Teca en crudos con menos de 15 grados API, al pasar de cerca de 30.000 BPD a más de 400.000 BPD, posicionado a la vez uno de los marcadores del mercado de crudos del país, el “Castila Blend”.

Sin embargo, al ver la gran cantidad de campos con pozos inactivos indican que es necesario buscar estrategias para definir su explotación. Ecopetrol ha tenido dos estrategias: ventas de activos y asociaciones con socios eficientes.

En la venta de activos del año 2012 por cerca de 80 millones de dólares Ecopetrol cedió sus derechos de producción a la empresa Petróleos Sud Americanos en los campos El Difícil, Entrerrios y Guarimena.

A la fecha el campo El Difícil, campo de gas que estuvo cerrado por más de 20 años, tiene una producción de cerca de 20 MPCD y un poco más de 200 BPD de condensado. El campo Entrerrios, que tenía una producción anterior a la venta de cerca de 200 BPD, tiene una producción cercana actual cercana a 750 BPD. El campo Guarimena está en proceso de reabrirse a producción, con un reciente PPI firmado con la ANH.

Posteriormente vino la venta reciente del año 2016, en la cual se vendieron activos por 53,4 millones de dólares los siguientes activos de producción (Campos):

**Figura 44: Resultados subasta electrónica “Ronda Campos Ecopetrol 2016”**

Resultados subasta electrónica ‘Ronda Campos Ecopetrol 2016’

Activo	Región	Empresa adjudicataria
Sogamoso	VMM - Santander	Parex Resources
Río Zulia	Catatumbo	Iberoamericana de Hidrocarburos S.A.
Río de Oro y Puerto Barco	Catatumbo	Iberoamericana de Hidrocarburos S.A.
Santana	Putumayo	Gran Tierra Energy Colombia
Nancy Maxine Burdine	Putumayo	Gran Tierra Energy Colombia
Valdivia Almagro	Llanos - Meta	Iberoamericana de Hidrocarburos S.A.

Fuente: Informe de Prensa Ecopetrol, resultados Ronda 2016.

De estos, hay actividades de perforación y Work Over en los campos Río Zulia, Toroyaco del activo Santana, Valdivia – Almagro y la reapertura de los campos Nancy-Maxine-Burdine. A junio 2018 producen un poco más de 1000 BPD y al final del año se espera hayan alcanzado los 2000 BPD.

Ecopetrol ha recibido en estas dos rondas de venta unos 113 millones de dólares y el país ha recuperado producción de crudo y gas en activos que no están, ni

estarían en las prioridades de portafolio de inversión de Ecopetrol por su tamaño en reservas al momento de la venta,

El Campo Sogamoso está pendiente de un trámite contractual ante la ANH para que el comprador pueda proceder a valorizar el activo y en los campos Río de Oro y Puerto Barco se presenta una situación de orden público que ha mantenido estos campos sin desarrollo por varias décadas. Solo la empresa “Petrotesting” inició su reactivación hace unos 10 años y fue objeto de atentados por actores armados de la zona, hasta su cierre temporal.

Estos activos imponen dos retos para el estado, uno en Sogamoso para realizar los trámites de cesión con mayor celeridad, y lo más recomendable el vencer estos obstáculos de tramitología entre Ecopetrol y la ANH antes de los procesos venta, y el segundo en Río de Oro y Puerto Barco la de poder garantizar la seguridad de las operaciones, en especial los funcionarios de las empresas que tienen que operar en zonas de alto conflicto social, o con actores armados.

La otra estrategia utilizada por parte de Ecopetrol es la de las alianzas estratégicas con empresas como Occidental y Parex con altos estándares de eficiencia operacional, en los cuales han cedido un porcentaje de la producción que proviene de nuevas inversiones en Campos como Teca, Aguas Blancas y Capachos, que han permitido en el caso Teca con Oxy hacer un compromiso de inversión y tecnología que va avanzando de manera satisfactoria en su etapa piloto de inyección continua de vapor que elevó la producción del campo de 600 BPD a 1600 BPD y que espera un primer salto al desarrollo de inyección continua iniciando en el año 2019 con expectativas que podrían alcanzar entre 20 y 30 mil barriles por día, dependiendo de disponibilidades de gas para generación de vapor.

En cuanto a los campos Aguas Blancas y Capachos que se encontraban inactivos presentan hoy una producción del orden de 230 BPD y 1600 BPD respectivamente.

Claramente tanto Ecopetrol, como el país y las empresas que realizan los negocios han ganado con la apuesta por estos campos que eran hasta hace pocos años completamente marginales.

Se ha probado que las dos estrategias funcionan. Las experiencias del 2012 y el 2016 han mostrado sus bondades para la empresa.

Igualmente, la ANH ha recibido en los últimos años áreas con pozos o campos que no eran económicos para sus operadores, dentro de ellos el mismo Ecopetrol. Estos Pozos y campos inactivos constituyen una oportunidad de corto y mediano plazo para que, una vez realizada la correspondiente validación técnica de potencial, se realicen inversiones y se dé la posibilidad de nuevos aportes a la producción nacional.

Tanto en Ecopetrol, como en la ANH se cuenta con oportunidades que requieren una dinámica y decisiones de corto plazo para generar tanto valor a sus principales accionistas que somos todos los colombianos, como el fortalecimiento de la industria petrolera nacional.

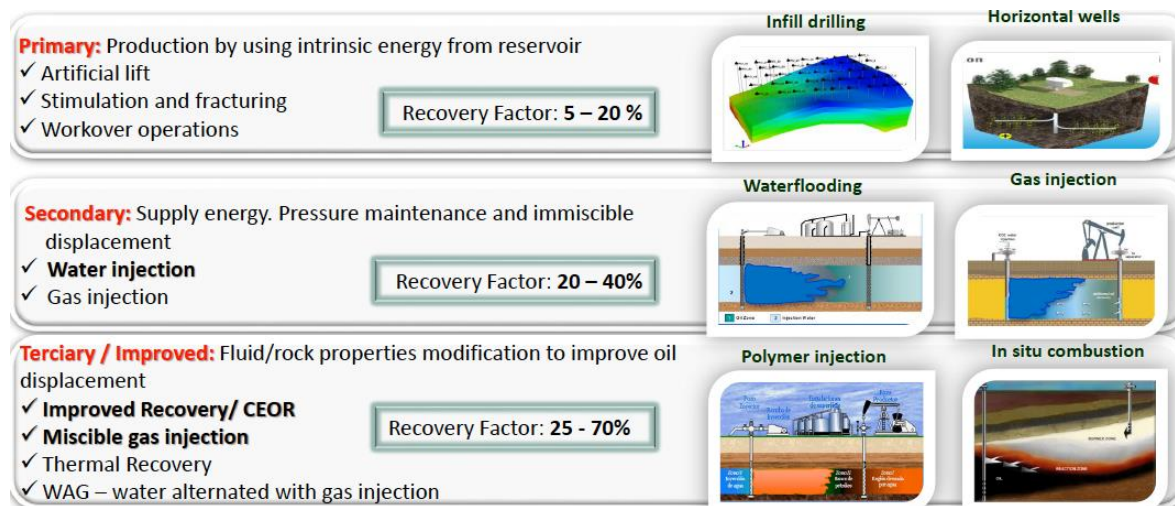
Con la experiencia y capacidad de Ecopetrol primera empresa petrolera del país y de la ANH administrador de recurso petrolero, se cuenta con los recursos para poder hacer más rápido el manejo de oferta de activos de producción.

Adicionalmente la ANH tiene dentro de sus funciones, conforme a lo señalado en el Artículo 4 del Decreto Ley 1760 del 2003, completado por el Artículo 3 del Decreto Ley 4137 del año 2011, el cual desarrolla las funciones y disposiciones establecidas en el Decreto 0714 de 2012 le competen a la ANH "...administrar integralmente las reservas y recursos hidrocarburíferos de propiedad de la Nación; promover el aprovechamiento óptimo y sostenible de los recursos hidrocarburíferos y contribuir a la seguridad energética nacional,,,,,,", cumpliría en todo su contexto con este mandato realizando una oferta dinámica de opciones de bloques exploratorios con descubrimientos sin explotar o con alguna historia de producción.

El Acuerdo No. 4 del 2018 y el Acuerdo No. 2 de 2017 le dan al presidente de la ANH las herramientas para la promoción y asignación de estos activos que son descubiertos no desarrollados o campos Inactivos. Está en la gestión que se realice, el reto de atraer a los inversionistas más idóneos, para lo cual la ANH puede contratar los equipos necesarios para estructurar la oferta de las áreas que contienen estos campos, o en ocasiones pozos.

## 2.5 INCREMENTO DEL FACTOR DE RECOBRO

Figura 45: Tecnologías de Recobro Mejorado



Fuente: Presentación a accionistas WEB Ecopetrol. Septiembre 2017. Porcentajes de recobro típicos en los proyectos de desarrollo en el Mundo.

Ante el poco éxito exploratorio de grandes descubrimientos desde la década de 1990 – 2000 con Cusiana \_Cupiagua, los mayores aportes volumétricos a la producción del país han sido a través del incremento del factor de recobro.

Sin embargo, hay hallazgos importantes en los últimos 6 años de crudos pesados y extrapesados en los bloques CPO9, CPO10, CPO-11, CPO12, Quifa y Caño Sur. La infraestructura existente, la inestabilidad de precios del petróleo, los requerimientos de diluyentes, las exigencias ambientales y presión social en las áreas de influencia entre otros, no han permitido una explotación más agresiva.

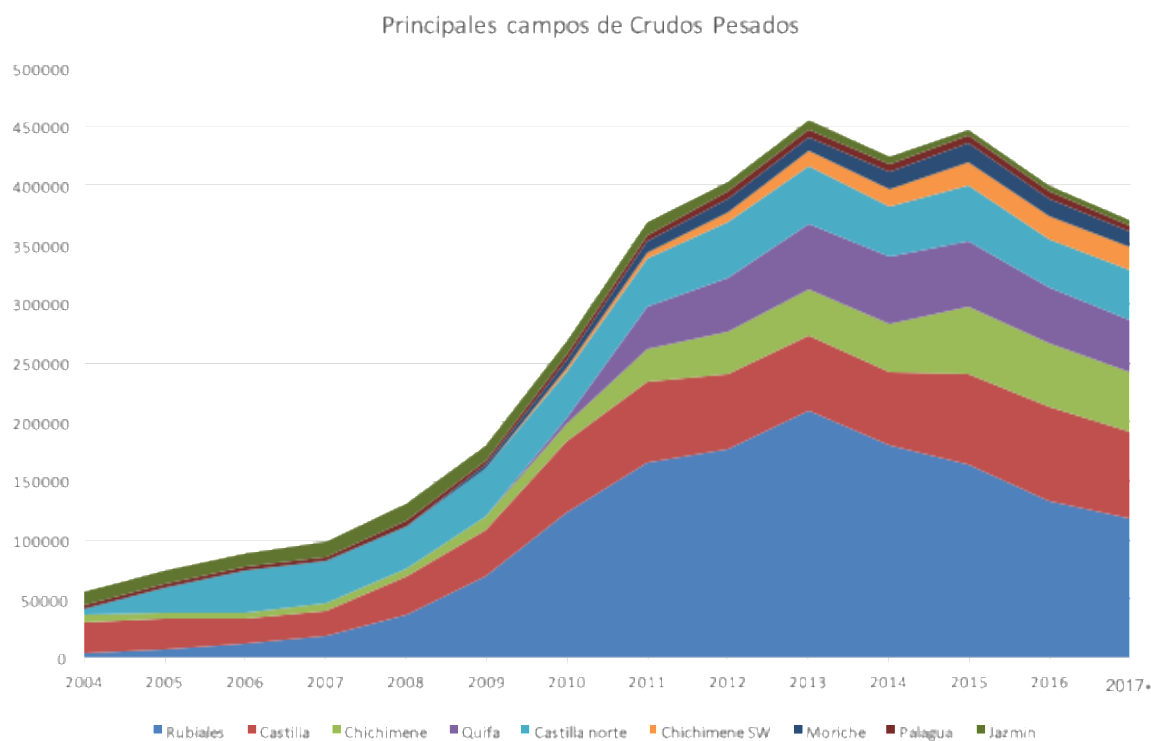
En todo caso, ante la incertidumbre y con una infraestructura que a mediano plazo podría estar tratando y evacuando volúmenes de producción menores, pareciera que hay que aprovechar sinergias para “Plateaus” de producción de crudos pesados y extrapesados de más de 10 años.

Castilla, Chichimene, Rubiales y Quifa Suroeste, mantienen un alto aporte a la producción nacional con una infraestructura sólida y siendo para Ecopetrol mejor negocio seguir con el recobro de estos campos, solamente Caño Sur Este y CPO-9 tienen hoy planes que van a contribuir a ir agregando importantes volúmenes de

petróleos pesados y extrapesados, habría que definir cuál es el mayor plateau de estas producciones.

También los crudos pesados de las áreas en el Valle Medio del Magdalena que incluyen el eje de campos Nare- Palagua -Velásquez, y un área muy poco explorada y explotada en el bloque las Quinchas, podrían aportar importantes volúmenes en el mediano plazo. La madurez tecnológica de inyección cíclica de vapor en esta área sometida a esta tecnología desde la década de los años 60, y dos proyectos piloto de inyección de vapor continua, exitosos técnicamente en los campos Jazmín y Teca con factores de recobro que en conjunto están por debajo del 12 %, tienen una oportunidad, si se logra la disponibilidad en el mediano plazo de los volúmenes de gas necesarios para la generación de vapor con volúmenes de Petróleo Original cercanos a los 5000 millones de barriles de petróleo.

**Figura 46: Principales campos de Crudos Pesados**



Fuente: Presentación Crudos Pesados ANH- VTE. Agosto 2018. Unión Temporal UPME 2018.

Los análisis de costos de producción indican que si los precios de referencia Brent se mantienen por encima de los 60 US \$/bl, el reemplazamiento de volúmenes con

los nuevos desarrollos podría generar el mantenimiento de un “plateau” de producción por lo menos 400.000 BPD en un horizonte de 10 años.

Históricamente en Colombia el factor de recobro se ha mantenido alrededor del 16% del Petróleo Original en Sitio (un poco más de 60.000 millones de barriles), y las reservas reportadas a desarrollarse a futuro con los campos activos alcanzarían al límite económico en 25 años un factor de recobro final del 23 %, relativamente bajo a nivel internacional.

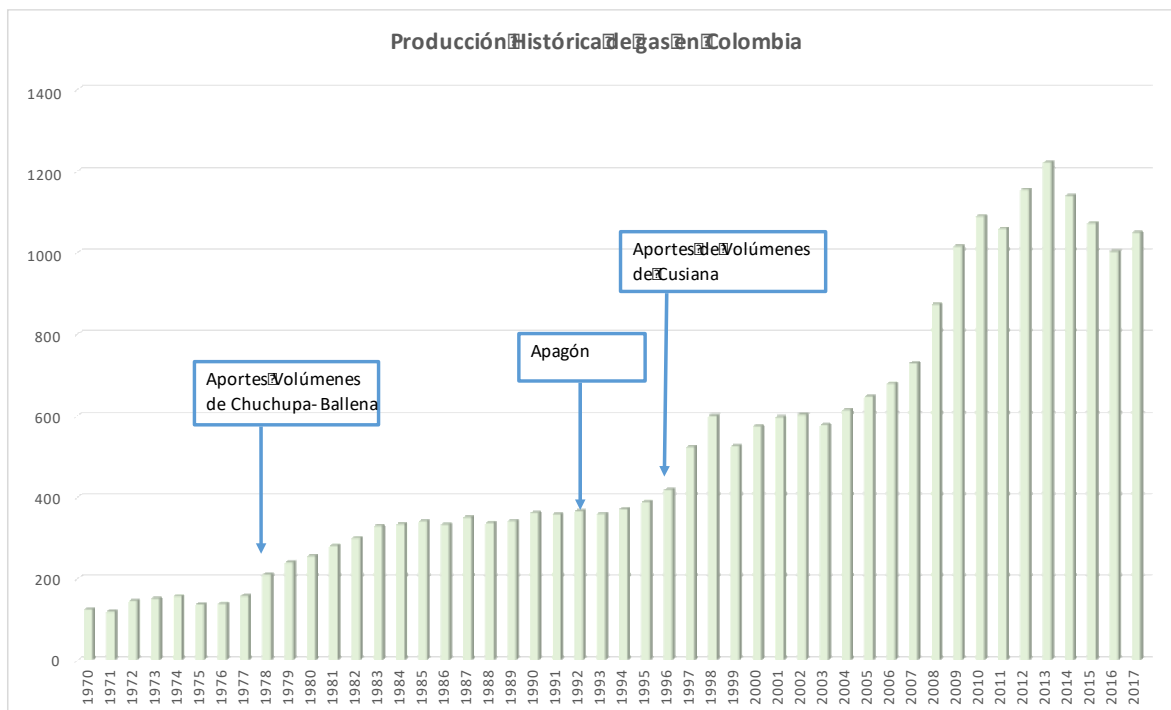
Un 30% sobre los 60.000 millones de barriles estimados de Petróleo Original en Sitio para ese horizonte de tiempo serían una meta razonable con las tecnologías de los proyectos de incremento de recobro que se han venido implementando en el país a 25 años, y ampliar el límite económico dependerá de la evolución de los diferentes factores críticos de éxito para alcanzar metas de factor recobro como la de países como Noruega o Inglaterra del orden del 45 %, sin embargo hay que valorar que las características de los yacimientos costa afuera de estos países son diferentes a las de los yacimientos Onshore colombianos.

En Colombia se han explotado yacimientos con excelentes factores de recobro, en Caño Limón sus yacimientos han registrado factores de recobro cercanos al 70 %, los campos de crudo liviano en el Casanare, Campos del piedemonte llanero con recobros del orden del 50 % entre otros.

## 2.6 EL GAS NATURAL

Desde el año 1992 cuando se presentó la emergencia en Colombia que históricamente se conoce como el “El apagón”, por no contar con una fuente de generación de energía eléctrica como alternativa de las hidroeléctricas, que tienen dificultades en épocas cíclicas del fenómeno del “niño”, épocas de altas temperaturas y reducción de lluvias, se generó la necesidad de mirar hacia el gas natural como la fuente obvia que durante años fue menospreciada en la industria petrolera del país, y en muchos campos se prefería quemar.

**Figura 47: Producción Histórica de gas en Colombia**



Fuente: BP statistical review. Unión temporal UPME 2018.

Esa realidad de contar con un recurso energético altamente eficiente térmicamente, que en otras partes del mundo era todo un negocio, llevó a la reflexión de evaluar la posibilidad de viabilizar su desarrollo y comercialización.

Los campos de Cusiana y Cupiagua, que contaban con grandes reservas de gas fueron evaluados y la conclusión fue que no podían ser desarrollados con la estructura de precios que tenían los campos de gas seco de la Guajira en donde se produce casi un 100 % de gas metano y la separación del agua asociada se logra con plantas de glicol e inversiones moderadas.

En Cusiana-Cupiagua la situación era completamente diferente, se requerían equipos complejos y costosos para separar el petróleo asociado y las enormes cantidades de condensado que acompañaban su extracción. Igualmente, equipos de compresión de gran tamaño. En un trabajo de varios años, operadores y entidades de control (CREG y la UPME) encontraron las fórmulas de precio que permitieron iniciar su extracción.

La dinámica del mercado de gas ha cambiado en forma significativa desde entonces. Para finales del año 2000, los gobiernos de Colombia y Venezuela firmaron un Memorando de Entendimiento que permitía que inicialmente Colombia exportara gas desde el Campo de Chuchupa hacia Maracaibo, y que posteriormente se cambiara la dirección de los despachos de gas desde Maracaibo hasta Colombia. Lo primero sucedió con gran éxito, superando al doble el periodo de tiempo fijado que originalmente fue de 5 años. Una vez que Colombia necesito gas para atender su consumo interno el gas venezolano no llegó, pues el vecino país no ha logrado estabilizar sus operaciones para las exportaciones de gas hacia Colombia.

De otro lado la demanda ha venido en crecimiento continuo y es hoy el combustible de mayor impacto en la vida diaria de los colombianos por su llegada a los hogares, su bajo costo para el calentamiento de agua, calefacción, y cocción de alimentos, y ser la alternativa natural y complementaria en la generación de energía eléctrica en el país, conjuntamente con las hidroeléctricas.

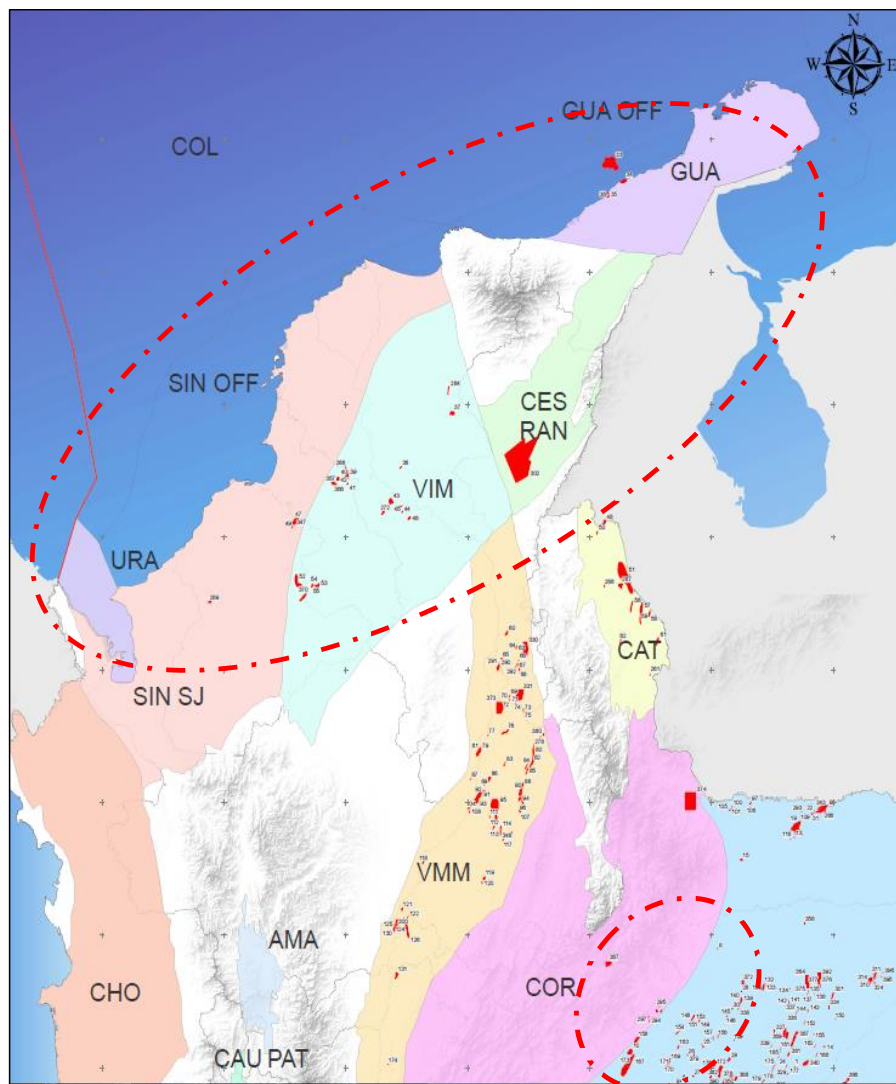
El riesgo de desabastecimiento de este recurso vital para el país ha llevado a las autoridades a tomar medidas que aseguren una oferta permanente y segura de gas natural, ya sea producido al interior del país o importado de los mercados internacionales. Previendo un posible desabastecimiento se ha construido la planta de regasificación en Cartagena de la Sociedad Portuaria El Cayao (SPEC) y se piensa una segunda planta en el pacífico colombiano y en una tercera en el departamento de la Guajira, las cuales traerán consigo la infraestructura necesaria para la conexión al sistema actual.

El debate claro es si existen condiciones de libre concurso entre los productores de gas nacional y las empresas que lo importan, las termoeléctricas, y que están blindadas por el cargo de confiabilidad, situación que no se presenta en las actividades de Exploración y Producción asumiendo todos los riesgos. Es un tema de fondo que estudian en la actualidad todos los involucrados, en especial vale la pena mencionar el reciente estudio de Naturgas sobre política pública para el largo plazo del gas, el cual presenta algunas reflexiones sobre aspectos relevantes de análisis equivalentes a nivel mundial como la seguridad del suministro, des-carbonización, desarrollo de energías renovables, costo energético, desarrollo social, salud pública y eficiencia energética.

Disponer de estimativos volumétricos y su proyección ayudará a los diferentes debates con cifras, planteando los riesgos e incertidumbre que podrían ayudar a tener decisiones con mayor información.

Los principales aportes en volúmenes de gas natural en la actualidad y los que se esperan adicionar en el inmediato futuro se concentran en tres áreas principales en tierra firme: en el Piedemonte Llanero, Valle Inferior del Magdalena y Costa Afuera, los bloques en el Caribe colombiano.

**Figura 48: Principales Cuencas con potencial de gas.**

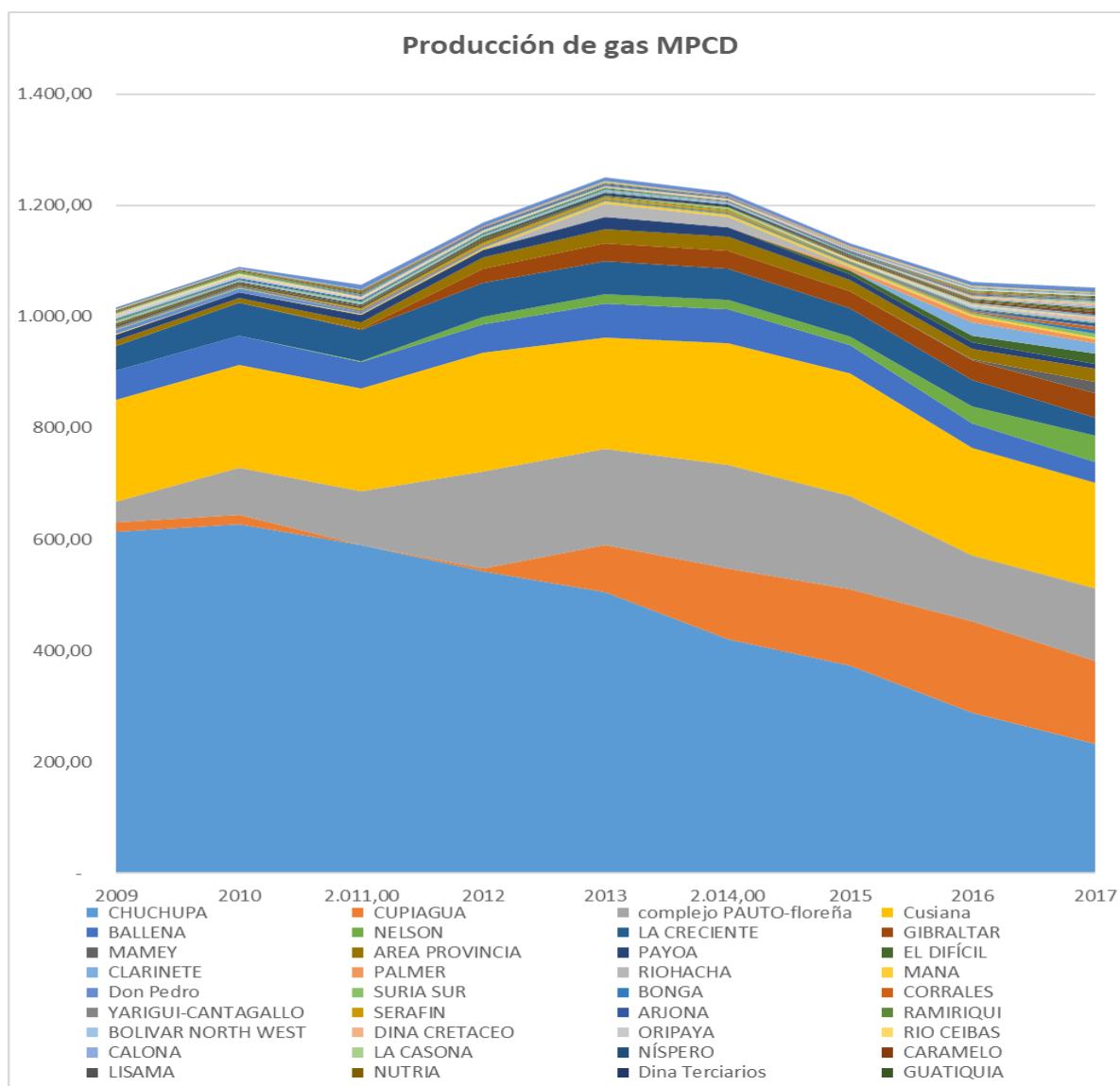


Fuente: ANH- Presentación a la UPME 2017.

El suministro de gas a partir de la construcción de los principales gasoductos desde el piedemonte muestra un incremento gradual del aporte en la producción

nacional de gas, desde el Piedemonte y más recientemente desde el Valle Inferior del Magdalena acompañados de la declinación de los campos de la Guajira en los últimos años.

**Figura 49: Producción de gas MPCD**



Fuente: Estadísticas ACP. Análisis UT Prospección UPME 2018.

Hay pocos campos fuera de estas cuencas de Offshore, VIM y Piedemonte (Cuencas Cordillera-Llanos). La cuenca del Catatumbo además de ser muy

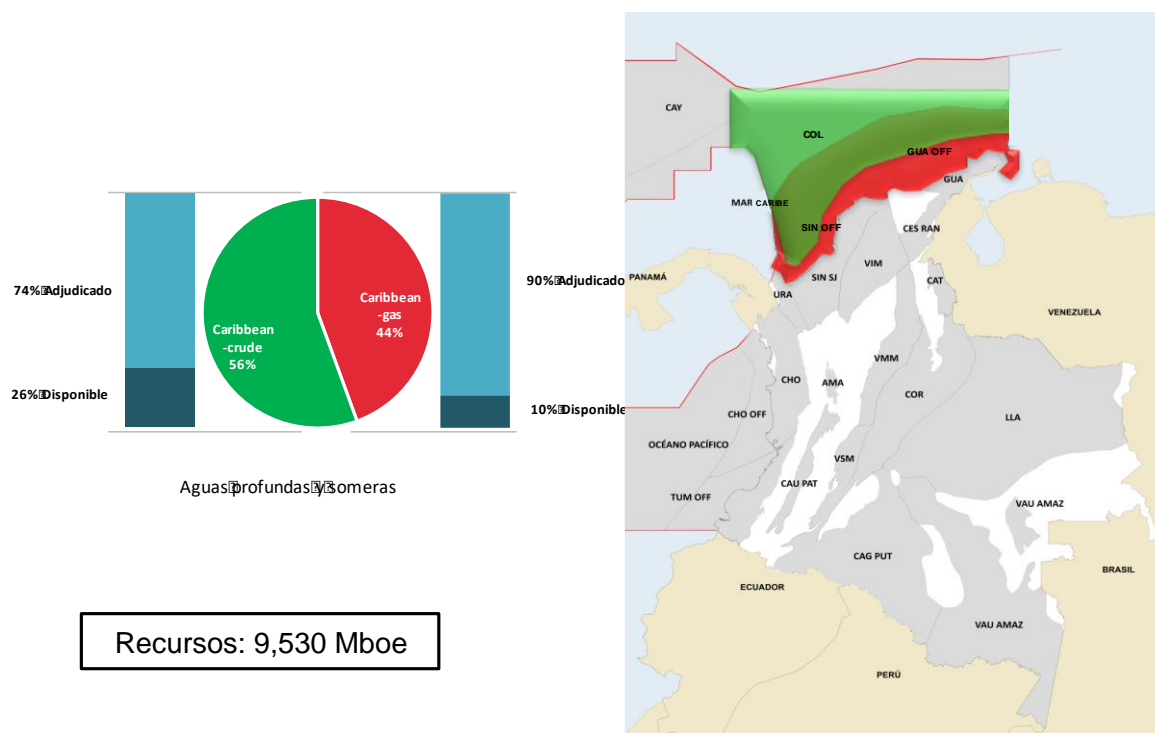
compleja geológicamente tiene igualmente una situación que no ha permitido una actividad de exploración y explotación normal durante décadas.

Sobre 1000 MPCD, 850 vienen de las tres cuencas principales mencionadas. Los 150 MPCD restantes, provienen de las cuencas del Catatumbo, Valle Medio, Valle Superior y Putumayo.

Para la sociedad colombiana, es vital garantizar el suministro, a un precio manejable. La regulación es fundamental en ese sentido, manteniendo los incentivos que hagan el negocio competitivo, peso con suministro alcanzable ara la sociedad.

Los descubrimientos de gas en el mar Caribe Colombiano de los últimos 4 años, muestran que hay potencialidad para hallazgos de gas, que se realizan 40 años después del descubrimiento de los campos de Chuchupa- Ballena en costa afuera de la Guajira colombiana, y los descubrimientos actuales costa afuera, en frente del Urabá, al otro extremo de la Costa Atlántica.

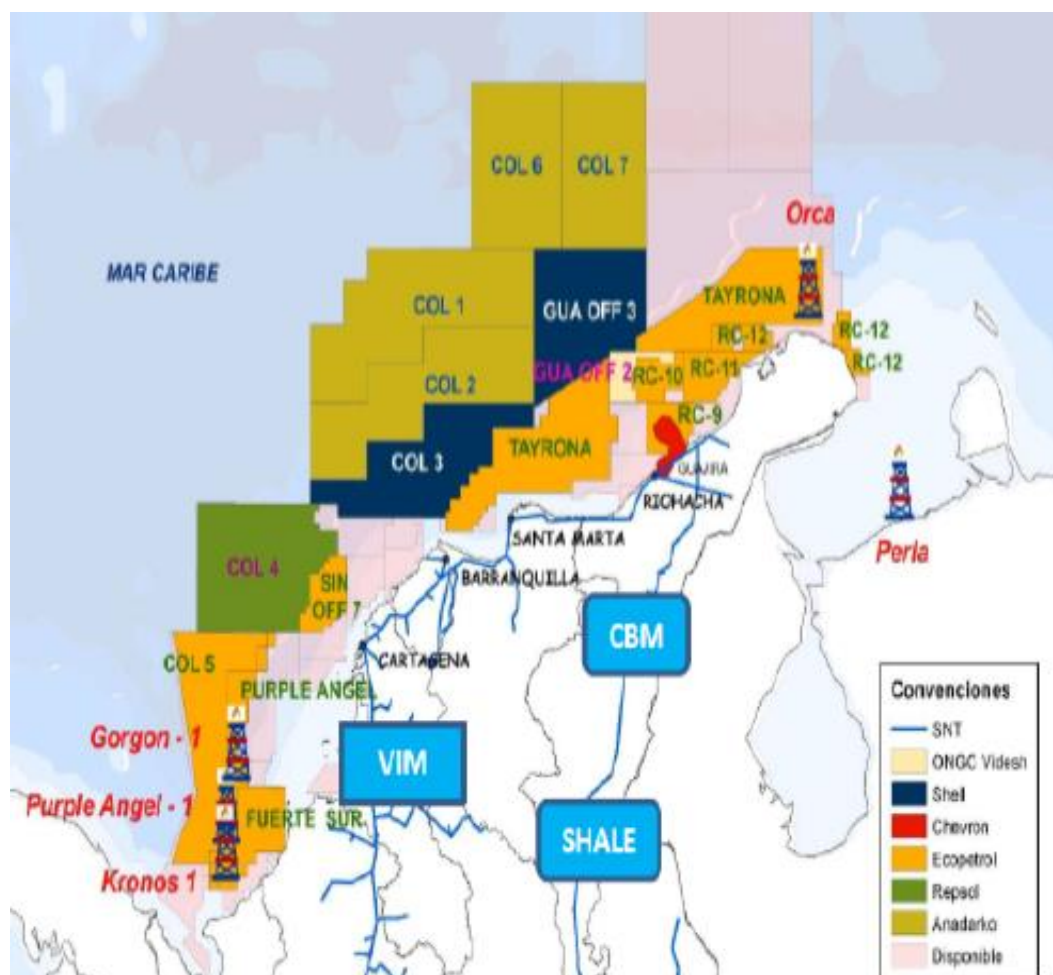
**Figura 50: Potencial Prospectivo “Offshore” Costa atlántica”**



Fuente: ANH- Proyecciones y Perspectivas Offshore. 2016.

Con la información disponible de los pozos perforados en los últimos años hay una mayor expectativa para descubrimiento de gas, si bien los modelos geológicos plantean altas posibilidades para futuros hallazgos de petróleo en aguas más profundas del Caribe con sus correspondientes sub - cuencas.

**Figura 51: Áreas con mayor expectativa de aporte de Gas.**



Fuente: Naturgas - Unión temporal UPME 2018.

Lo expresado por parte de las empresas operadoras, de en qué momento se estarán produciendo los importantes yacimientos costa afuera es de que sería entre 2026 y 2027 si se logran condiciones adecuadas a su desarrollo. Significa

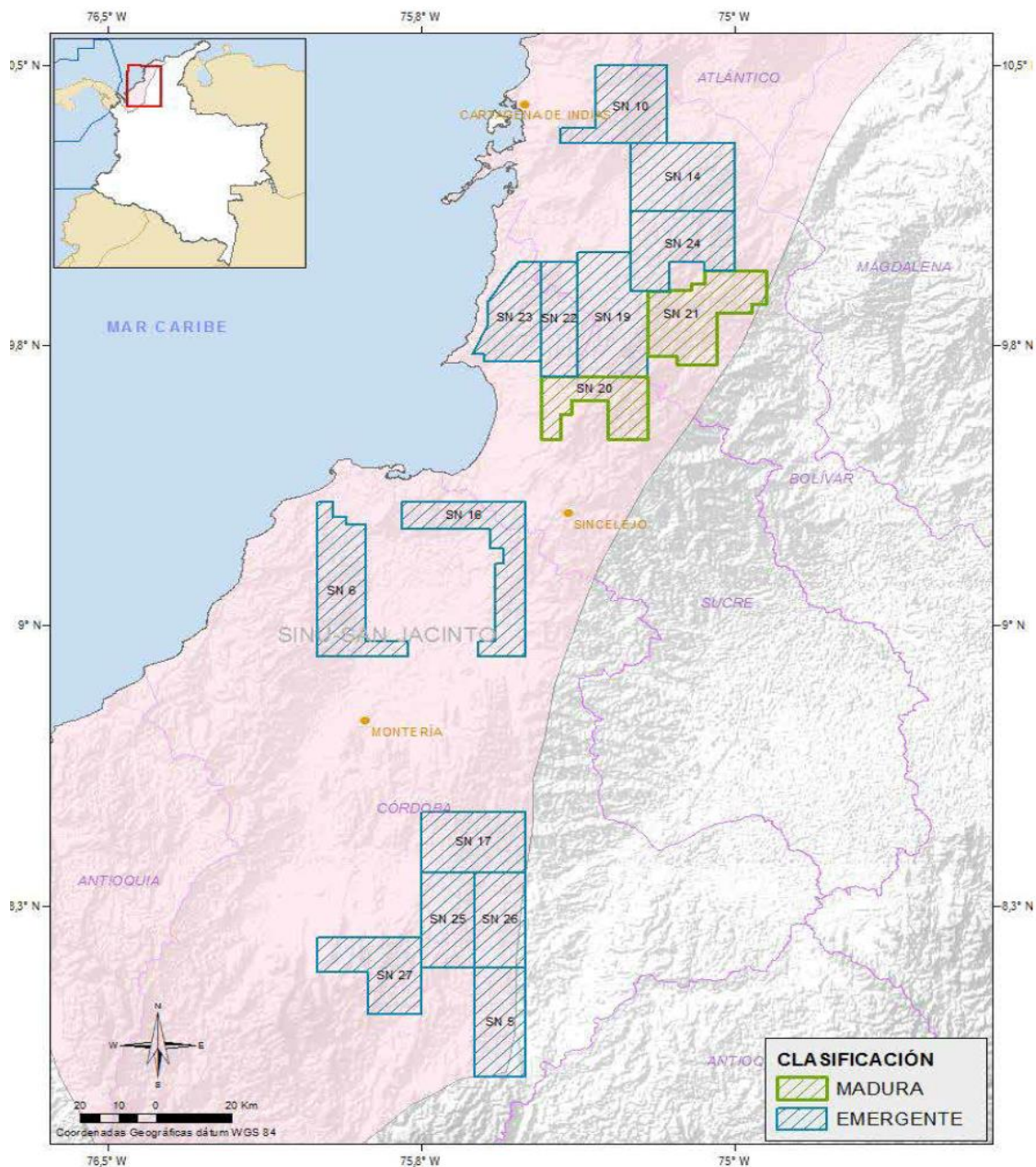
qué, en la planeación de escenarios, su eventual aporte solo sería de impacto en escenarios de mediano y largo plazo, 10 y 25 años.

Sin embargo, para alcanzar esa eventual producción, las empresas tienen que hacer inversiones para el desarrollo de los descubrimientos, la logística e infraestructura necesarias. Esa infraestructura dependerá en gran medida, de disponer de permisos ambientales, consultas previas, estrategia y logística de puertos marítimos, si el desarrollo se realizara en cercanías a los puertos con mayor infraestructura actual, Barranquilla y Cartagena, o sí otra zona del Caribe Colombiano le apuesta a ser un punto de desarrollo del sector en el futuro.

Varios Campos de volúmenes medios a pequeños se han encontrado en las cuencas del Valle Inferior del Magdalena y Sinú – San Jacinto es una cuenca muy prometedora, si el negocio con sus diferentes factores de éxito logra hacer rentables eventuales hallazgos. En ese contexto hay empresas como Canacol, Hocol del grupo Ecopetrol, Frontera y Petróleos Sudamericanos que son actores importantes en esta Cuenca que ha sido poco explorada en el pasado reciente.

La Ronda Sinú – San Jacinto es estratégica para atraer los inversionistas que potencien la geología de esta área, con todas las posibilidades de ir incrementando su importancia en el abastecimiento de gas en el corto y mediano plazo.

**Figura 52: Bloques ofrecidos por la ANH en la ronda Sinú – San Jacinto.**



Fuente: ANH- WEB Ronda San Jacinto.

El principal aporte volumétrico de gas en el país desde el año 2013 viene hoy del Piedemonte Llanero de los Campos Cusiana – Cupiagua, hoy con algo más de

400 MCD. En declinación, pero manteniendo el segundo lugar, se encuentra el Offshore en el Campo Chuchupa.

El Valle Inferior del Magdalena es la tercera área en importancia, hoy en producción y si se logra atraer a los nuevos inversionistas, cuenta con el potencial teórico para seguir progresando en hallazgo de nuevas reservas y producción.

Naturgas plantea en su análisis de política pública para el gas las siguientes fuentes de suministro:

**Figura 53: Principales fuentes de oferta de Gas.**

Onshore	Offshore	No convencional	Gas natural licuado (GNL)	Gas importado de Venezuela
<ul style="list-style-type: none"> <li>El gas <i>onshore</i> es la fuente por excelencia, existen reservas suficientes a precios competitivos para el corto plazo</li> <li>A partir de 2025-2026, Colombia experimentará un fuerte déficit si no se desarrollan fuentes alternativas</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Las explotaciones de gas <i>offshore</i> serán viables si se encuentran reservas suficientes (para abastecer a Colombia y potencialmente exportar) a costos competitivos en boca de pozo</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Colombia tiene fundamentos muy sólidos pero con cuellos de botella que limitarían el desarrollo de los gases no convencionales en el corto plazo (p.ej., abordaje técnico, regulación, cadena de suministro, infraestructura...)</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>La importación de GNL permitiría satisfacer el déficit y la volatilidad de demanda local mientras se exploran alternativas</li> <li>Fuente de alta disponibilidad a nivel mundial y flexibilidad</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Bajo el contrato entre Ecopetrol y PDVSA existe alta incertidumbre sobre volúmenes importados y sus precios</li> </ul>

Fuente: Naturgas. Análisis Política Pública

En el corto plazo, podemos mantener volúmenes del orden de los 1000 MPCD a nivel nacional. Dependiendo de la demanda nacional y la rigurosidad de los cambios climáticos, si no hay nuevos aportes volumétricos habría eventuales desabastecimientos en el año 2025.

Hoy el aporte del Piedemonte llanero es fundamental y el planteamiento que ha realizado Ecopetrol sobre como los volúmenes de Cusiana – Cupiagua obtendrán el óptimo recobro de hidrocarburos. Hay una buena cantidad de pozos inactivos que han solicitado permiso a la ANH permiso para ser abiertos a producción entre diciembre de 2018 y julio del año 2024.

Figura 54: Pozos Inactivos Cusiana \_ Cupiagua con potencial de gas.

APIPFRG	Vol. Gas (GSCF)	Fecha Estimada de Apertura	Pozos Respaldo
BAG9(gi) <sup>1</sup>	20 - 80	dic-18	BAG19 <sup>3</sup>
BAH44(gi)	20 - 80	may-19	BAGX39 <sup>3</sup>
BAA12(gi)	20 - 80	sep-19	
BAPB28ST1Y <sup>3*</sup>	30 - 100	jun-20	
BAPA36	5 - 30	mar-21	BAY16 <sup>1</sup>
CSKA20Y(gi) <sup>3</sup>	20 - 80	jul-21	CSKA16 <sup>3</sup>
CSK10ST1 <sup>1</sup>	5 - 30	sep-22	CSK6 <sup>2</sup>
CSM25Z <sup>1</sup>	5 - 30	mar-23	
BAGC45 <sup>3</sup>	5 - 30	dic-23	BAGX39 <sup>3</sup>
<b>TOTAL</b>	<b>150 - 500</b>	<b>2018 - 2023</b>	

1. Pozos inactivos.
2. Pozos con riesgo de quedar inactivos en el corto plazo.
3. Pozos que pueden quedar inactivos antes de ejecutar trabajos de APIPFRG

APIPFRG	Vol. Gas (GSCF)	Fecha Estimada de Apertura
CPU23Z(gi)	3 - 20	ene-22
CPNW40Z	3 - 20	mar-22
CPNW43Z <sup>2</sup>	3 - 20	may-22
CPQ6	3 - 20	jul-22
CPXD44Y <sup>2</sup>	10 - 30	sep-22
CPT32(gi)	10 - 30	ene-23
CPH15(gi)	3 - 20	may-23
CPB4Z(gi) <sup>3</sup>	20 - 90	jul-23
CPA1ST1Z <sup>3</sup>	20 - 90	ene-24
CPC3Z <sup>1</sup>	10 - 30	jul-24
<b>TOTAL</b>	<b>80 - 300</b>	<b>2022 - 2024</b>

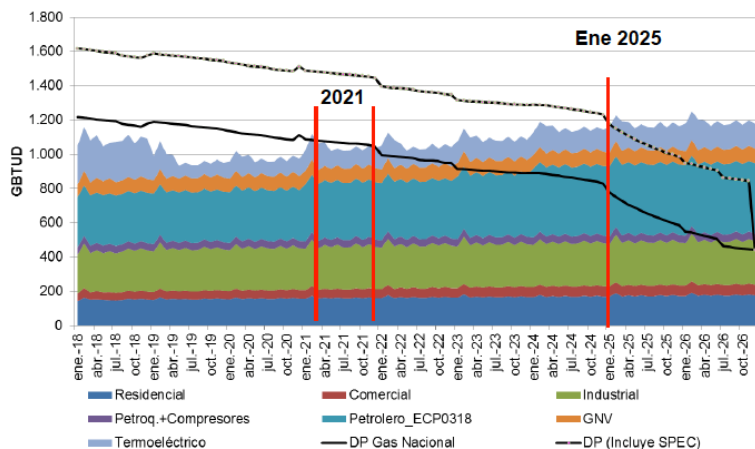
1. Pozos inactivos.
2. Pozos con riesgo de quedar inactivos en el corto plazo.
3. Pozos que pueden quedar inactivos antes de ejecutar realizar trabajo de APIPFRG

Fuente: ANH – Ecopetrol Pozos Inactivos con posibilidad de aportes de gas en el corto plazo en Cusiana. Cupiagua.

Estos pozos podrían agregar entre 230 y 800 Giga pies cúbicos. Cifra muy importante que daría seguridad por un espacio importante de tiempo. No es claro con la caída de producción de líquidos por qué no se oficializa su aporte en la producción del corto plazo, en las declaraciones de producción. Se recomiendan sesiones de trabajo entre el Ministerio de Minas y Energía, ANH, UPME y Ecopetrol para reducir la incertidumbre en las señales de abastecimiento, teniendo las posibilidades de adición volumétrica en Cusiana y Cupiagua.

Es de la mayor importancia dar ese debate interno de cuáles son las razones de Ecopetrol, y luego plantear las opciones de desarrollo de estos volúmenes para el beneficio del país.

Figura 55: Balance de Oferta y demanda de gas en Colombia.



- Por las razones señaladas es prudente la oferta y demanda de SPEC.
- En tal caso podría existir un déficit permanente a partir del 2022.
- Los períodos de construcción de Planta y Gasoducto estarían al inicio de 2024 (5 años).

Fuente: Presentación UPME Congreso Naturgas marzo 2018.

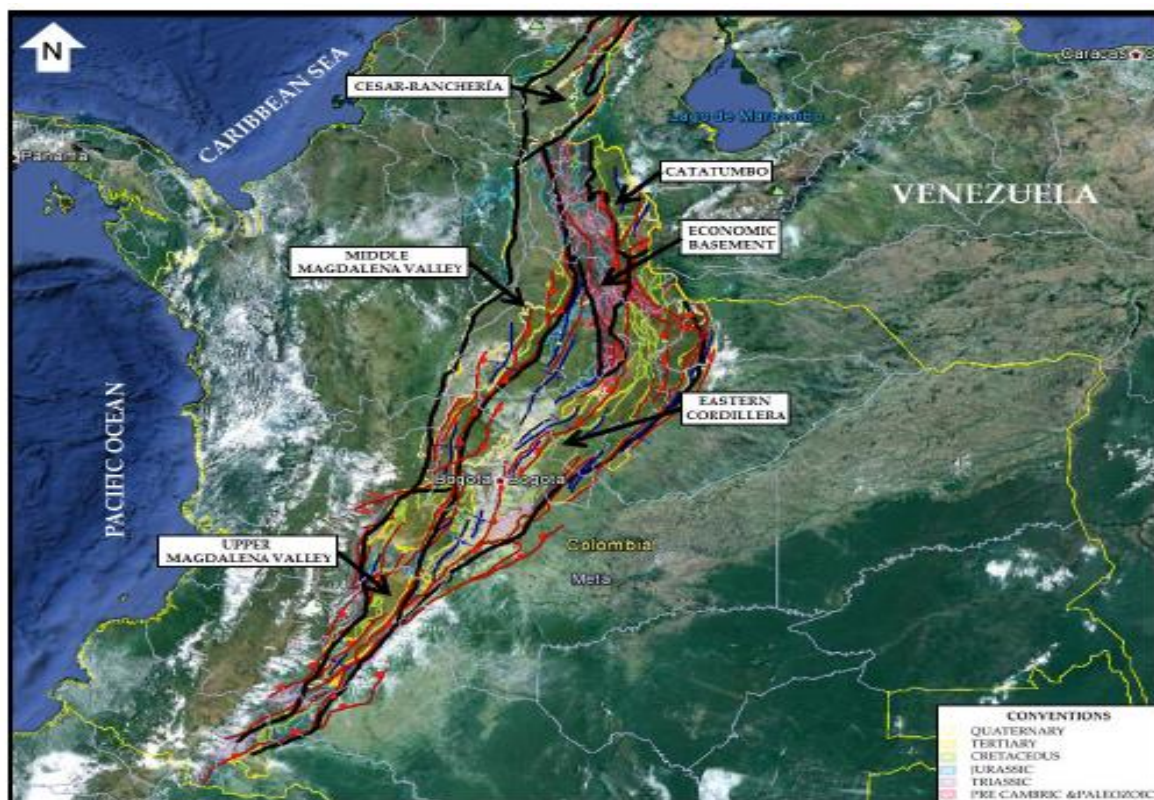
En el mediano y largo plazo, se han identificado dos fuentes fundamentales para la adición de reservas y producción de los volúmenes necesarios para el abastecimiento de gas del país. Los Yacimientos No Convencionales y costa afuera. Desde el punto de vista técnico-económico si se superaran las incertidumbres de estas dos fuentes la vocación de los hidrocarburos No Convencionales es de mediano plazo y costa afuera de mediano a largo plazo.

Los hidrocarburos que se podrían recuperar de los llamados “Yacimientos No Convencionales”, que internacionalmente incluyen los crudos extrapesados de extracción como las arenas de Ottawa, como una operación más cercana a la minería que tiene una logística muy diferente a los yacimientos convencionales que producimos en los campos Castilla y Chichimene, igualmente incluye el gas de los mantos del Carbón, además del Shale Oil, Shale gas, Tigh Oil y Tigh gas.

Sin embargo en Colombia en los contratos de la ANH y el objetivo de las empresas que están realizando inversiones exploratorias están asociados a las rocas que se contacten con la perforación tradicional y encuentren yacimientos en roca generadora (Shale gas & Shale Oil), o rocas apretadas (Tigh gas & Tigh oil), con la potencialidad que indican los expertos de tener rocas generadoras de clase mundial como las Formaciones La Luna y Tablazo, y algunos pozos que han cruzado estado de las formaciones en los últimos 4 años para disponer de información, han ampliado el optimismo de que esta tecnología tiene todas las posibilidades de ser exitosa en un área del Valle Medio del Magdalena con bloques operados por ExxonMobil, Connoco - Phillips y Ecopetrol en cercanías a

la principal refinería del país, la de Barrancabermeja, y de los ductos más importantes que atraviesan de sur a norte el territorio colombiano.

**Figura 56: Principales cuencas con Potencialidad de Yacimientos en Roca Generadora.**



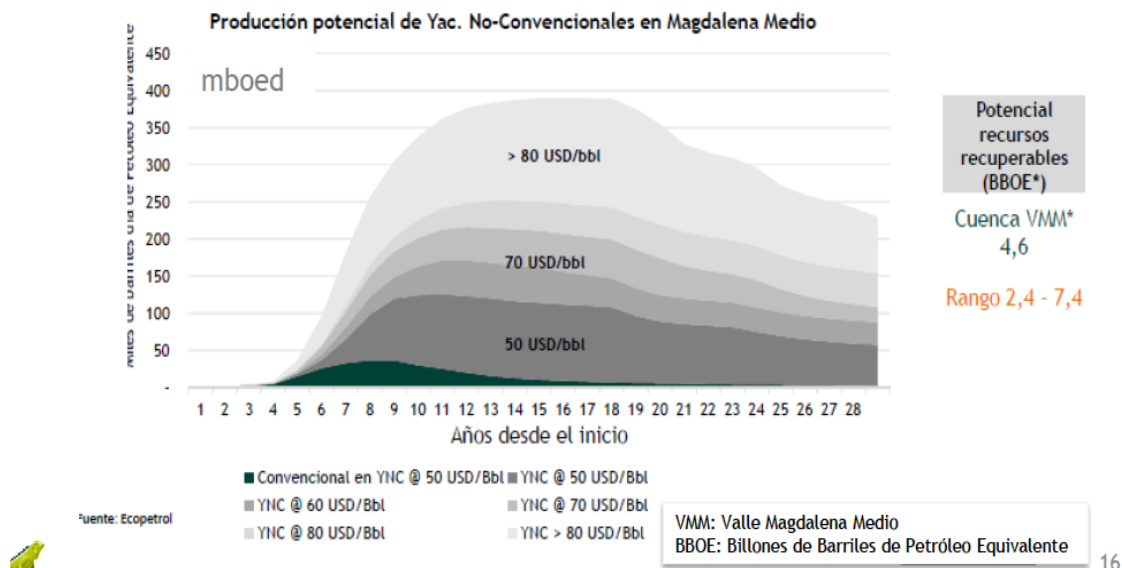
Fuente: Unión Temporal Prospección UPME-2018.

De las cuencas que potencialmente podrían tener desarrollos de hidrocarburos en rocas apretadas y roca madre, la que ha tenido perforación de pozos estratigráficos y exploratorios a nivel del cretáceo es el Valle Medio del Magdalena en donde se concentra hoy el mayor interés en probar el potencial de estas rocas con fracturamientos.

En el límite de las cuencas Cesar Ranchería y Valle Medio Magdalena, se explotaron los pozos Catalina y Olivo en la década de 1990, que indican los posibles potenciales de los yacimientos que hoy llamamos yacimientos No Convencionales.

El reto es convencer a la comunidad que la tecnología y los controles operacionales han madurado en esta década en Norteamérica y Argentina de tal forma, que los riesgos y contingencias los asumieron esos países y tenemos la oportunidad de probar el potencial y el país no se mantenga en la incertidumbre de poder aprovechar todos sus recursos sin verdades a medias, y una vez definido si tenemos esa potencialidad, el país tome decisiones sobre expectativas del potencial aporte y que beneficios se le entregarían a las regiones para su desarrollo asociados a la explotación de crudo y gas, siempre bajo la premisa de no poner en riesgo la disponibilidad de agua a las futuras generaciones.

**Figura 57: Escenarios Potenciales de Producción de Yacimientos en Roca Generadora del Valle Medio del Magdalena**



Fuente: Página WEB de Ecopetrol.

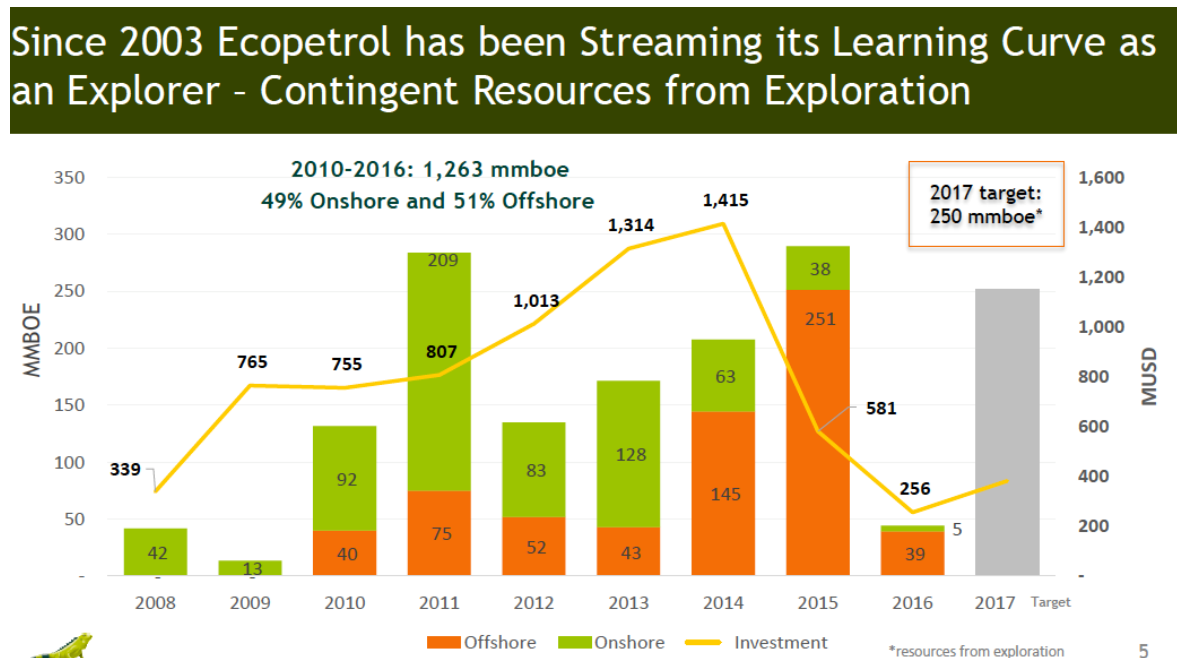
Ecopetrol ha estimado unos recursos que eventualmente si se madura el conocimiento de explotación de hidrocarburos no Convencionales, podrían alcanzar unos volúmenes que hoy son prospectivos del orden a los 4,6 billones de barriles. Si las pruebas necesarias se pueden llevar acabo concertando con los opositores a las tecnologías asociadas a la explotación de este potencial recurso en el corto plazo (3 a 4 años), se podría tener un estimativo más cercano a recursos contingentes y de allí en el mediano plazo 6 a 10 años a aportar importantes volúmenes de petróleo y a gas a la economía nacional.

Hay que realizar varios ajustes para que igualmente la información en todos sentidos sea la más veraz en cuanto a la evolución del conocimiento técnico, así como la relación con la comunidad y las entidades encargadas de la preservación del medio ambiente, en esa conversación y su adecuado manejo está la clave para por lo menos dar el primer paso, probar la potencialidad de la tecnología.

Si dentro de los estimados de Ecopetrol como barriles equivalentes, se llegaran a encontrar 100 mil barriles equivalentes como gas, se tendrían disponibles volúmenes de 570 millones de pies cúbicos por varias décadas.

La otra alternativa importante para el mediano y largo plazo es el desarrollo costa afuera colombiano para ofrecer volúmenes de gas en el mediano y largo plazo, sus aportes en el mediano no serán tan significativos, sin embargo de 10 a 15 años podrían comenzar a serlo, y esta situación tendrá como disparador el precio internacional y que el marco regulatorio colombiano permita que sean las fuerzas del mercado por oferta y demanda las que regulen este precio.

**Figura 58: Estimativos de aporte de descubrimientos de Ecopetrol en los últimos 10 años**



Fuente: WEB Ecopetrol reporte a accionistas 2Q 2017

Una primera estimación de volúmenes encontrados en costa afuera en Colombia es la presentada por Ecopetrol a sus accionistas en la que indica que en barriles

equivalentes ha descubierto entre 2014 y 2016, 435 millones de barriles equivalentes como gas. Para llegar a tener valores contingentes con mayor certidumbre para establecer un plan de desarrollo, se requerirá de por los menos los próximos 5 años, si se tienen algunos pozos delimitadores que tengan pruebas de producción.

En el análisis de factores críticos de éxito, se mencionó por parte de operadores costa afuera, que, dada la pérdida continua de seguridad jurídica para los inversionistas extranjeros en Colombia, continuar con sus programas de inversión depende de que el arbitraje no sea como lo ha sido para los diferentes contratos de la ANH en donde el arbitraje se realiza en la cámara de comercio de Bogotá, para algunos debería realizarse en París, Francia. Es un tema complejo en el cual el gobierno en nombre del estado tiene que tomar una posición que sea importante en el largo plazo.

Igualmente, si en el futuro cercano los operadores encontraran líquidos, muy seguramente estos apalancarían el desarrollo de los descubrimientos de gas de 2014 al 2016.

## **2.7 CUÁL ES LA REALIDAD EN MATERIA DEL AGUA DE PRODUCCIÓN EN LAS ÁREAS DE PRODUCCIÓN**

El agua producida asociada al petróleo en general ha sido para la industria petrolera un reto de manejo en beneficio del medio ambiente y los asentamientos humanos alrededor de los campos de producción.

En Colombia la naturaleza ha brindado la oportunidad a varios de sus yacimientos en los que asociados a la producción de hidrocarburos se encuentran aguas que son calificadas como dulces, y que unos tratamientos adecuados son más potables que las de los ríos donde se realizan algunos vertimientos, en especial en la cuenca de los Llanos Orientales, la cuenca con la mayor producción del país.

Oportunidades de proyectos medioambientales como el proyecto ASA de Ecopetrol en cercanías del campo Castilla y proyectos productivos en los llanos Orientales con aprovechamiento del agua en áreas en el departamento de Arauca de la compañía Occidental y de los habitantes cercanos a campo Caño Limón, son un claro ejemplo de cómo esta agua producida, con proyectos sólidos, en los cuales han participado las áreas de operaciones y de preservación del medio

ambientes de las empresas mencionadas, son un ejemplo de la convivencia exitosa de producción de petróleo y aprovechamiento de sus aguas producidas.

**Figura 59: Panorámica Proyecto ASA de Ecopetrol.**

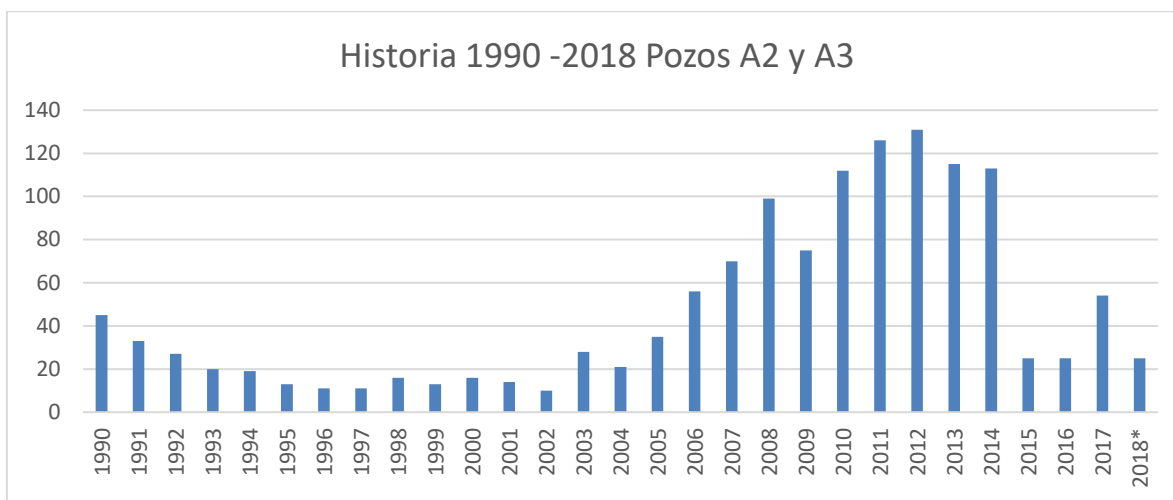


Fuente: Proyecto ASA Ecopetrol.

Como lo muestra la gráfica del proyecto ASA Área de Sostenibilidad en Agroenergía, hay que involucrar varias disciplinas en la valoración de los proyectos para su utilización, y su expansión depende que el regulador medio ambiental con estos resultados científicamente soportados permita su utilización a mayores escalas.

## 2.8 LOS RESULTADOS EXPLORATORIOS EN EL PAÍS

**Figura 60: Historia 1990 – 2018 Pozos A2 y A3**



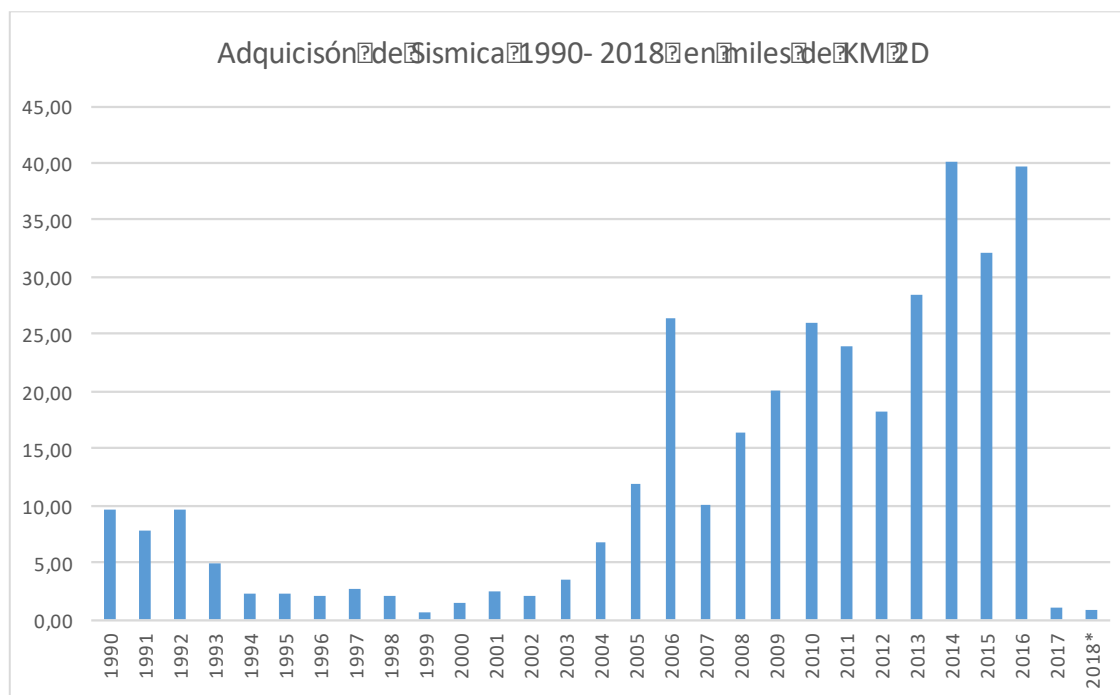
\* Información a Julio 2018 ANH.

Fuente: ACP – ANH. Unión Temporal Prospección UPME-2018

Con los precios del petróleo estabilizándose a niveles de los 70 dólares por barril y la actividad exploratoria recuperándose de caer de un nivel de cerca de 120 pozos A2 y A3, entre 2011 a 25 pozos en 2014, en el 2017 se alcanzaron a perforar 57, y a julio/2018 se alcanzan 25.

Sin embargo, los resultados serían sensiblemente superiores si la presión social no estuviese generando el replanteamiento de operadores como Frontera que canceló operaciones recientemente de un bloque en Casanare, y Mansarovar haya llevado hasta la corte suprema la prohibición de la consulta popular que paro sus operaciones en Cumaral departamento del Meta.

**Figura 61: Adquisición de Sísmica 1990 – 2018 en miles de KM 2D**



\*datos a julio 2018.

Fuente: ACP-ANH. Unión Temporal UPME 2018.

Se pasó de las cifras más altas de la historia con los grandes programas de adquisición sísmica en costa afuera del 2013 al 2016, a valores marginales como los que se tuvieron en los años 1999 y 2000, cuando los precios del petróleo oscilaban entre los 17 y 30 dólares y el conflicto armado con diferentes grupos irregulares hacía peligroso el movilizarse dentro del país. Hoy a pesar de la recuperación de precios en tierra firme existe una presión social en las diferentes áreas de operación petrolera que hace que las empresas estén esperando que el nuevo gobierno les de la seguridad para realizar operaciones que no vayan a ser suspendidas o dilatadas por esta presión.

Ejemplos como el cubrimiento sísmico en el Caribe Colombiano anterior a la perforación de pozos con éxito reciente, que animaron cuantiosas inversiones de perforación, y el cubrimiento de gran parte del bloque realizado por Ecopetrol y CPVEN en el bloque VMM-32, con el hallazgo de varios yacimientos en el área de

Guaduas de Bufalo-1, en evaluación, indican como un adecuado cubrimiento del subsuelo y la capacidad de los profesionales que participaron tanto en el Offshore, como en el VVM-32 aumentan la probabilidad de éxito exploratorio.

Cuando se revisan casos de empresas petroleras exitosas y con manejos adecuados para gerenciar los periodos de crisis y bonanza, hay que mencionar a Canacol, Parex, Grantierra y Geopark, como empresas que nacieron después de la creación de la ANH, sin el apoyo de ser socio de la primera empresa del país Ecopetrol, que igualmente ha sido exitosa en este variable cíclica de precios, y han mostrado un gran equilibrio y éxito exploratorios continuos que les ha permitido vía el continuo éxito en sus campañas exploratorias y de desarrollo la posición que hoy tienen de continuo crecimiento en reservas y producción. Hoy las compañías mencionadas continúan con su labor exitosa en la exploración en bloques del VIM, Llanos y Putumayo.

### **3. FACTORES CRÍTICOS DE ÉXITO**

Los factores críticos de éxito para evaluar cuales son los mayores obstáculos a vencer para la adición de reservas de Petróleo y Gas, los cuales fueron objeto de la opinión de alrededor de 50 encuestados para escoger los que afectarían los diferentes escenarios de adición de reservas y producción, son:

- Actividad Exploratoria.
- Aspectos Sociales (Consulta previa, protestas sociales).
- Aumento en el factor de Recobro.
- Potencial geológico.
- Desarrollo de los yacimientos No Convencionales.
- Articulación de entidades estatales y unificación política
- Aspectos Ambientales (Licencias, términos de referencia)
- Términos fiscales (Regalías, impuestos, tasas, contribuciones y beneficios tributarios)
- Desarrollo de Campos de gas offshore
- Costos de producción (Incluyendo transporte)
- Descubrimiento de Campos
- Precio del Crudo y precios de Gas
- Términos contractuales (Acuerdo 02 de 2017, derechos económicos y participaciones)
- Manejo del agua asociada con la producción de crudo

- Desarrollo de campos descubiertos inactivos

La valoración de las encuestas indicó los siguientes resultados en orden de importancia de los factores críticos



Una breve descripción de los factores críticos analizados se presenta a continuación:

### 3.1 ACTIVIDAD EXPLORATORIA

Sin explorar no hay posibilidad de tener éxito en la industria petrolera.

Se ha notado una reactivación en la actividad una vez se comenzaron a recuperar los precios de petróleo en el 2017. La actividad exploratoria cayó en sus perforación y adquisición sísmica a mínimos en los últimos 25 años, y hay un escenario en el cual si se mantiene la tendencia del año anterior y se suman hallazgos en áreas diferentes, como sucede actualmente en el pozo Búfalo del bloque VMM-32, se logrará una importante adición de reservas.

En medio de los años difíciles de precios del 2014 al 2016, jugadores de la industria con inversiones y visión a largo plazo como Anadarko, Ecopetrol, Repsol y Petrobras invirtieron en el país más de 1000 MUS\$ para que el país obtuviera

los resultados de los nuevos descubrimientos en costa afuera después de 40 años, estimando volúmenes de recursos cercanos a los 3 Terapias cúbicos que no son suficientes para hacer un desarrollo comercial con la abundancia de gas en el mercado. Sin embargo, una excelente noticia para seguir con una mayor exploración consolidando la expectativa de reservas de gas, o como lo estiman actores importantes de esta campaña la expectativa de líquidos en aguas aún más profundas.

Igualmente se perforaron pozos en el Cretáceo del Valle Medio del Magdalena por parte de importantes empresas como ExxonMobil, Shell, cuyos derechos fueron adquiridos por Connoco Phillips y Ecopetrol en el mismo periodo difícil de precios y las muestras y fluidos recuperados aumentaron las posibilidades de tener yacimiento es Roca Generadora de una magnitud que justifique su explotación.

### **3.2 ASPECTOS SOCIALES**

Hoy en Colombia todas las comunidades saben que tienen derechos para expresar su opinión sobre cualquier proyecto que afecte su entorno, y en un proceso de cambio buscando un mejor país, las consultas y espacios hasta que se establezca la confianza en la sociedad van a continuar.

Lo importante es buscar mecanismos para frenar la existencia de agentes externos que quieran generar discordia, afectando en principio a las mismas comunidades que sin notarlo no se dan la oportunidad de desarrollo de los recursos en las áreas que habitan, y en segundo lugar la industria que hace esfuerzos financieros y humanos para llevar a cabo sus proyectos. La transparencia de lado y lado es un punto clave.

Hay que recuperar la ventaja que a través de una campaña mediática que incluyó las redes sociales, desinformo sobre las actividades de exploración y producción ocasionando la prevención actual. Igualmente, la drástica disminución de regalías produjo una reacción adversa, que se está replanteando.

### **3.3 AUMENTO FACTOR DE RECOBRO**

La recuperación consolidada de petróleo no alcanza el 17 %, a todas luces con un petróleo original en Sitio del orden de 60.000 millones de barriles, un 1% de

incremento en el factor de recobro representan 600 millones de barriles de reservas.

Aunque la matemática se ve sencilla, se requiere un esfuerzo tecnológico e institucional grande para llevar a cabo estos proyectos y obtener resultados.

Desde hace unos cuatro años existen iniciativas tanto en la industria, como en la Agencia Nacional de Hidrocarburos para apoyar esta necesidad del país, estas requieren un mayor dinamismo, de esa manera más reservas probables, posibles y recursos contingentes podrían ser llevadas a reservas probadas para su producción. Dada la coyuntura de precios el volumen de recursos contingentes va a ser muy importante en el corto plazo por disponer de precios del orden de 65 US \$/Barril o superiores.

### 3.4 POTENCIAL GEOLÓGICO

Resultados como los obtenidos en la exploración Costa Afuera y la perforación al nivel de los yacimientos del cretáceo que penetraron las formaciones geológicas desde la Luna a Tablazo en el Valle Medio del Magdalena, dan indicaciones de la potencialidad de los Yacimientos en Roca Generadora. La perforación de pozos al nivel de formaciones del cretáceo realizadas entre 2013 y 2016, muestran que el país tiene potencial en estos yacimientos, y que se suman a las grandes acumulaciones de crudos pesados y extrapesados. Con este potencial se prevé mantener los niveles de producción en el corto plazo en el orden de los 800 mil barriles por día.

Hay que destacar igualmente en materia de hallazgos:

- El campo Acordeonero que es una de las más importantes acumulaciones de la formación Lizama en el Valle Medio del Magdalena en el Terciario
- El pozo Búfalo en la parte alta del Valle Inferior del Magdalena con varios intervalos en la formación Honda igualmente en el Terciario,
- Las acumulaciones encontradas en el Valle inferior del Magdalena de gas.
- El tren de Campos de crudos livianos descubiertos desde el campo Tigana en el departamento del Casanare

Todos estos campos resultado de la actividad exploratoria, dan una idea de lo que serán los resultados de la industria con una actividad exploratoria a mayor escala.

### **3.5 DESARROLLO DE YACIMIENTOS NO CONVENCIONALES**

Dependiendo de la evolución de los diferentes factores críticos de entorno en los proyectos de Yacimientos No Convencionales, el que se permita el desarrollo de las pruebas para determinar el potencial de estos Yacimientos (Yacimientos en Roca Generadora) y si estas pruebas son exitosas, se podrán tener los elementos de juicio para medir su impacto real en la adición de reservas a mediano o largo plazo.

La actividad de fracturamiento no es ajena a la historia petrolera en la cuenca del Valle Medio del Magdalena, el cambio sería una mayor escala en esta actividad en las rocas generadoras del cretáceo, como las que se apreciaron en la perforación en los campos La Cira y Llanito –Gala del 2013 al 2016. Estos campos históricamente han producido a menor profundidad en formaciones del terciario.

Se percibe que es tan importante la evolución del entorno en estos proyectos, como la potencialidad de las formaciones para adicionar reservas.

Adicionalmente a los campos mencionados, en los pozos exploratorios de los bloques VMM-2, VMM-3 y el VMM 37, que involucran a compañías del mayor nivel técnico y financiero como ExxonMobil, Connoco Phillips, se tiene información que indican altas posibilidades de potenciales de petróleo y gas que hacen de esta opción de producción y reservas como una de las más importante en el mediano plazo para mantener altos niveles de producción de hidrocarburos.

### **3.6 ARTICULACIÓN DE ENTIDADES ESTATALES Y UNIFICACIÓN POLÍTICA**

Uno de los temas en los cuales se debe reflexionar al interior del estado, los gobiernos locales y sus instituciones es la lentitud en la toma de decisiones y la falta de coordinación en muchos aspectos, en especial las dependencias que tienen relación con los Ministerios del Interior, Medio Ambiente, Hacienda, y Minas y Energía, afectando la industria petrolera en Colombia.

Se requiere repensar como manejan la información y la comparten, porque no es muy alentador para empresas como las petroleras que realizan inversiones cuantiosas en ambientes de alta incertidumbre, que exista decisiones en las que perciban que se les vulneren derechos que se entenderían adquiridos, al suscribir un contrato para explorar o producir, hacen inversiones y luego les revocan o cambian licencias, o endurecen posiciones contractuales.

### 3.7 ASPECTOS AMBIENTALES

Colombia es un país con una de las mayores biodiversidades del mundo, que debe guardar un adecuado equilibrio para lo que conocemos como desarrollo sostenible.

Sin embargo, existe un problema estructural en el relacionamiento de su cuidado y conservación y en las labores productivas del país que por muchos años fue subestimada y poco respetada.

Hoy se han logrado importantes avances en la obligación de restaurar o contribuir a entornos cada vez mejores en la industria petrolera, paradójicamente se le exige más a esta industria, porque al ser la que mayores inversiones e impacto tiene en las regiones de mayor producción, es la que recibe los reclamos de todas las deficiencias del estado en este sentido.

Igualmente, en la reglamentación de los impactos y términos de referencia para las actividades extractivas, debe existir la participación de especialistas del mayor nivel, y por diversas razones de presupuestos, de disponibilidad o los múltiples cambios en la dirección de Ministerios y Agencias que tienen relación no se presentó un liderazgo destacado en los últimos años para hacer cumplir las normas sin generarle incertidumbre a la inversión, o al menos claridad, para saber si sigue siendo atractivo invertir en un país con una política ambiental para unos es fuerte, para otros restrictiva.

### 3.8 TÉRMINOS FISCALES

Los términos y mecanismos que hagan al país competitivo son muy importantes, tanto para poder tener ingresos en el estado para mejorar las condiciones de los ciudadanos, así por permitir la inversión y que las empresas generen empleo.

Colombia paso de los contratos de Concesión en los inicios de la industria, en donde se pagaban regalías y se controlaba el precio de compra del petróleo y se quemaba el gas o se usaba en labores propias de la industria, a contratos de asociación con la Ecopetrol que en ese momento era administradora del recurso petrolero y al mismo tiempo una compañía operadora, y socios que asumían el riesgo exploratorio del 100 %. Cuando se declaraba que el campo era comercial se repartían producción y costos en un 50 %, igualmente las regalías pasaron a una tasa fija del 20 %.

Con este contrato en la década de 1970, se produjo el hallazgo de uno de los campos de gas más importantes en Latinoamérica, Chuchupa, así mismo fue el primer éxito en costa afuera colombiana. Se generó una cultura de uso del gas para su aprovechamiento en la costa atlántica y zonas cercanas del país a precios de moderados a bajos.

En el año 2004 con la creación de la ANH, los nuevos campos descubiertos en los contratos de exploración y producción regresan a un contrato que básicamente le paga unas regalías, un porcentaje X a favor de la nación que proponen las compañías y compromisos mínimos de inversión.

Estos contratos igualmente en la actualidad dependiendo del valor del precio del petróleo, tienen una tasa adicional a favor de la nación, que se conoce como beneficio por precios altos.

Desde el año 2015 se han desarrollado una serie de incentivos adicionales, en especial para las operaciones costa afuera dadas sus enormes inversiones, proporcionalmente de 5 a 20 veces superiores que las labores exploratorias más costosas en tierra firme se han diseñado zonas francas con reducciones de tasas de renta e impositivas, y el no pago de IVA para los equipos a ser utilizados en estas operaciones.

También durante el 2018 se asignó con las resoluciones 335 y 336 por primera vez el apoyo a la inversión petrolera en ambientes bajos de precios, o incentivo CERT, que funciona como un seguro en los periodos de tiempo que los precios internacionales estén por debajo de un precio que permita el desarrollo de los proyectos petroleros, determinado por los Ministerios MHCP y el MME, las empresas saben que recuperan un porcentaje de esas inversiones con menores pagos de renta 2 años después de realizadas las inversiones que acepte por resolución la ANH.

En proceso de discusión en el momento de redactar este informe, el Acuerdo 04 de la ANH que permitirá de manera permanente hacer propuestas por las áreas libres de que disponga la Agencia Nacional de Hidrocarburos.

### 3.9 DESARROLLO DE CAMPOS DE GAS COSTA AFUERA

En los últimos años se han logrado resultados en la exploración costa afuera, que no se veían desde el descubrimiento de los campos Chuchupa y Ballena en la cuenca Costa Afuera en frente de la Guajira en el nororiente del país, hace más de 40 años.

Esta vez el área promisoría está localizada en Costa afuera de la región del Urabá en el noroccidente de Colombia. Descubrimientos como los de pozos Kronos, Purple Ángel y Gordon de la asociación entre Anardarko una de las empresas más respetadas en la exploración y explotación costa afuera a nivel global y Ecopetrol hacen de este descubrimiento una fuente estratégica para el futuro del suministro de gas para nuestro país.

Igualmente, en evaluación en cercanías del Campo Chuchupa se realizó el hallazgo del pozo Orca- 1 con la empresa Repsol como operadora.

Hay retos importantes que vencer y uno de ellos es la velocidad de la toma de decisiones versus la agresiva venta de volúmenes de gas de los excedentes existentes por el desarrollo de los No Convencionales en Estados Unidos, y la obligación del gobierno de abastecer de gas a los colombianos que ha generado la importación de gas y el montaje de plantas regasificadoras.

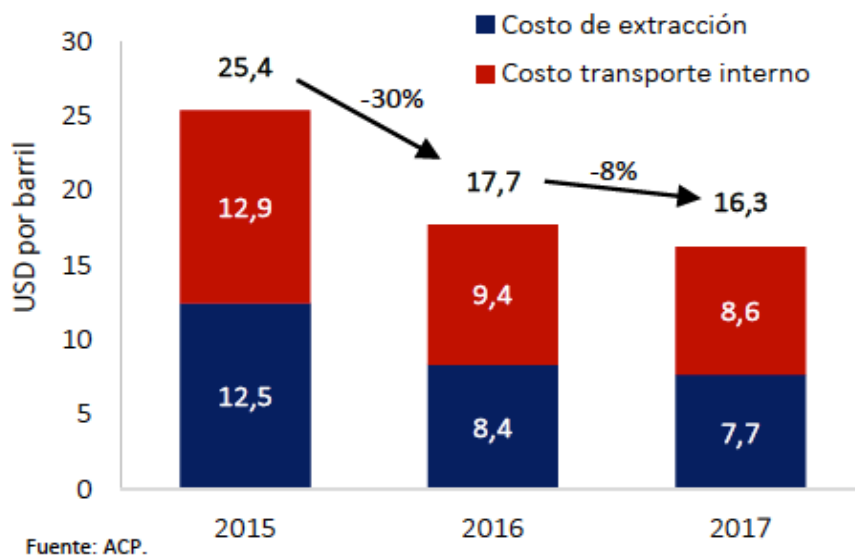
Existe una discusión entre los diferentes actores del mercado para tener una visión de largo plazo sobre el aseguramiento en el suministro de gas en el país.

### 3.10 COSTO DE PRODUCCIÓN

En Colombia atraer la inversión extranjera con la estructura de costos que presenta es un reto mayor. A una geografía compleja, se une una infraestructura que se quedó atrasada en los últimos 50 años.

En la actualidad la multiplicidad de proyectos viales, de modernización de aeropuertos, los proyectos para el aprovechamiento de la red ferroviaria existente y sin inversión por varias décadas y la búsqueda de alternativas para recuperar la navegabilidad del río Magdalena son fundamentales para todo el país, incluida la industria petrolera.

**Figura 62: Mayor eficiencia en Costos de Levantamiento y transporte 2015 – 2018**



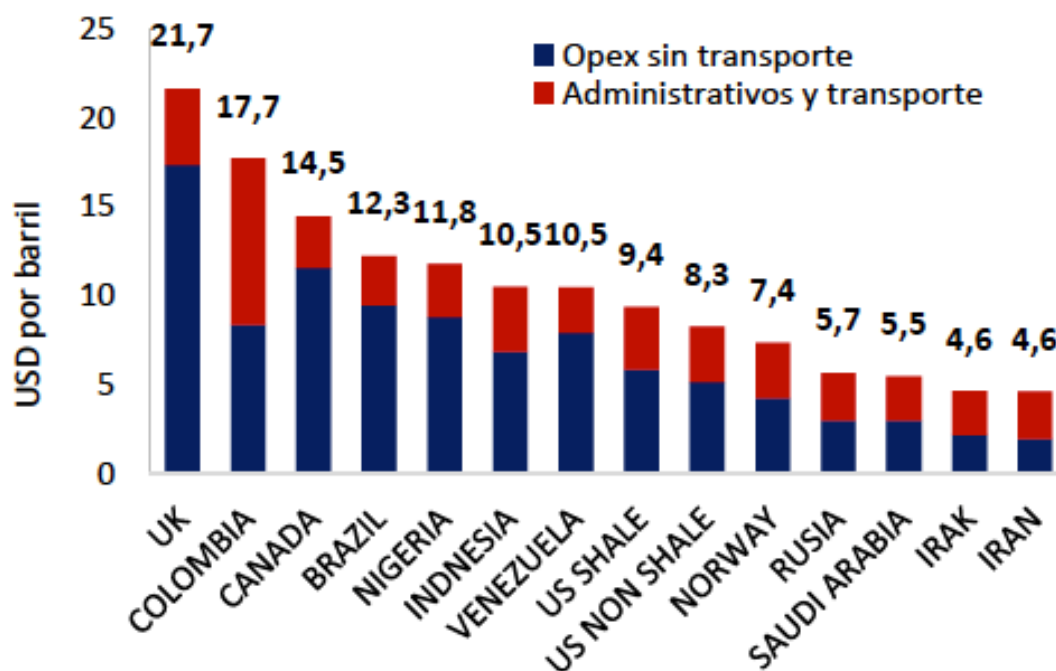
**Fuente: Informe No. 1 2017 de asuntos económicos ACP**

La gráfica muestra el análisis realizado por la ACP en el año 2017 sobre la evolución de costos de extracción y de transporte de hidrocarburos fundamentalmente por ductos.

Estos costos ponderados, son entre un 30 y un 40 % superiores para los crudos pesados y extrapesados por efecto de la necesidad de mezclarlos con diluyentes para poderlos transportar.

Hoy la mayor cantidad de reservas y producción provienen de este tipo de petróleo con un margen de eficiencias inferior al de los petróleos medianos y livianos.

**Figura 63: Comparativo de Costos de levantamiento y transporte de Colombia con Productores de importancia.**



Fuente: Statista.com; WSJ. Cálculos ACP.

Fuente: Informe No. 1 2017 de asuntos económicos ACP

Dentro del mismo estudio de la ACP se aprecia como en donde estamos lejos de un nivel más competitivo es en los costos de transporte. Sin embargo, hay que mencionar que la muestra se hace con países con producciones y reservas superiores a las de Colombia y muestran particularidades de su operación, por ejemplo, en Brasil su producción proviene de costa afuera y por esta razón sus costos de transporte son mucho más bajos que los de Colombia. Sin embargo, al revisar los costos de levantamiento por las particularidades de las operaciones en el Presal son mucho más altos que el ponderado de los campos de producción en Colombia.

Mayores reservas y producciones, son fundamentales para poder discutir menores tarifas de transporte, porque un ducto si se proyecta con un mayor llenado, lógicamente requiere menores tarifas.

En materia de gas, no se discute mucho sobre esta variable y cómo afecta la extracción, a pesar de que porcentualmente el precio al cual se le paga el gas a los productores, contra el precio que reciben la mayoría de los usuarios es marginal, y la estructura de precios y costos del gas también requiere una reflexión para garantizar el negocio a futuro para todos los actores sin afectar de manera crítica el bolsillo de los usuarios.

### **3.11 DESCUBRIMIENTO DE CAMPOS**

Este Factor está directamente relacionado a la actividad exploratoria, y es tal vez más importante si la actividad se realiza en cuencas frontera, en donde la probabilidad de encontrar acumulaciones de hidrocarburos de mayores volúmenes es superior.

La única excepción actual se presenta en las cuencas maduras en formaciones someras con volúmenes importantes encontrados a menores profundidades, en el pasado no incentivó la perforación de yacimientos más profundos.

Esta situación se presenta por ejemplo en el Valle Medio del Magdalena en donde históricamente se han producido importantes acumulaciones del terciario. Dada la potencialidad que pozos perforados recientemente con información reciente de corazones, registros y fluidos en los yacimientos al nivel del cretáceo en Colombia a la posibilidad de disponer de Yacimientos en Roca Generadora con posibilidades comerciales, muestran que aún en las áreas maduras la tecnología potencialmente podría cambiar la visión a futuro.

Los modelos geológicos se ajustan con las inversiones en sísmica y pozos, y el talento de los profesionales que interpretan la información. No hay otra forma de hacerlo.

### **3.12 PRECIO DEL CRUDO**

Los precios del petróleo a nivel nacional han tenido una variación dramática en los últimos cuatro años.

Como se presentó en el análisis del entorno internacional y nacional estas variaciones han afectado sensiblemente el nivel de las operaciones, con reducciones en las actividades con caídas de precio, y la revitalización de las mismas con un incremento como el que se vive actualmente.

Sin embargo, con el apretón del 2014 al 2016 que significó la caída más drástica de este siglo, las compañías que han permanecido exitosas son aquellas que han demostrado eficiencia a esta nueva realidad.

Las proyecciones a futuro plantean en sus casos base entre 65 y 70 US \$/ barril, si alguna situación del entorno mundial que es impredecible afecta estos precios para arriba o para abajo. Esa variación hace sensato que el gobierno nacional a través de los Ministerios MHCP y MME evalúen anualmente si es procedente activar o no la reciente herramienta de Certificado Tributario, que solo se redime si hay inversiones alineadas con el incremento de la producción y de las reservas.

El gas tiene un comportamiento de precios que hasta hace poco era muy local, de oferta y demanda dentro del país. Sin embargo, con ocasión de la entrada en operación de la planta regasificadora en Cartagena y el planteamiento de una nueva para garantizar suministro, el referente va a ir en línea con lo que cueste la regasificación de este energético. El impacto será muy alto al pasar de niveles entre 4 y 5 dólares por millón de BTU a un rango de 8 a 12 dólares dependiendo del crecimiento del precio del gas en el mediano plazo.

### **3.13 TÉRMINOS CONTRACTUALES**

Este factor al igual que los términos fiscales marca con el potencial la competitividad del país en materia de hidrocarburos ante los potenciales inversionistas.

Se reconoce que el país ha buscado adecuarse a las circunstancias del mercado y sus últimos planteamientos a través de la agencia nacional de hidrocarburos van en la dirección correcta, el acuerdo 02 y el acuerdo 04.

Sin embargo, el mismo principio de precaución expuesto por las autoridades ambientales ha generado dudas en el mensaje a los inversionistas en el artículo 7.

*“ ...Artículo 7. Condiciones Especiales: Si por determinaciones obligatorias de autoridad ambiental competente, adoptadas con posterioridad a la celebración de los Contratos, se amplían superficies de zonas reservadas, excluidas, protegidas o restringidas, o se establecen nuevas, cuya extensión corresponda parcialmente a un Área Asignada y Contratada, el Proponente y eventual Contratista se compromete irrevocablemente a respetar en su integridad las condiciones y reglas a las que se someta el Área de que se trate, y a cumplir las obligaciones y requisitos derivados de tal condición, con arreglo al régimen jurídico y a los*

*respectivos Contratos. La ANH no asume responsabilidad alguna por los anteriores conceptos.... “*

Este artículo no le brinda seguridad a los potenciales inversionistas en el futuro.

Está en proceso el acuerdo 4 para establecer rondas permanentes que es seguido con interés por los inversionistas y la industria en general.

### **3.14 MANEJO DEL AGUA ASOCIADA CON LA PRODUCCIÓN DE CRUDO**

Como elemento esencial para la vida, el cuidado de las fuentes de agua para un país tan rico en este recurso, pero que falló en décadas en su protección, es de vital importancia para el estado.

Si bien el debate se ha centrado en los requerimientos de agua de eventuales desarrollos de hidrocarburos, existen varios mitos tanto para esta clase de yacimientos, como para los que han sido explotados en el pasado.

La verdad es que existen condiciones diferentes para cada cuenca del país. Para guardar equilibrio por ejemplo en la cuenca Llanos, casos como el de Caño Limón en donde las comunidades y cultivadores están preocupados porque necesitan del agua de producción asociada a la explotación de hidrocarburos, que es dulce y que adecuadamente tratada ha sido importante para el consumo de la vida.

Igualmente, en las áreas alrededor de los Campos Castilla y Chichimene se desarrolla el proyecto ASA, que contando con una evaluación rigurosa de bioindicadores, demostró las bondades de verter aguas para cultivos y con éxito ha mejorado la productividad del área.

Mayores posibilidades de verter agua en condiciones podría mitigar situaciones como la muerte masiva de especies de animales en áreas cercanas a la explotación de campos en los departamentos del Casanare y el Meta en épocas de verano extremos, al igual que puede permitir una mayor producción en Campos de la importancia de Castilla, Rubiales y otros en la Cuenca Llanos con los estudios de bioindicadores previos que demuestren su bondad o inconveniencia.

### **3.15 DESARROLLO DE CAMPOS DESCUBIERTOS INACTIVOS**

Existe un importante inventario de campos que hoy están inactivos. Se considera que reactivar estos campos podría ser una de las acciones de corto plazo para la reposición de una parte de los volúmenes a producir.

La ronda permanente de la ANH podría ser una buena herramienta con los recursos profesionales necesarios que ensamblen las oportunidades que consideren más maduras para los inversionistas.

Igualmente, en Ecopetrol se podría continuar con el ofrecimiento de campos teniendo en cuenta los resultados de las ofertas realizadas, en especial en el año 2016 con precios bajos, o su esquema de buenos resultados con socios que se destaquen en aspectos operativos.

### **3.16 OTROS FACTORES IDENTIFICADOS**

En las sesiones de trabajo se sugirieron algunos indicadores que consideramos son parte de la actividad o un reforzamiento de los indicadores planteados como:

- Preparación del recurso humano para costa afuera y No Convencionales
- Tecnología
- Competitividad
- Seguridad Jurídica para las compañías denominadas “Majors” en Offshore

#### 4. DOCUMENTOS CONSULTADOS

##### **Oil**

<https://www.bp.com/en/global/corporate/energy-economics/energy-outlook/demand-by-fuel/oil.html>

##### **Natural gas**

<https://www.bp.com/en/global/corporate/energy-economics/energy-outlook/demand-by-fuel/natural-gas.html>

##### **Analysis – Spencer Dale, group chief economist**

<https://www.bp.com/en/global/corporate/energy-economics/statistical-review-of-world-energy/chief-economist-analysis.html>

##### **Energy in 2017: two steps forward, one step back**

<https://www.bp.com/content/dam/bp/en/corporate/pdf/speeches/bp-stats-review-2018-spencer-dale-speech.pdf>

##### **2018 Outlook for Energy: A View to 2040 - EXXON**

<https://cdn.exxonmobil.com/~media/global/files/outlook-for-energy/2018/2018-outlook-for-energy.pdf>

##### **BP Energy Outlook 2018 en Español**

Fecha: 21 febrero 2018

[https://www.bp.com/es\\_es/spain/prensa/notas-de-prensa/2018/bp-energy-outlook-2018.html](https://www.bp.com/es_es/spain/prensa/notas-de-prensa/2018/bp-energy-outlook-2018.html)

##### **World Energy Investment 2018**

<https://www.iea.org/wei2018/>

##### **OPEC: World Oil Outlook 2017**

[https://www.opec.org/opec\\_web/en/publications/340.htm](https://www.opec.org/opec_web/en/publications/340.htm)

##### **Estadísticas ANH**

<http://www.anh.gov.co/Operaciones-Regalias-y-Participaciones/Sistema-Integrado-de-Operaciones/Paginas/Estadisticas-de-Produccion.aspx>

**Estadísticas ACP**

[acp.com.co/web2017/es/publicaciones-e-informes/informe-estadistico-petrolero](http://acp.com.co/web2017/es/publicaciones-e-informes/informe-estadistico-petrolero)

**ACP Asuntos económicos**

<https://acp.com.co/web2017/es/asustos/economicos/199-costos-de-operacion-del-sector-petrolero-en-colombia-en-2017/file>

**Marco Fiscal Mediano Plazo 2018**

[http://www.minhacienda.gov.co/HomeMinhacienda/ShowProperty?nodeId=%2FOCS%2FP\\_MHCP\\_WCC-117643%2F%2FidcPrimaryFile&revision=latestreleased](http://www.minhacienda.gov.co/HomeMinhacienda/ShowProperty?nodeId=%2FOCS%2FP_MHCP_WCC-117643%2F%2FidcPrimaryFile&revision=latestreleased)

**Fedesarrollo. Prospectiva Económica julio 2018**

<https://www.fedesarrollo.org.co/sites/default/files/prospectivaeconomica/prospectivajulio2018accesolibre.pdf>

**Annual Energy Outlook 2018**

**Naturgas. Estudio de Política Pública**

<http://www.naturgas.com.co/documentos/2018/Estudio%20poli%CC%81tica%20pu%CC%81blica%20-%20presentacio%CC%81n%20resumida.pdf>

**Congreso de Naturgas. Presentación UPME**

[congreso.naturgas.com.co/uploads/congreso/2018/presentaciones/20180322\\_presentacion\\_upme\\_naturgas.pdf](http://congreso.naturgas.com.co/uploads/congreso/2018/presentaciones/20180322_presentacion_upme_naturgas.pdf)

**Ecopetrol Presentaciones WEB**

<https://www.ecopetrol.com.co/wps/portal/es/ecopetrol-web/relacion-inversionistas/informacion-general/presentaciones-inversionistas>