
CONTRATO No. C - 041 DE 2018



UNIÓN TEMPORAL
PROSPECCION
UPME 2018

INFORME RESUMIDO EVALUACIÓN DE ADICION DE RESERVAS Y PRODUCCION DE HIDROCARBUROS CONVENCIONALES Y NO CONVENCIONALES

V1.0

17 de diciembre de 2018

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

TABLA DE CONTENIDO

	Pág.
1. INTRODUCCIÓN	7
2. ENTORNO INTERNACIONAL	7
2.1 INVERSIONES EN EL “UPSTREAM” – PETRÓLEO Y GAS.....	8
3. ENTORNO NACIONAL	9
3.1 EVOLUCIÓN DE LA PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO EN LOS ÚLTIMOS AÑOS	11
3.2 INCREMENTO DEL FACTOR DE RECOBRO	12
3.3 LA EVOLUCIÓN DE LA PRODUCCIÓN DE GAS EN LOS ÚLTIMOS AÑOS	14
4. FACTORES CRÍTICOS DE ÉXITO	14
5. POTENCIALIDAD DE LAS CUENCAS COLOMBIANAS.....	15
5.1 CUENCA LLANOS ORIENTALES.....	15
5.1.1 ESCENARIO ALTO	16
5.1.2 ESCENARIO MEDIO.....	17
5.1.3 ESCENARIO BAJO	18
5.1.4 ESCENARIO ALTO	19
5.1.5 ESCENARIO MEDIO.....	20
5.1.6 ESCENARIO BAJO	21
5.2 CUENCA VALLE MEDIO DEL MAGDALENA	22
5.2.1 HIDROCARBURO POR DESCUBRIR	23
5.2.2 YACIMIENTOS CONVENCIONALES	24
5.2.3 YACIMIENTOS NO CONVENCIONALES.....	25
5.2.4 CRUDOS PESADOS CON RECUPERACION TÉRMICA	25
5.2.5 ESCENARIO ALTO	26
5.2.6 ESCENARIO MEDIO.....	27
5.2.7 ESCENARIO BAJO	28
5.2.8 ESCENARIOS DE GAS	29
5.2.9 ESCENARIO ALTO	29
5.2.10 ESCENARIO MEDIO	30
5.2.11 ESCENARIO BAJO.....	31

5.3	CUENCA CAGUAN - PUTUMAYO	31
5.3.1	HIDROCARBURO POR DESCUBRIR	31
5.3.2	EVALUACIÓN DE APOORTE DE RESERVAS Y PRODUCCIÓN DE LA CUENCA DEL CAGUÁN – PUTUMAYO EN PETRÓLEO.	32
5.3.3	ESCENARIO ALTO:	32
5.3.4	ESCENARIO MEDIO	33
5.3.5	ESCENARIO BAJO	33
5.4	CUENCA VALLE SUPERIOR DEL MAGDALENA	34
5.4.1	HIDROCARBURO POR DESCUBRIR	34
5.4.2	PROYECCIONES DE PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO CUENCA VALLE SUPERIOR DEL MAGDALENA	35
5.4.3	ESCENARIO ALTO	35
5.4.4	ESCENARIO MEDIO	36
5.4.5	ESCENARIO BAJO	37
5.4.6	ESCENARIOS DE GAS.	37
5.5	CUENCA CATATUMBO	38
5.5.1	HIDROCARBURO POR DESCUBRIR	38
5.5.2	PROYECCIONES DE PRODUCCIÓN DE PETROLEO CUENCA DEL CATATUMBO 39	
5.5.3	ESCENARIO ALTO	39
5.5.4	ESCENARIO MEDIO	40
5.5.5	ESCENARIO BAJO	40
5.5.6	ESCENARIOS DE GAS	41
5.6	CUENCA VALLE INFERIOR DEL MAGDALENA.....	42
5.6.1	HIDROCARBURO POR DESCUBRIR	42
5.6.2	EVALUACIÓN DE RESERVAS Y PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO Y GAS.	42
5.6.3	ESCENARIOS DE PRODUCCIÓN DE PETROLEO ESCENARIO ALTO	42
5.6.4	ESCENARIO MEDIO	43
5.6.5	ESCENARIO BAJO	43
5.6.6	ESCENARIOS DE PRODUCCIÓN DE GAS.ESCENARIO ALTO	44
5.6.7	ESCENARIO MEDIO	44
5.6.8	ESCENARIO BAJO	45
5.7	CUENCA CORDILLERA	46
5.8	CUENCA CESAR - RANCHERIA	47
5.8.1	HIDROCARBURO POR DESCUBRIR	47

5.8.2	EVALUACIÓN DE APOORTE DE RESERVAS Y PRODUCCIÓN DE LA CUENCA DEL CESAR RANCHERÍA. GAS.....	48
5.9	CUENCA SINU – SAN JACINTO.....	49
5.9.1	HIDROCARBURO POR DESCUBRIR	49
5.10	CUENCA GUAJIRA	49
5.10.1	HIDROCARBURO POR DESCUBRIR.....	50
5.10.2	EVALUACIÓN DE APOORTE DE RESERVAS Y PRODUCCIÓN DE LA CUENCAS OFFSHORE. GAS.	50
6.	COSTOS.....	51
6.1	COSTOS CUENCA LLANOS.....	51
6.2	COSTOS CUENCA VALLE MEDIO DEL MAGDALENA	53
6.3	COSTOS CUENCA DE CAGUÁN – PUTUMAYO.....	54
7.	BALANCES OFERTA DEMANDA DE CRUDO Y GAS	55
7.1	BALANCES OFERTA DEMANDA DE CRUDO	55
7.1.1	BALANCES OFERTA DEMANDA DE CRUDO ESCENARIO ALTO.....	55
7.1.2	BALANCES OFERTA DEMANDA DE CRUDO ESCENARIO MEDIO	56
7.1.3	BALANCES OFERTA DEMANDA DE CRUDO ESCENARIO BAJO.....	56
7.2	BALANCES OFERTA DEMANDA DE GAS.....	57
7.2.1	BALANCES OFERTA DEMANDA DE GAS ESCENARIO ALTO	57
7.2.2	BALANCES OFERTA DEMANDA DE GAS ESCENARIO MEDIO	58
7.2.3	BALANCES OFERTA DEMANDA DE GAS ESCENARIO BAJO	59
8.	RESUMEN.....	60

ÍNDICE DE FIGURAS

	Pág.
FIGURA 1. PARTICIPACIÓN DEL TIPO DE ACTIVO EN LAS INVERSIONES GLOBALES DEL “UPSTREAM”	9
FIGURA 2. PRINCIPALES PRODUCTORES DE 2004-2017	12
FIGURA 3. TECNOLOGÍAS DE RECOBRO MEJORADO	13
FIGURA 4. PRINCIPALES CAMPOS DE CRUDOS PESADOS	13
FIGURA 5. PRODUCCIÓN HISTÓRICA DE GAS EN COLOMBIA.....	14
FIGURA 6. ESCENARIO ALTO PETRÓLEO CUENCA LLANOS.....	17
FIGURA 7. ESCENARIO MEDIO PETRÓLEO CUENCA LLANOS	18
FIGURA 8. ESCENARIO BAJO PETRÓLEO CUENCA LLANOS.....	19
FIGURA 9. ESCENARIO ALTO GAS CUENCA LLANOS.....	20
FIGURA 10. ESCENARIO MEDIO GAS CUENCA LLANOS	21
FIGURA 11. ESCENARIO BAJO GAS CUENCA LLANOS.....	22
FIGURA 12. PROVINCIAS ESTRUCTURALES DEL VALLE MEDIO DEL MAGDALENA	23
FIGURA 13. TRENES DE ACUMULACIÓN CAMPOS VMM PROVINCIA CENTRAL	24
FIGURA 14. POTENCIAL DE OOIP LA LUNA, PRESENTACIÓN ESTRATEGIA ECOPETROL 2020-2030	25
FIGURA 15. ESCENARIO ALTO VALLE MEDIO DEL MAGDALENA PARA PETRÓLEO.....	27
FIGURA 16. ESCENARIO MEDIO VALLE MEDIO DEL MAGDALENA PARA PETRÓLEO	28
FIGURA 17. ESCENARIO BAJO VALLE MEDIO DEL MAGDALENA PARA PETRÓLEO.....	29
FIGURA 18. ESCENARIO ALTO VALLE MEDIO DEL MAGDALENA PARA GAS.....	30
FIGURA 19. ESCENARIO MEDIO VALLE MEDIO DEL MAGDALENA PARA GAS	30
FIGURA 20. ESCENARIO BAJO VALLE MEDIO DEL MAGDALENA PARA GAS.....	31
FIGURA 21. ESCENARIO ALTO PETRÓLEO. CAGUÁN PUTUMAYO	32
FIGURA 22. ESCENARIO MEDIO DE PETRÓLEO CAGUÁN – PUTUMAYO	33
FIGURA 23. ESCENARIO BAJO PETRÓLEO CAGUÁN PUTUMAYO	34
FIGURA 24. ESCENARIO ALTO DE PETRÓLEO VALLE SUPERIOR DEL MAGDALENA	36
FIGURA 25. ESCENARIO MEDIO DE PETRÓLEO VALLE SUPERIOR DEL MAGDALENA	36
FIGURA 26. ESCENARIO BAJO DE PETRÓLEO VALLE SUPERIOR DEL MAGDALENA.	37
FIGURA 27. ESCENARIO ALTO GAS VALLE SUPERIOR DEL MAGDALENA	37
FIGURA 28. CUENCA DEL CATATUMBO.....	38
FIGURA 29. ESCENARIO ALTO PETRÓLEO CUENCA DEL CATATUMBO	39
FIGURA 30. ESCENARIO MEDIO PETRÓLEO CUENCA DEL CATATUMBO	40
FIGURA 31. ESCENARIO BAJO PETRÓLEO CUENCA DEL CATATUMBO	41
FIGURA 32. ESCENARIO ALTO GAS CUENCA DEL CATATUMBO	41
FIGURA 33. ESCENARIO ALTO DE PETRÓLEO VIM.....	43
FIGURA 34. ESCENARIO MEDIO DE PETRÓLEO VIM.....	43
FIGURA 35. ESCENARIO BAJO PETRÓLEO VIM.....	44
FIGURA 36. ESCENARIO ALTO GAS VIM	44
FIGURA 37. ESCENARIO MEDIO GAS VIM.....	45

FIGURA 38. ESCENARIO BAJO GAS VIM	45
FIGURA 39. PRONÓSTICOS PETRÓLEO CAMPOS CORDILLERA.....	46
FIGURA 40. PRONÓSTICOS DE GAS CUENCA CORDILLERA.	47
FIGURA 41. ESCENARIO ALTO CUENCA CESAR RANCHERÍA.	48
FIGURA 42. ELEMENTOS TECTÓNICOS PRINCIPALES DE LA PENÍNSULA DE LA GUAJIRA. 50	
FIGURA 43. ESCENARIO ALTO DE PRODUCCIÓN DE GAS EN CUENCAS OFFSHORE.	51
FIGURA 44. COSTOS DEL YACIMIENTO VACA MUERTA EN ARGENTINA.....	54
FIGURA 45. BALANCE OFERTA – DEMANDA DE CRUDO PAÍS– ESCENARIO ALTO – BPPD. 55	
FIGURA 46. BALANCE OFERTA – DEMANDA DE CRUDO PAÍS– ESCENARIO MEDIO – BPPD	56
FIGURA 47. BALANCE OFERTA – DEMANDA DE CRUDO PAÍS– ESCENARIO BAJO – BPPD. 57	
FIGURA 48. BALANCE OFERTA – DEMANDA DE GAS PAÍS– ESCENARIO ALTO – KPCD	58
FIGURA 49. BALANCE OFERTA – DEMANDA DE GAS PAÍS– ESCENARIO MEDIO – KPCD	59
FIGURA 50. BALANCE OFERTA – DEMANDA DE GAS PAÍS– ESCENARIO BAJO – KPCD	60

1. INTRODUCCIÓN

La unión temporal UPME 2018, ha realizado la evaluación y propuesta de adición de reservas de las diversas cuencas del país, clasificadas por la ANH como maduras, en los Llanos Orientales, Valles Medio y Superior del Magdalena, Caguán - Putumayo, Catatumbo y Cordillera, igualmente en cuencas clasificadas como emergentes en Valle Inferior del Magdalena, Cesar Ranchería, Guajira Offshore, y Sinú San Jacinto en tierra y offshore. Estas cuencas, se consideran como las que pueden de la manera más probable adicionar volúmenes de petróleo y de gas en los horizontes del estudio, con visiones a 5, 10 y 25 años.

Del análisis se desprende un importante potencial que tiene el país para mantener niveles de producción o incrementarlos, si se afrontan y superan los factores críticos que de manera general y particular afectan este potencial de hidrocarburos para que en mediano y largo plazo se transforme en reservas.

Para llevar a cabo dicho análisis y valoración de oportunidades, inicialmente se estudió la realidad de la industria petrolera en el entorno nacional e internacional, se realizaron 56 encuestas a diferentes actores de la industria por parte del consorcio y la UPME, y se contó con un trabajo realizado por parte de la Asociación Colombiana del Petróleo ACP, a quienes agradecemos este aporte, para definir en mayor detalle los factores que afectan en la actualidad la producción de hidrocarburos, sea petróleo o gas y la eventual adición de reservas.

Luego, se inició en detalle la valoración de cada cuenca desde la potencialidad exploratoria hasta la realización de proyectos de recuperación mejorada, y se plantearon los escenarios de producción con sus costos asociados, de hallazgo, desarrollo, producción y transporte. En paralelo se ha construido un modelo que reúne la información volumétrica de cada campo y hace un análisis de márgenes que involucra los costos y escenarios de precios futuros, que la UPME podrá ajustar actualizando la información que considere conveniente.

A continuación, un resumen de cada parte de la presente propuesta de escenarios de adición de reservas de petróleo y gas

2. ENTORNO INTERNACIONAL

El mundo está cambiando en forma acelerada y con él, el consumo de energía como parte fundamental para el desarrollo de la vida moderna. De acuerdo con los expertos 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.

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.

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 evaluadas, que cumpla con las metas fijadas en los recientes acuerdos de París, relacionados con la reducción de emisiones de gases de invernadero

2.1 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% a 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 inversión en costa afuera (offshore), con largos plazos 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.

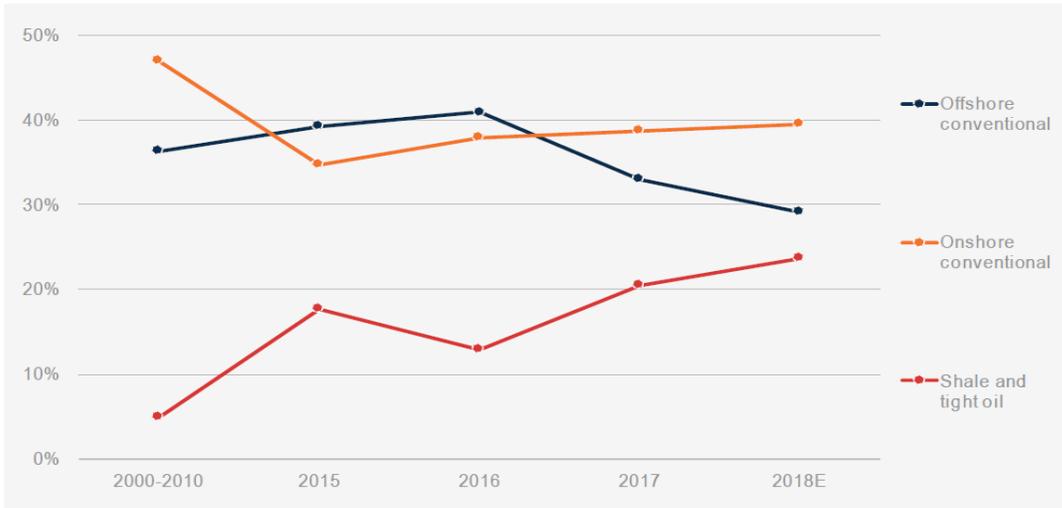
En Medio Oriente, donde el gasto se vio menos afectado por la caída global en 2015-16, hay confianza creciente que lo peor ha pasado. Los planes de gastos apuntan a un modesto aumento en 2018, con un cambio en algunos países hacia gas debido a las crecientes necesidades domésticas, acompañado de una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

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.

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 1. Participación del tipo de activo en las inversiones globales del “Upstream”



Fuente: EIA World Energy Investment 2018

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 en yacimientos convencionales, 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.

Un cambio notable en el sector de los yacimientos 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 denominadas "Majors", han incrementado sus inversiones en los no convencionales estadounidenses.

3. ENTORNO NACIONAL

En Colombia, la importancia del sector petrolero en la económica ha crecido de manera significativa en los últimos 10 años. Luego de una actividad sostenida impulsada por los descubrimientos de Petróleo en 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.

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.

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.

El otro hidrocarburo fundamental para el bienestar de los colombianos es el gas. Después del fenómeno del niño que trajo consigo un apagón de energía eléctrica en el año 1992, con la mayor crisis de suministro eléctrico 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 al estar soportada en las fuentes de agua y termoeléctricas a gas es altamente respetuosa del medio ambiente.

Se discute a mediano plazo la garantía del suministro de gas por parte de los principales actores en el negocio de gas, paradójicamente con fuentes de alto potencial identificadas en los 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.

Hay dos retos de incertidumbre, para oportunidades de alta potencialidad que no permiten una rápida decisión de inversión, en el caso de los yacimientos no convencionales se presenta una controversia mediática permanente, y en algunas regiones en las cuales existe potencial no se ha permitido probar la tecnología y medir realmente si existen los riesgos potenciales que se podrían presentar. En Offshore los niveles de precio del gas no permitirían la decisión de inversiones hasta más allá del año 2024.

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 con sus declaraciones de gas han puesto sobre la mesa la posible necesidad de una segunda planta de regasificación, esta vez en el pacífico colombiano.

Volviendo al efecto que producen ambientes de precios bajos y los riesgos de la industria petrolera, el gobierno introdujo dos herramientas de apoyo a la producción nacional de hidrocarburos que se estima permitirán llevar mayores 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”.

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, seleccionó proyectos 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, asignación inicial de 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.

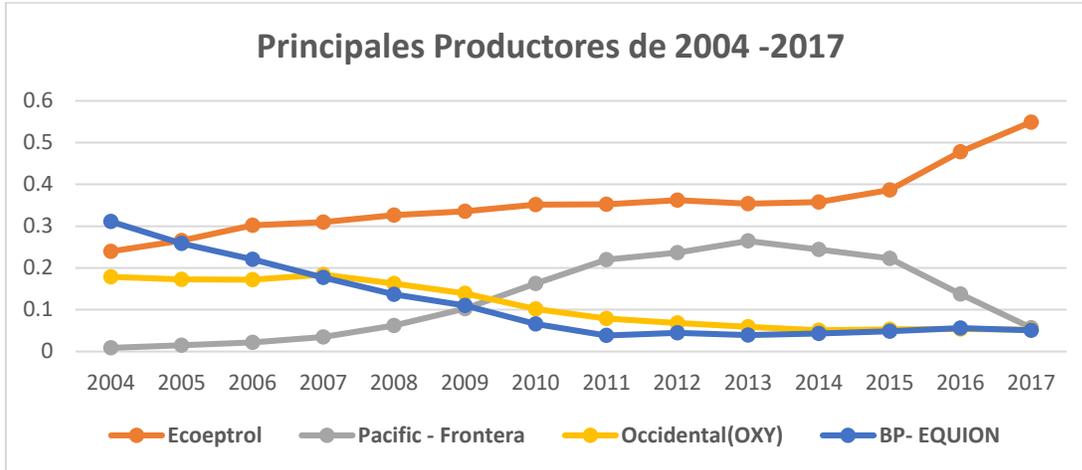
Estas herramientas son susceptibles de ser ajustadas, los resultados son indudables en los PPI, y para el CERT los proyectos seleccionados y su inversión correspondiente darán el veredicto sobre las bondades reales del incentivo concedido en agosto de 2018.

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 un bajo nivel de actividad en la industria por los niveles en los precios del petróleo, que han tenido un repunte en el presente año, igualmente no se han asignado bloques para exploración que aumenten la probabilidad de incrementar las reservas del país.

3.1 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 empresa del país Ecopetrol, por qué reta continuamente su capacidad de gestión y le ofrece igualmente un poder de negociación mayor ante las dependencias que regulan el sector.

Figura 2. Principales Productores de 2004-2017



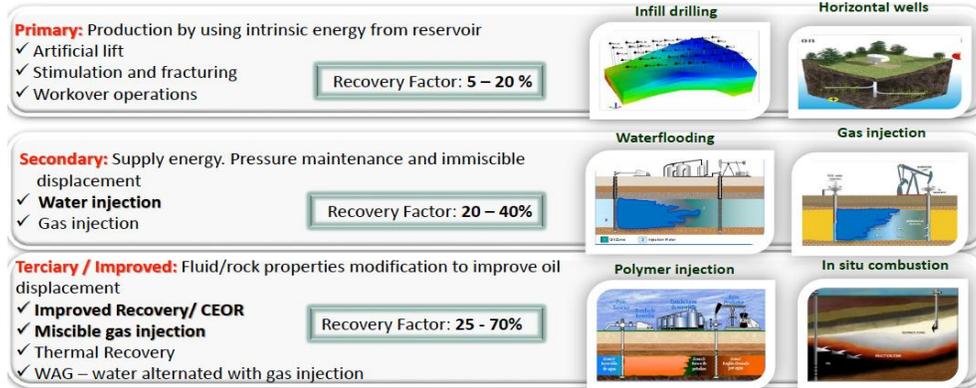
Fuente: Estadísticas ACP – Unión Temporal UPME 2018

Desde la creación de la Agencia Nacional de Hidrocarburos, la participación en la operación de los campos en producción de Ecopetrol paso del 24 % en el 2004, al 55 % en la actualidad, sin contar su participación en las compañías Hocol 100 % y Equion como socio, situación que impone una alta presión a la empresa para mantener niveles altos de hidrocarburos en el país.

3.2 INCREMENTO DEL FACTOR DE RECOBRO

No ha habido resultado 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, con proyectos de desarrollo primario en crudos pesados, y proyectos exitosos de inyección de agua, vapor, e iniciando con buenos resultados la implementación de inyección de polímeros en los campos Yarigui Cantagallo, Dina Cretáceo y Casabe entre otros.

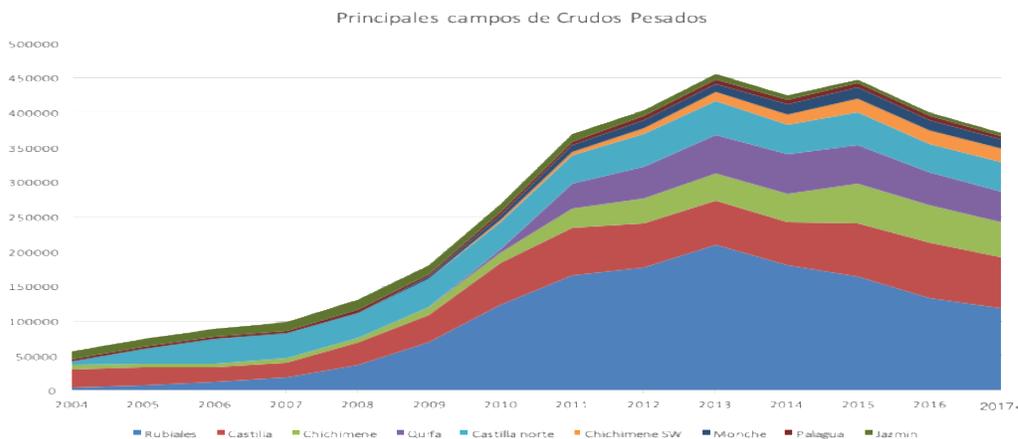
Figura 3. Tecnologías de Recobro Mejorado



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

Sin embargo, hay hallazgos 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 de estos hallazgos, que mantendrían por largo plazo el importante aporte de estos yacimientos a la producción nacional.

Figura 4. Principales campos de Crudos Pesados

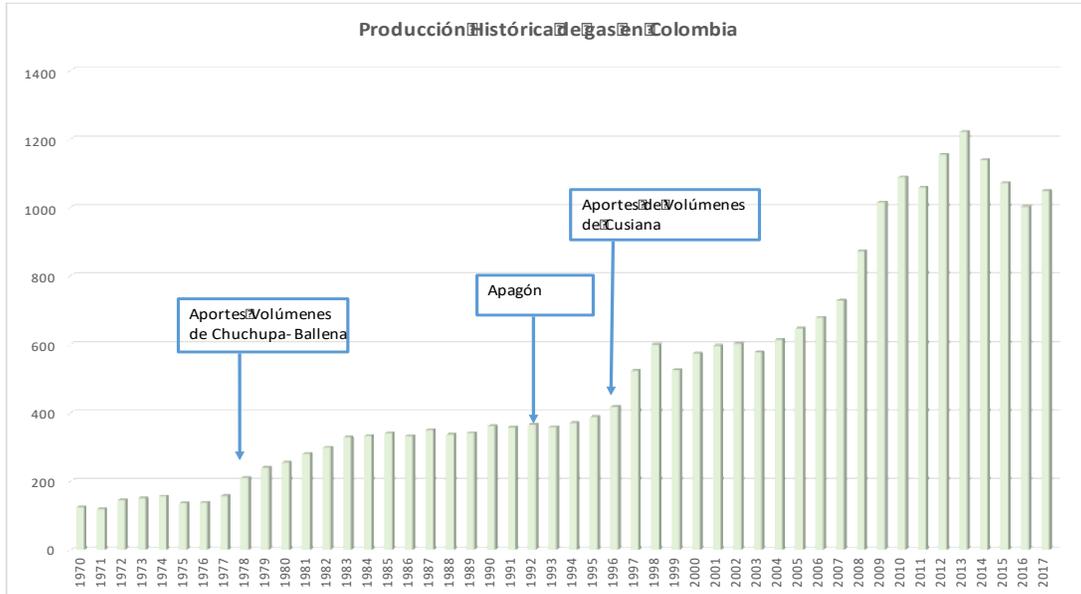


Fuente: ANH - agosto 2018. Unión Temporal UPME 2018

Colombia tiene a la fecha una recuperación 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.

3.3 LA EVOLUCIÓN DE LA PRODUCCIÓN DE GAS EN LOS ÚLTIMOS AÑOS

Figura 5. Producción Histórica de gas en Colombia



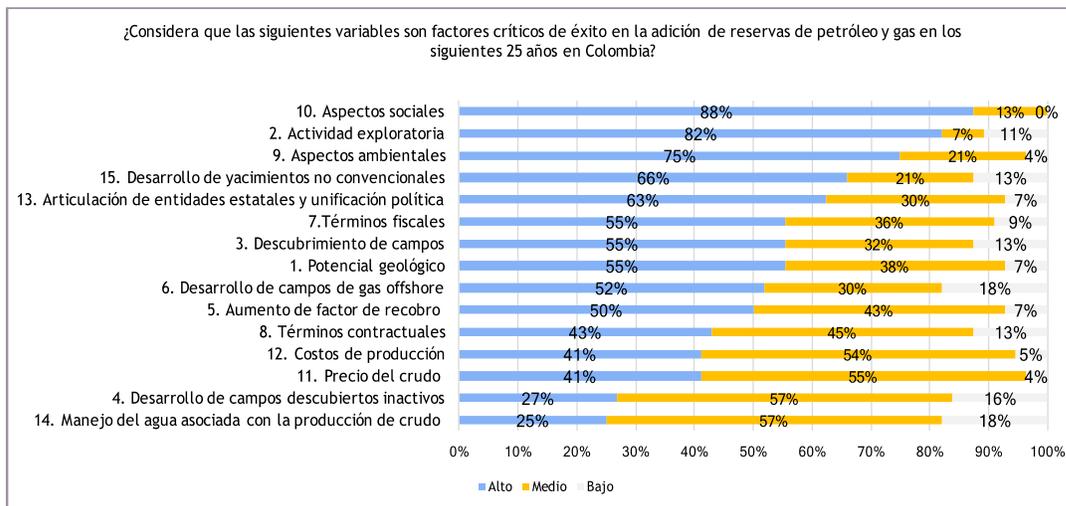
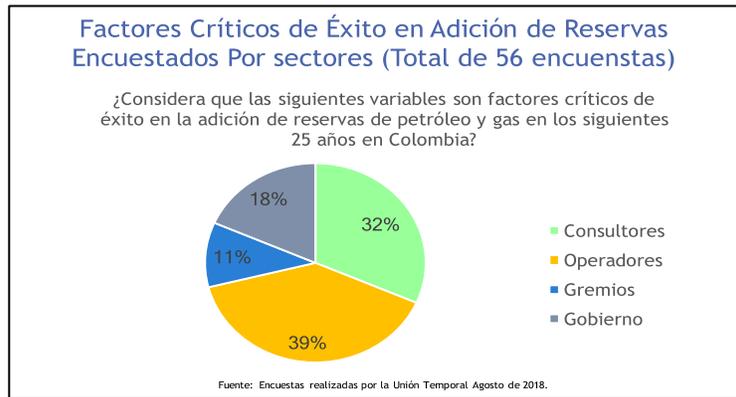
Fuente: BP statistical review. Unión temporal UPME 2018

La entrada en producción de los campos de gas seco en la Guajira (Chuchupa, Ballena y Riohacha), a finales de los años 70, y los aportes de gas asociado en Cusiana Cupiagua, son los eventos más importantes en la historia de producción de gas del país.

Factores como el apagón del año 1992, y la exportación de gas a Venezuela impulsaron la explotación de este hidrocarburo. La demanda ha venido en crecimiento continuo y es hoy el combustible de mayor crecimiento para el 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, alternativa para el transporte automotor, y ser la alternativa natural y complementaria en la generación de energía eléctrica en el país, conjuntamente con las hidroeléctricas.

4. FACTORES CRÍTICOS DE ÉXITO

Los factores críticos de éxito considerados para evaluar cuales son los mayores obstáculos a vencer para la adición de reservas de Petróleo y Gas fueron objeto de la opinión de 56 encuestados para escoger los que se evaluarían en los diferentes escenarios de adición de reservas y producción:



Los resultados Plantean como los temas críticos a solucionar más urgentes el entorno social, con casi un 90 % de la muestra de encuestados, seguido por la actividad exploratoria, si no hay actividad las probabilidades de disponer de nuevos volúmenes no existe.

Igualmente, la existencia de rocas generadoras de la calidad y potencial de las formaciones La Luna y Tablazo ponen en tercer lugar de prioridad dentro de los factores críticos el desarrollo de los Yacimientos No Convencionales, en donde la prueba que se discute en la actualidad es de la mayor importancia para la industria.

La articulación de las entidades del estado, con señales contradictorias a la industria y ante la comunidad, han generado desconfianza y hacen complicadas las decisiones para los inversionistas.

5. POTENCIALIDAD DE LAS CUENCAS COLOMBIANAS

5.1 CUENCA LLANOS ORIENTALES

La Cuenca Llanos es la principal cuenca productora de Petróleo y Gas del país.

Se han realizado varios estudios de YTF (Yet To Find) para las diferentes cuencas colombianas incluyendo la de los Llanos Orientales en los años 1998, 2003, 2004, realizados por Ecopetrol, 2009 y 2012 por parte de la ANH cuyos resultados son evaluados en el presente análisis.

El estudio de la ANH-UIS (García et al, 2009), por ser balance de masas técnica con mayor exactitud, se acerca más a la realidad de la cuenca. Al 2018 se han encontrado hidrocarburos in Situ (POES – Petróleo Original En Sitio) de 31.795 MBP y quedarían por encontrar 13.235 MBP Original En Sitio.

Se consideran tres sectores fundamentales en la Cuenca, Dominio Occidental (Piedemonte), dominio central (Área desde Caño Limón hasta Apiay) y dominio Oriental (Área de desarrollo de crudos pesados).

5.1.1 ESCENARIO ALTO

En este escenario, se considera recuperar todos los volúmenes asociados a las reservas probadas, probables y posibles reportadas en el IRR (Informe de Recursos y Reservas) 2017 por los operadores del país.

Para el aporte de los recursos contingentes se realiza una proyección con los proyectos de inyección de agua de Chichimene, que se extendería al área de Akacias, inyección de agua en Castilla, e inyección de polímeros en Chichimene. También considera la segunda etapa de desarrollo del campo Akacias y un desarrollo adicional en Caño Sur Este, integrando en este pronóstico el desarrollo de Cajua y Jazpe.

En el primer trimestre del año 2019 se contempla el arranque del proyecto de Combustión In Situ (CIS) en Chichimene. Su importancia radica en que bajo las tecnologías que se aplican en la actualidad de agua, polímeros y reducción de espaciamento, se podrían obtener recobros de 15 a 20 % del Petróleo Original, con la Combustión In Situ se logran recuperaciones mayores al 35 % del POES.

El factor de recobro con los pronósticos de los ejercicios en los recursos contingentes de los campos mencionados en las áreas de Castilla y Rubiales, aportarían un volumen del 6 % adicional del POES, al que se obtendría en los pronósticos 3P (Probadas, Probables y Posibles).

Del análisis del Yet To Find (YTF), se contempla el hallazgo de dos Campos grandes de crudo Pesado del tipo del área Castilla – Chichimene con un Volumen de 400 MBP de reservas.

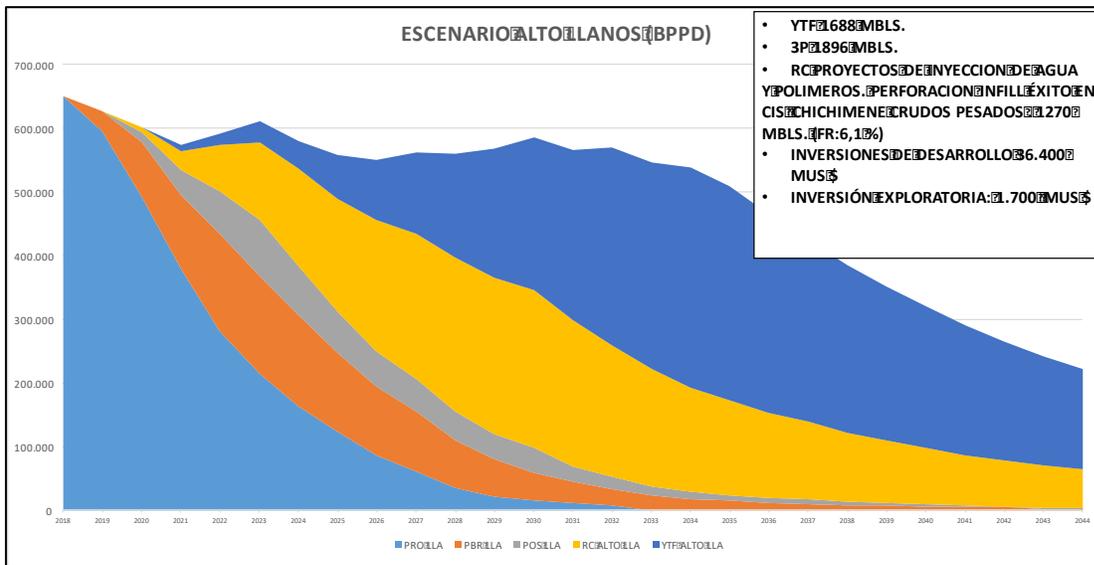
Hay campos descubiertos de crudos pesados sin desarrollar, ni delimitar desde el año 2012, así como se avanza en el desarrollo de Akacias y Caño Sur Este, habría que valorar la posibilidad comercial de los éxitos exploratorios de los pozos Pastinaca, Venus, Cusuco, Guaniz y trasgo en los bloques CPO – 10 y CPO-11, y de los más recientes hallazgos en el CPO-9 en los pozos Nueva Esperanza y Lorito.

También en CPE-6 y Río Ariari de la compañía Frontera, así como el bloque CPO-13 de Tecpetrol y el CPO-17 de Hocol son campos pendientes de desarrollo. Todos estos

hallazgos pendientes plantean que el trabajo a realizar para alcanzar lo expuesto en el YTF ya está adelantado, y tiene una alta probabilidad de concretarse si los márgenes de rentabilidad lo permiten en los próximos 10 años.

El YTF plantea el hallazgo de 3 estructuras en Piedemonte de 100 Mbbls de reservas, y los resultados iniciales en Acorazado -1, y Andino - 1, indican que, aun siendo el escenario optimista, es bastante probable en el mediano plazo lograr los resultados pronosticados. Se avanza en los hallazgos de campos medianos y pequeños con la actividad que llevan a cabo las empresas perforando pozos exploratorios en los trenes en campos de los bloques Lla-32, Cabretero, Guachira, Llanos 30, Guatiquía, Corcel, Tiple, Río Verde, CPO-5, Lla-47, Lla-33, Lla-65 y Lla-66.

Figura 6. Escenario alto Petróleo Cuenca Llanos



Fuente: Cálculos propios

5.1.2 ESCENARIO MEDIO

Este escenario contempla igualmente los pronósticos de las reservas probadas, probables y posibles tal y como las envió la ANH del IRR 2017.

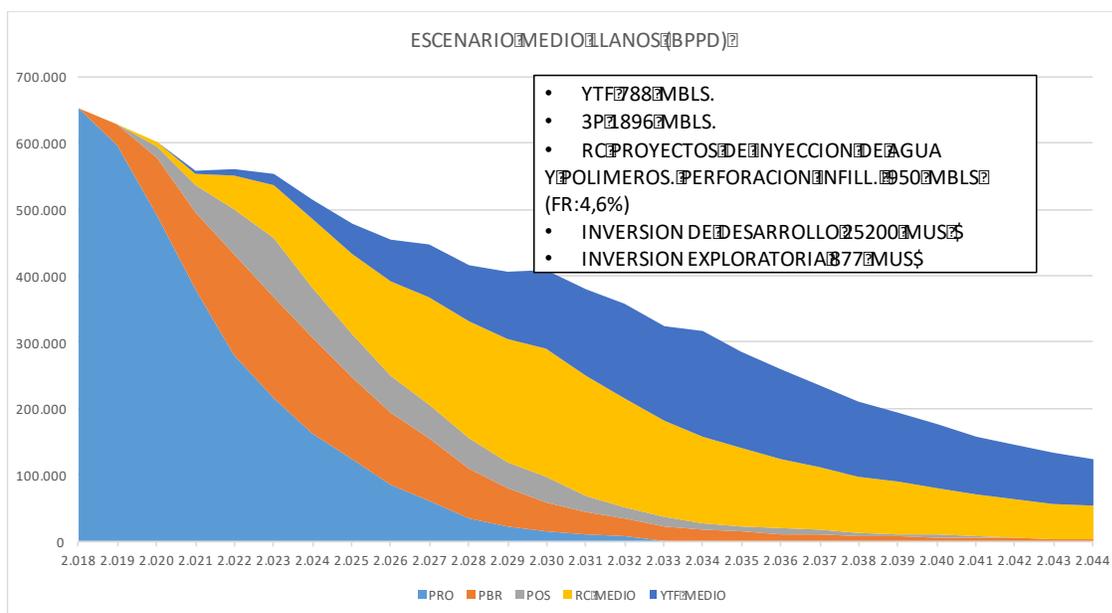
En cuanto a los recursos contingentes se tomó la información más actualizada en los campos de crudos pesados de las principales áreas, no se incluye el proyecto de Combustión en Sitio. Los recursos contingentes son el 95 % del caso alto.

En cuanto a los volúmenes de YTF para este escenario se establece la probabilidad de encontrar un campo tipo Castilla-Chichimene de 400 MBP. Es muy probable en el corto plazo se dé inicio a la producción en alguno de los nuevos campos, como se mencionó hay hallazgos en pozos perforados en los bloques CPO-9, CPO-10, CPO-11, CPO-13, CPO-17, CPE-6, Rio Ariari y Quifa Norte.

Igualmente, el hallazgo de un campo tipo Pauto con 100 millones de barriles de crudo liviano y gas se podría dar por realizado con las pruebas tempranas de producción en los campos Acorazado y Andino, y los pozos delimitadores que se realicen en 2019 darán un mejor indicativo de los volúmenes encontrados.

Igualmente, para los campos con expectativas de hallazgos de 10 a 50 millones de barriles de reservas, de mantenerse el ritmo de al menos 10 pozos exploratorios por año en los bloques mencionados en el escenario alto, permitirían en los próximos 10 años estar alcanzando los volúmenes pronosticados.

Figura 7. Escenario medio Petróleo Cuenca Llanos



Fuente: Cálculos propios

5.1.3 ESCENARIO BAJO

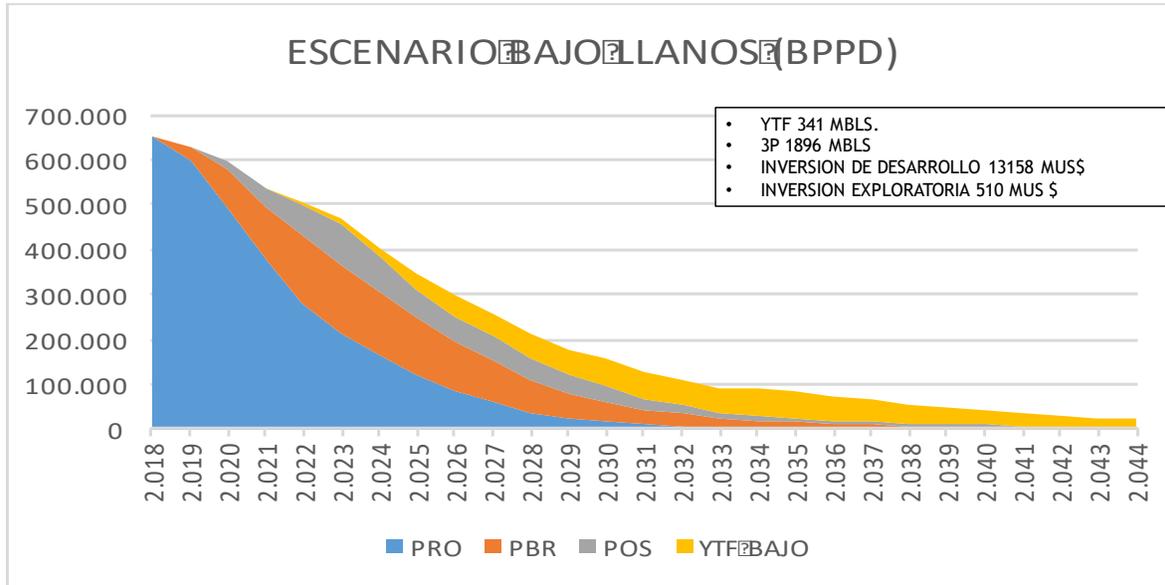
Este escenario considera que igualmente se producen las reservas 3P y un escenario modesto de YTF. No considera producción de Recursos Contingentes. Estos volúmenes son los que han mantenido en los últimos años en gran proporción la reposición de reservas.

Para el caso bajo, se considera en el YTF que no se desarrollaría ninguno de los más de 10 hallazgos de crudos pesados de los últimos años.

Igualmente, que solo se tendría el hallazgo de un campo tipo Pauto, que podría conformarse con los resultados de acorazado 1 y Andino – 1.

De otro lado 10 hallazgos de 10 millones y dos de 50 millones de barriles a lograrse en los próximos 10 años, es posible que se logren con los resultados de la actividad exploratoria del 2017 al 2020. De los tres escenarios es el menos probable.

Figura 8. Escenario bajo Petróleo Cuenca Llanos



Fuente: Cálculos propios

Al año 2030, el escenario alto mantendría una producción cercana a los 600 KBPD, en el escenario medio a la misma fecha estaría en 400 KBPD, y en el escenario bajo la producción sería de alrededor a los 170 KBPD.

PROYECCIONES DE PRODUCCIÓN DE GAS

La Cuenca Llanos es hoy igualmente la cuenca con mayor producción de gas, con un mayor aporte del piedemonte llanero.

5.1.4 ESCENARIO ALTO

La declinación en esta cuenca en las reservas probadas probables y posibles de gas no es tan pronunciada como en el caso del petróleo, dado que los yacimientos de los campos del piedemonte van convirtiéndose paulatinamente de campos de crudo a campos de gas.

A través del Proyecto de Producción Incremental de los campos Pauto y Floreña que les da derecho a regalías variables se han aumentado los volúmenes disponibles de petróleo y gas.

Las reservas probadas de gas en Cusiana, Cupiagua, Gibraltar, Pauto y Floreña, mantienen en este escenario su producción hasta el año 2024 por encima de 500 MPCD. De otro lado las reservas probables van en crecimiento y con las reservas 2P este nivel de producción estaría entre los 600 y 510 MPCD hasta el 2027. Las reservas posibles en la visión de las compañías presentan un aporte marginal hasta el año 2032 y su máximo nivel sería de 36 MPCD en particular por el aporte del campo Gibraltar.

En cuanto a los recursos contingentes estos volúmenes son de una gran importancia y volúmenes significantes. Llegarían a aportar más de 100 MPCD desde el 2020 hasta el año 2030. Existen en los campos Cusiana y Cupiagua del orden de 19 pozos cerrados que se planea ir abriendo desde diciembre de 2018 hasta el 2024 y generarían gran parte de los recursos contingentes proyectados por Ecopetrol en unos 800 giga pies cúbicos.

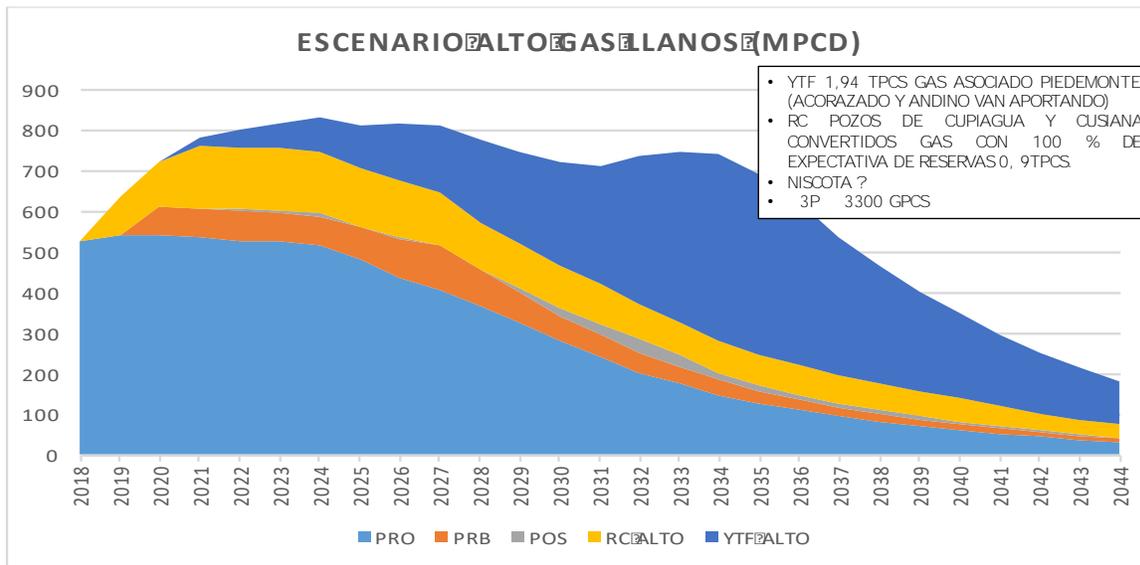
Igualmente se consideran en los recursos contingentes volúmenes asociados a los campos Akacias y Chichimene, el gas asociado podría aportar volúmenes entre 4 y 10 MPCD.

En lo que se refiere al YTF, las expectativas exploratorias para producción de gas van unidas a las expectativas de hallazgos en el piedemonte llanero, con tres campos del tipo Pauto y su relación de gas asociado.

Con los aportes mencionados, se estarían produciendo entre 700 y 800 MPCD en este escenario alto hasta el año 2034 en la Cuenca Llanos.

De igual forma en el campo Hurón en el bloque Niscota existen otros volúmenes que pudieran ser importantes, pero que tienen una limitante, durante el proceso licitatorio las empresas que ganaron la exploración y explotación del bloque ofrecieron el 100 % de la producción de gas para la nación a través de la Agencia Nacional de hidrocarburos.

Figura 9. Escenario alto Gas Cuenca Llanos



Fuente: Cálculos propios

5.1.5 ESCENARIO MEDIO

El escenario medio tiene los mismos componentes que el escenario alto, pero con menores aportes de los recursos contingentes, nuevamente el aporte de los campos del piedemonte llanero son los de mayor importancia.

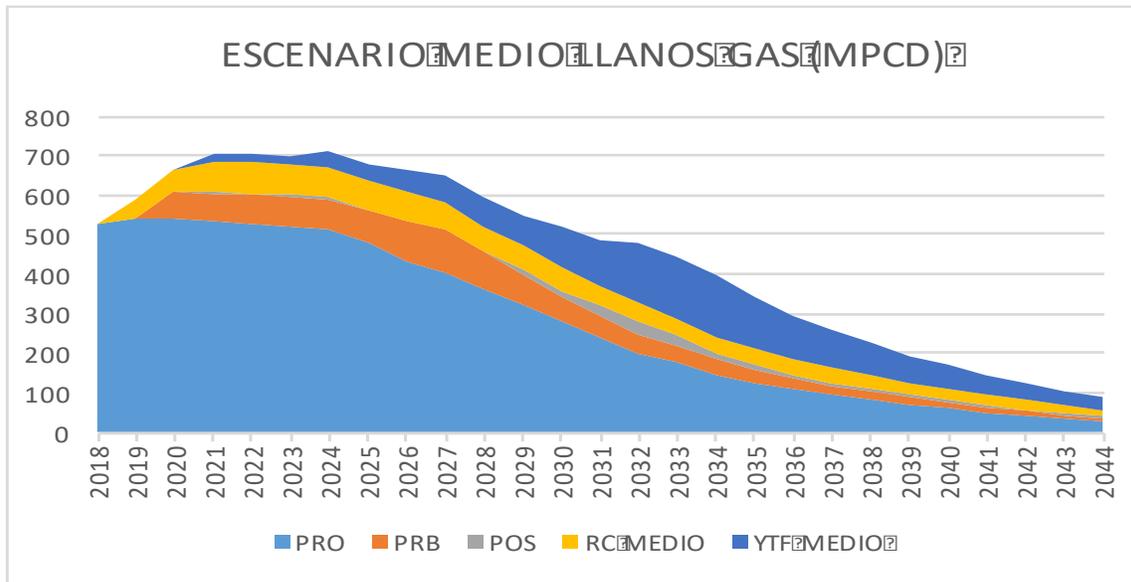
Las reservas probadas, probables y posibles dadas su magnitud y certidumbre permanecen sin variaciones.

En cuanto a los recursos contingentes, el aporte estimado de la apertura de los pozos inactivos del área en Cusiana- Cupiagua alcanzarían la mitad del pronóstico planteado por el operador, desarrollando del orden a 400 giga pies cúbicos.

Para los campos Akacias y Chichimene se tuvo en cuenta la relación gas aceite histórica de estos campos.

En este escenario medio, se mantienen volúmenes del orden de 700 MPCD, hasta el año 2024 para declinar a valores de 500 MPCD en el año 2030.

Figura 10. Escenario medio Gas Cuenca Llanos



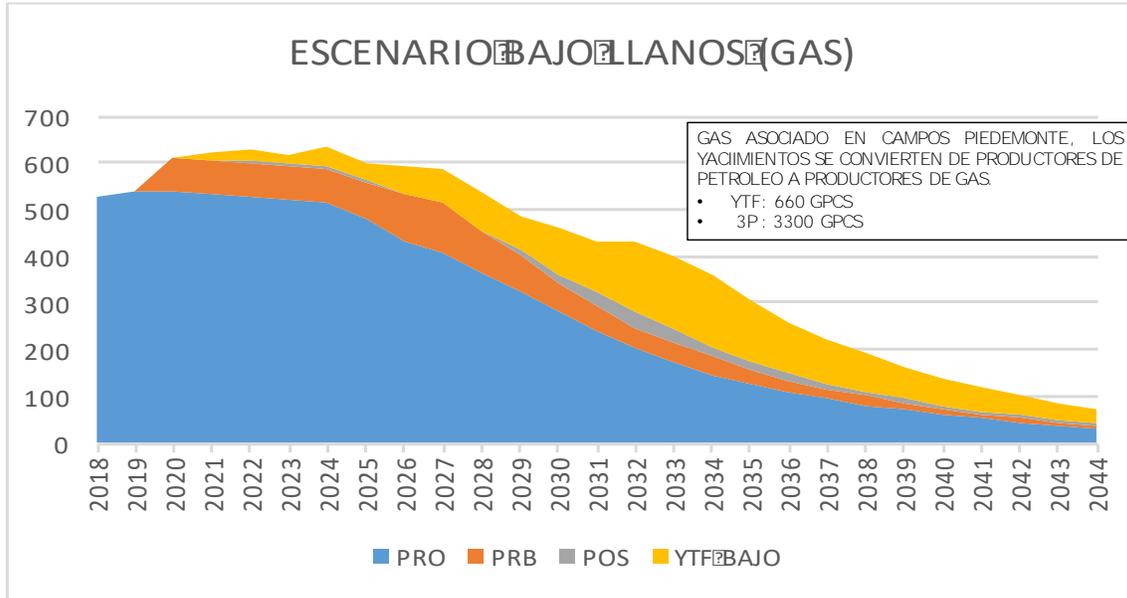
Fuente: Cálculos propios

5.1.6 ESCENARIO BAJO

Para este escenario con respecto al escenario Medio lo que no aparece es la producción de los recursos contingentes. El factor más importante para la no producción adicional de los yacimientos en el piedemonte llanero se daría al superar retos comerciales y de infraestructura, y las diferencias en el precio del propano que hoy no comparte Ecopetrol con las entidades regulatorias. Igualmente, que al 2021 Ecopetrol será el único propietario de los hidrocarburos del piedemonte.

El gas asociado al YTF de los campos Andino y Acorazado, a medida que avance desarrollo será una realidad y se mantiene en este escenario bajo.

Figura 11. Escenario bajo Gas Cuenca Llanos

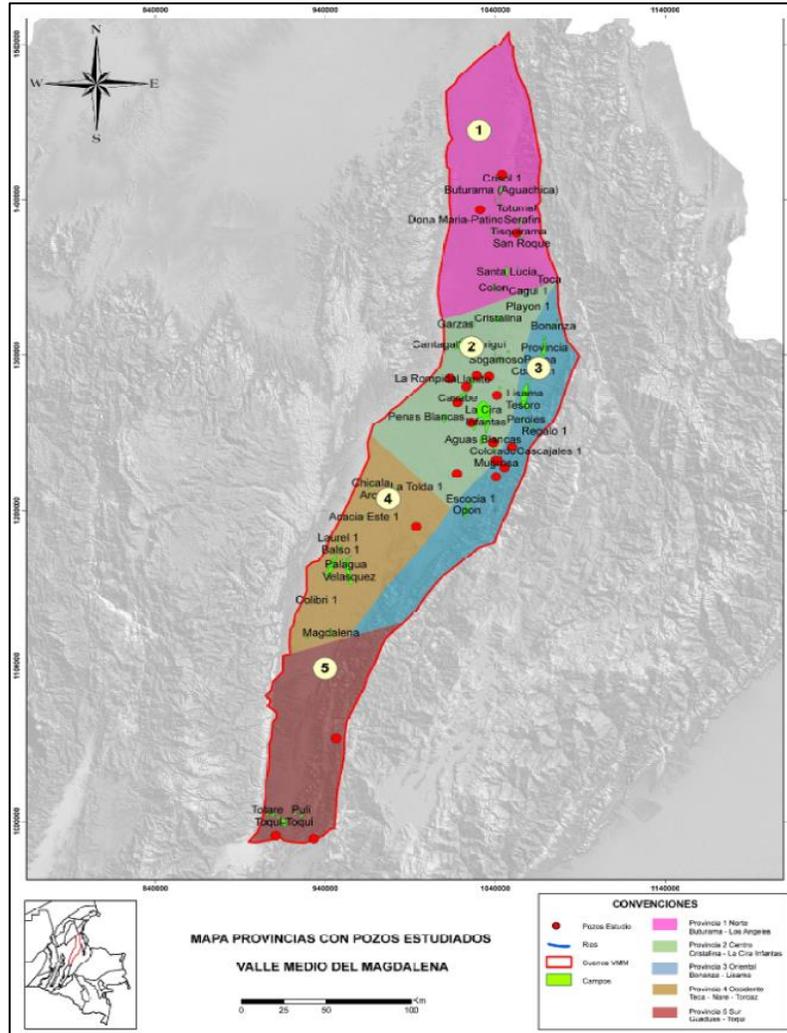


Fuente: Cálculos propios

5.2 CUENCA VALLE MEDIO DEL MAGDALENA

Para la evaluación de la cuenca se evalúan cinco provincias estructurales, Norte que está establecida entre los campos Buturama y los Ángeles, la provincia central que comprende el área entre los campos Cristalina y La Cira, provincia Oriente áreas entre Lisama y Opón, provincia Occidental área de los campos Nare-Teca- Palagua y el área sur Guaduas hasta el límite entre las cuencas VMM y VSM en el campo Toqui-Toqui.

Figura 12. Provincias estructurales del Valle Medio del Magdalena



Fuente: Tomada de ANH-GEMS, 2013

5.2.1 HIDROCARBURO POR DESCUBRIR

Se han realizado varios estudios de YTF (Yet To Find) para las diferentes cuencas colombianas incluyendo la del Valle Medio del Magdalena el presente análisis incluyó los realizados en los años 1998, 2003, 2004, Ecopetrol, en los años 2009, 2012, 2013 y 2014 por parte de la ANH.

El resultado de los hidrocarburos por descubrir (YTF- Yet To Find) de los estudios que la ANH realizó con la UIS (2009), GEMS (2013) utilizaron la metodología de balance de masas y ANH Kuenka (2015) utilizó la metodología de balance de masas combinado con la metodología de fractales, pero los valores P50 de hidrocarburo generado calculado por la

UIS ya fueron superados por el Volumen de Petróleo Original En Sitio (POES) de los campos descubiertos en la cuenca, el estudio realizado en el año 2013 es el estudio utilizado para la proyección de potenciales hallazgos.

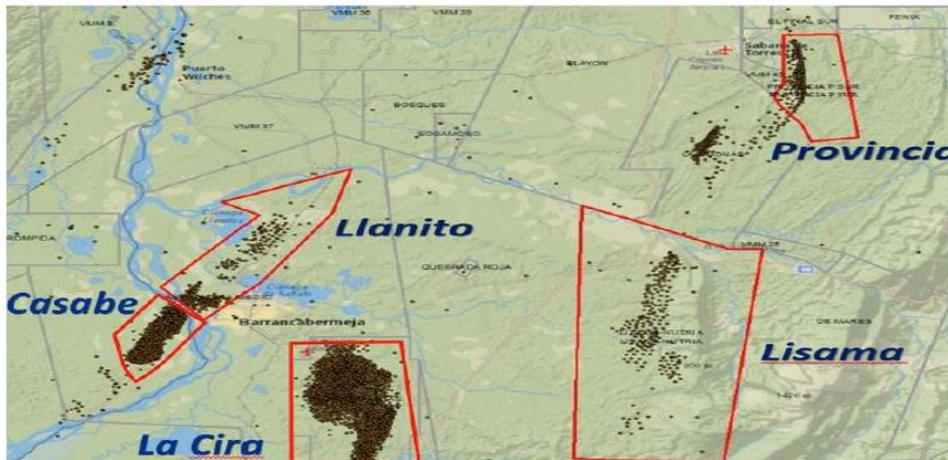
El estimativo planteado en el año 2013 para Hidrocarburos No convencionales es del orden de 132.000 millones de barriles, valor cercano al planteamiento de Ecopetrol en 2017 de un POES potencial de 116 mil millones de barriles, con los cuales un recobro como el planteado en el escenario alto por el presente estudio del VMM de 2,3 billones de barriles, llegaría a un recobro acumulado al 2044 del 1,9 % del POES.

Diferentes estudios en los Yacimientos de Vaca Muerta y los campos de Estados Unidos plantean objetivos de recobro entre el 3 y el 6 %.

5.2.2 YACIMIENTOS CONVENCIONALES

La cuenca del Valle Medio del Magdalena históricamente fue la más importante del país hasta los hallazgos en la Cuenca de los llanos Orientales de los campos de Apiay-Ariari por parte de Ecopetrol y Caño Limón por parte de la compañía Occidental (OXY) en la década de los 80.

Figura 13. Trenes de acumulación campos VMM provincia Central



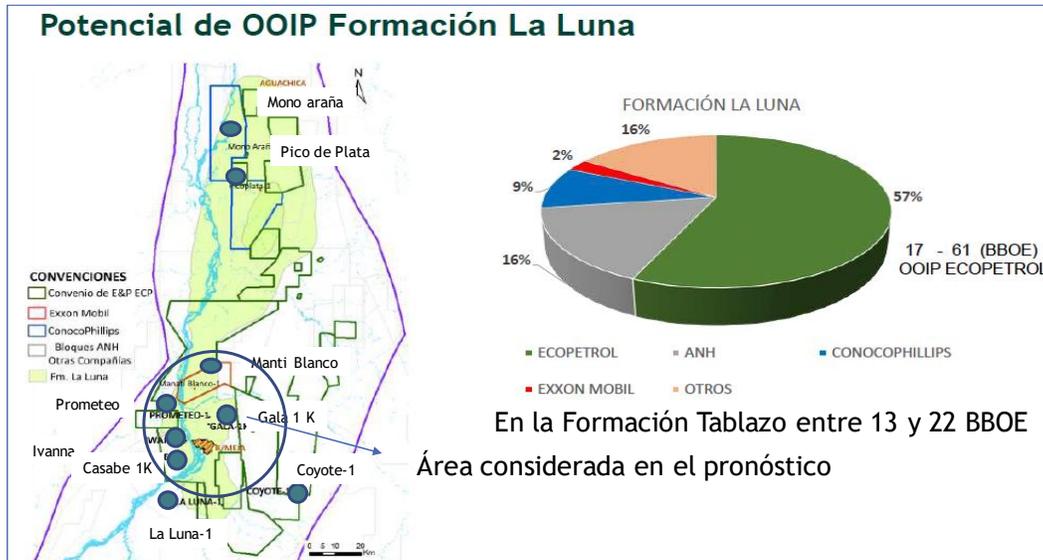
Fuente: Presentación WEB de Ecopetrol septiembre de 2018

En los campos de La Cira, Cantagallo y Casabe se estima un recobro cercano al 20% con una explotación de más de medio siglo y se proyecta que puedan alcanzar recobros en el largo plazo de un 30%. En los campos de los trenes de Llanito-Gala-Galán y Nutria-Tesoro-Peroles el recobro aún está entre el 8 y 15 %, y hay todavía una gran actividad para recuperar las reservas en estas áreas.

En otros campos como Payoya y Provincia se están iniciando proyectos de producción incremental que tienen altas posibilidades de éxito técnico

5.2.3 YACIMIENTOS NO CONVENCIONALES

Figura 14. Potencial de OOIP La Luna, Presentación Estrategia Ecopetrol 2020-2030



Fuente: Presentación ECOPETROL Universidad Nacional 2017

Los estimativos de Ecopetrol plantean entre 17 y 61 billones de POES en la formación La Luna. El valor de 17 billones corresponde a prácticamente todo el POES descubierto en la cuenca (18 billones). El valor de 61 billones es equivalente a un valor un poco superior a todo el POES descubierto en Colombia del orden de 60.000 millones de barriles.

Igualmente, la formación Tablazo en la figura siguiente, tiene una potencialidad importante estimada por Ecopetrol entre 13 y 33 billones de barriles. De esta formación igualmente se estima que se podrían encontrar un 20% de este volumen como gas entre 6 y 20 Terapiques cúbicos.

La figura de las áreas estimadas en la formación La Luna muestra los pozos perforados en la presente década que han entregado información a Ecopetrol y las otras compañías: Mono Araña-1, Pico de Plata-1, Manatí Blanco-1, Prometeo-1, Gala 1 X, Iwana-1, Casabe 1 K y Coyote-1.

Solamente llevando a cabo un piloto con pozos que fracturen la roca generadora se despejarán las dudas en cualquier sentido de la existencia de una posible afectación y se podría mejorar el estimado de recursos de hidrocarburos de este tipo con que cuenta el país en el Valle Medio del Magdalena.

5.2.4 CRUDOS PESADOS CON RECUPERACION TÉRMICA

En la Provincia Occidental de depositación de la Cuenca del Valle Medio se encuentran depósitos de formaciones del terciario sobre el basamento, con formaciones de crudos

pesados entre 11 y 20 API. En Petróleo Original en Sitio, es la segunda provincia de la Cuenca con los campos de Velásquez, Palagua, y los campos de la asociación Nare, en un tren de depositación sobre las fallas de Velásquez y de Nare.

Los yacimientos encontrados tienen un POES del orden de 5.000 MBP, con recobros cercanos al 10% en los campos de la asociación Nare.

En los campos Teca y Jazmín se han llevado a cabo proyectos piloto de inyección continua con vapor exitosos. La disponibilidad de gas para continuar con la fase comercial de los proyectos piloto de inyección continua es la mayor dificultad de adición de reservas. Se estima que por proyecto se requerirían entre 50 y 60 MPCD de gas.

Por último, en la provincia sur no ha habido una mayor actividad exploratoria en el área al sur del VMM, entre los campos Velásquez y Toqui - Toqui. Sin embargo, el reciente hallazgo del pozo Búfalo-1, en la cercanía a Puerto Salgar y Guaduas en Cundinamarca, promete activar esta área de la cuenca con un hallazgo registrado a menos de 4.000 pies con cinco intervalos con petróleo y crudos del orden de 30 API, y gas en la formación Honda que cambian el conocimiento y la potencialidad del área.

5.2.5 ESCENARIO ALTO

Este escenario incluye el desarrollo de los Yacimientos en Roca Generadora (YRG), en los cuales los factores críticos de protesta social y discusiones de impacto ambiental son tan importantes como la misma definición técnica de potenciales.

Ecopetrol plantea la posibilidad de adicionar recursos entre 2,4 y 7,4 billones de barriles. En este escenario se plantean cuatro desarrollos que suman 2,3 billones de barriles en un área equivalente a 3 veces el área actual de La Cira. De llevarse a cabo las pruebas e iniciar la explotación comercial de estos YRGs, el escenario podría ir hasta la explotación de 7 a 8 billones de barriles.

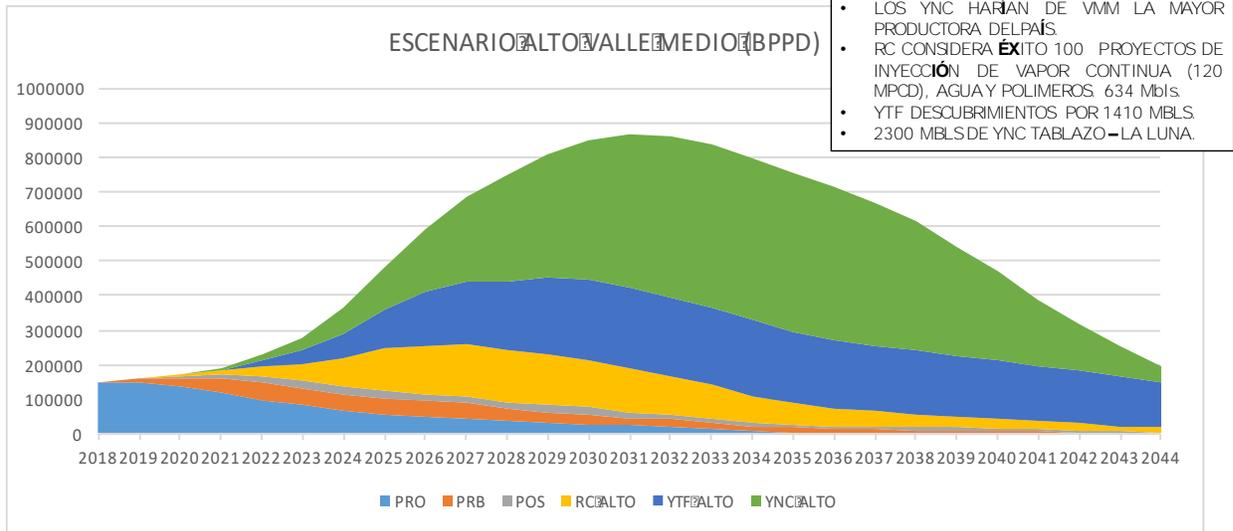
Una decisión contundente de los diferentes actores a favor del desarrollo de estos hidrocarburos implicaría entre 3 y 5 años de pruebas para el dimensionamiento de los yacimientos y su potencial al ser fracturados.

En los recursos contingentes se incluyen: los desarrollos del tren de depositación de los campos Llanito – Gala-Galán y los proyectos de recobro mejorado de la expansión de los proyectos de inyección continua de vapor en el 2020 para Teca y en el 2023 para alguno de los campos de Nare, Jazmín, o Abarco. Igualmente, un proyecto de incremento de recobro en el campo La Cira.

El YTF cuenta con avances concretos de resultados recientes como Búfalo-1, y están los resultados igualmente de Ayombero-1 y Chuirá-3. También existe un área con expectativas, pero poca actividad exploratoria, que es la de las Quinchas que está localizada en medio de los campos Moriche y Chicalá de la Asociación Nare.

Los recursos contingentes producirían unos 640 millones en 25 años, el aporte volumétrico de nuevos hallazgos sería del orden de 1.410 millones, y también se incluye 2.300 millones de barriles de los YNC, o YRG en las formaciones La Luna y Tablazo.

Figura 15. Escenario Alto Valle Medio del Magdalena para Petróleo



Fuente: Cálculos propios

5.2.6 ESCENARIO MEDIO

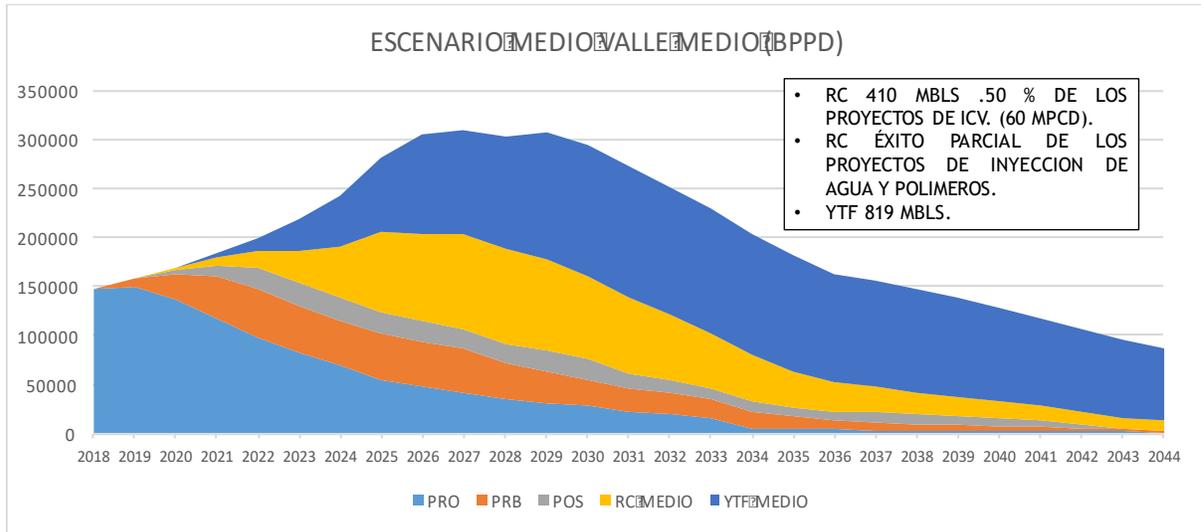
Este escenario Medio o más probable, no incluye volúmenes de YRG, y debería ser actualizado con las eventuales pruebas piloto en los bloques de Ecopetrol, ExxonMobil y ConocoPhillips.

En cuanto a los pronósticos YTF se reducen las expectativas de adición en sus 5 provincias a 819 MBP, a ser descubiertos en los próximos 10 años. Se mantienen las mayores posibilidades de aporte en la Provincia Central asociadas a continuar los trenes de los campos existentes que han tenido buenos resultados, igualmente en el sector Oriental de Payoa y Provincia se puede continuar con exploración cercana. Habría que dimensionar los hallazgos en Ayombero y Chuirá para medir en cuanto se disminuyen los requerimientos de nuevos hallazgos. La provincia Occidental de la Cuenca tiene unas buenas posibilidades en las áreas entre Moriche, Velásquez y Chicalá. En cuanto al área Sur es la expectativa actual de cual es potencial real de Búfalo.

En Los recursos Contingentes en este escenario se contempla un desarrollo parcial de la mitad de la potencialidad en los campos Teca y Jazmín o Abarco en donde el factor de expansión comercial de la inyección continua de vapor es la posibilidad de contar con volúmenes de gas de 30 MPCD por campo. Las expansiones comerciales se consideran en un 75 % de los pronósticos del Escenario alto para los campos Llanito – Gala – Galán y Cristalina, así como la inyección de polímeros en campos de la Cuenca.

En este escenario se mantienen los pronósticos de producción de las reservas probadas, probables y posibles, que incluyen los proyectos actuales de inyección de agua en La Cira, Yariguí- Cantagallo, y la primera etapa de Llanito Gala y Galán.

Figura 16. Escenario Medio Valle Medio del Magdalena para Petróleo



Fuente: Cálculos propios

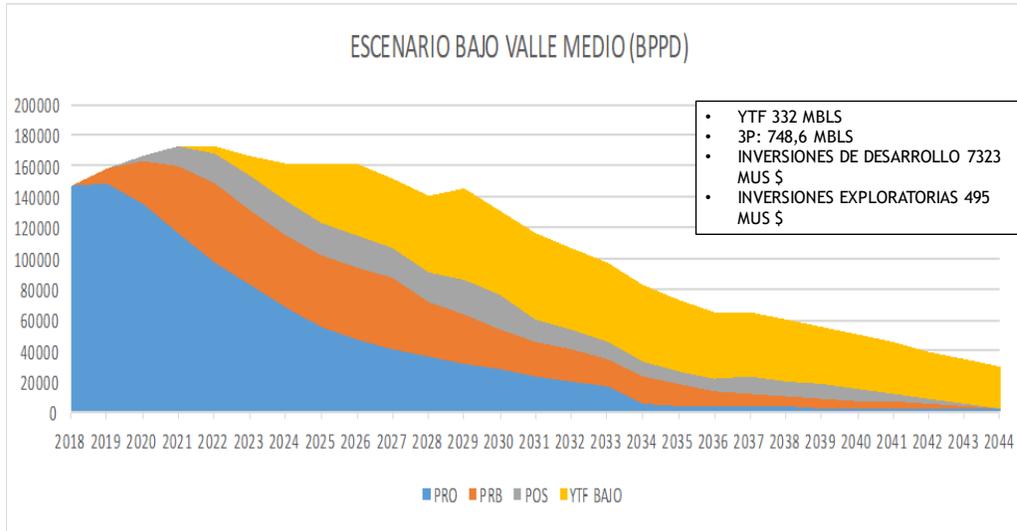
5.2.7 ESCENARIO BAJO

Este escenario contempla para el YTF que logra en 10 años descubrir 341 millones de barriles para ser producidos en los 25 años del análisis, cerca de 34 por año, en los cuales los hallazgos ya realizados en 2017 y 2018 han avanzado en este bajo reto.

En este escenario no realizan desarrollos adicionales en los proyectos de incremento de recobro por inyección de vapor en los campos de Nare y Teca por las limitaciones en la disponibilidad de gas.

Igualmente, no considera los volúmenes asociados a los recursos contingentes de los proyectos de inyección de agua en los campos de los trenes de Llanito- Gala- Galán y polímeros el campo La Cira.

Figura 17. Escenario Bajo Valle Medio del Magdalena para Petróleo



Fuente: Cálculos propios

5.2.8 ESCENARIOS DE GAS

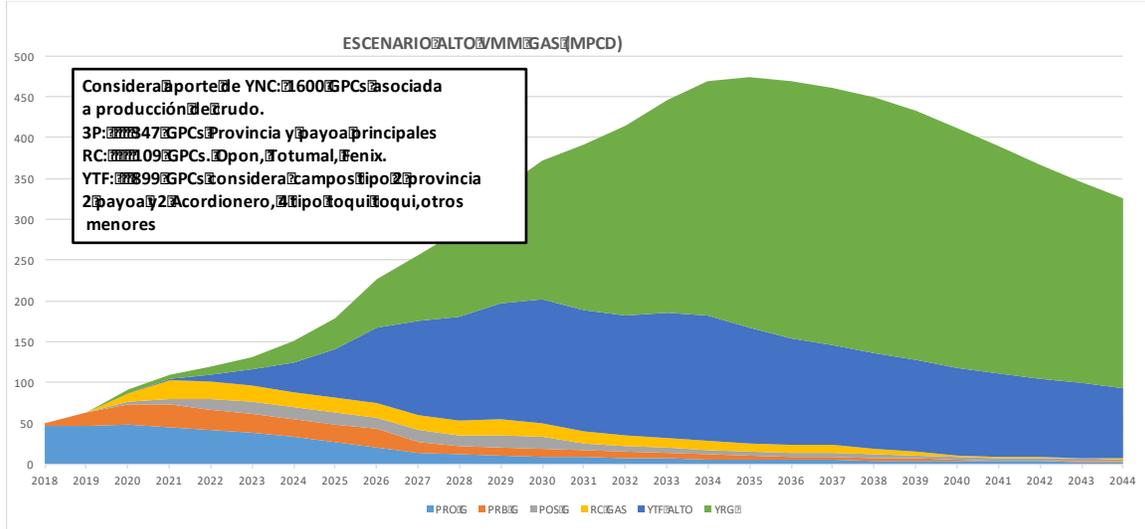
En materia de gas el aporte de la Cuenca a la producción de gas comercial es bajo. De 74 MPCD que se producen, 12 se queman, 14 se utilizan en campo, 34 salen a planta (se transforman) y se entregan directamente a gasoducto 14.

5.2.9 ESCENARIO ALTO

En este escenario, se tienen en cuenta los estimativos de las diferentes empresas reportados en el informe IRR 2017 a la ANH de las reservas probadas, probables y posibles, así como los recursos contingentes. Igualmente, con la relación gas-aceite de los campos tipo a encontrar en el ejercicio de Yet To Find se estimaron los volúmenes proyectados, en donde las expectativas de encontrar yacimientos comerciales en las provincias norte y oriental del Valle Medio, dadas las características históricas de los yacimientos productos son los que aportarían la mayoría de los volúmenes en el YTF.

En este escenario los YRG aportarían a la producción de gas de país hasta el año 2044 1,65 Tera pies cúbicos. Las expectativas del YTF aportarían 0,9 Tera pies cúbicos, y las reservas y recursos 0,45 Tera pies cúbicos.

Figura 18. Escenario Alto Valle Medio del Magdalena para Gas

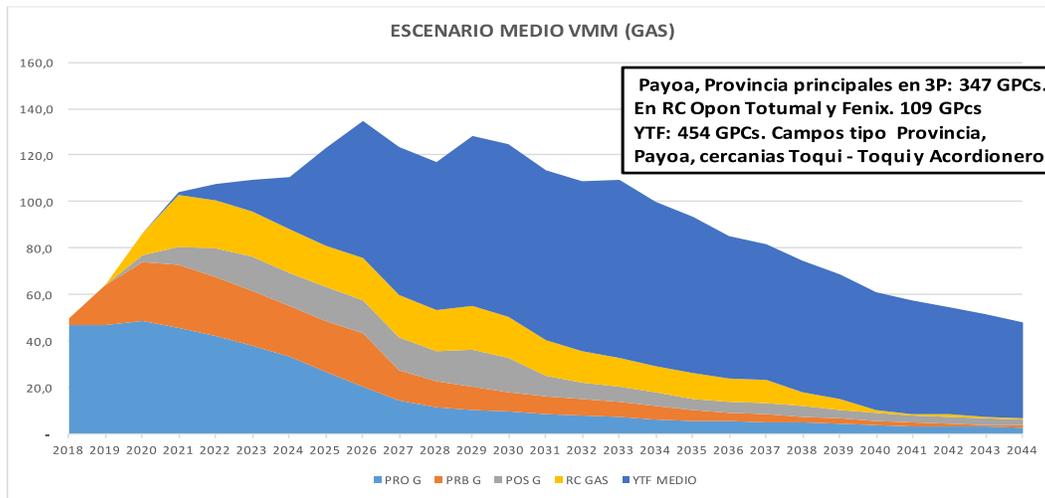


Fuente: Cálculos propios

5.2.10 ESCENARIO MEDIO

El escenario medio no incluye las expectativas de los YRG, que tienen que superar factores críticos de entorno social y discusiones de impacto ambiental de un nivel tan alto como la incertidumbre del potencial de producción. La presencia de la Roca Generadora se ha comprobado con los diferentes pozos perforados al nivel del cretáceo, igualmente su espesor que es de dimensiones importantes. El interrogante para acometer las campañas comerciales de explotación es la productividad de los pozos una vez fracturados y el grado de fracturamiento necesario.

Figura 19. Escenario Medio Valle Medio del Magdalena para Gas

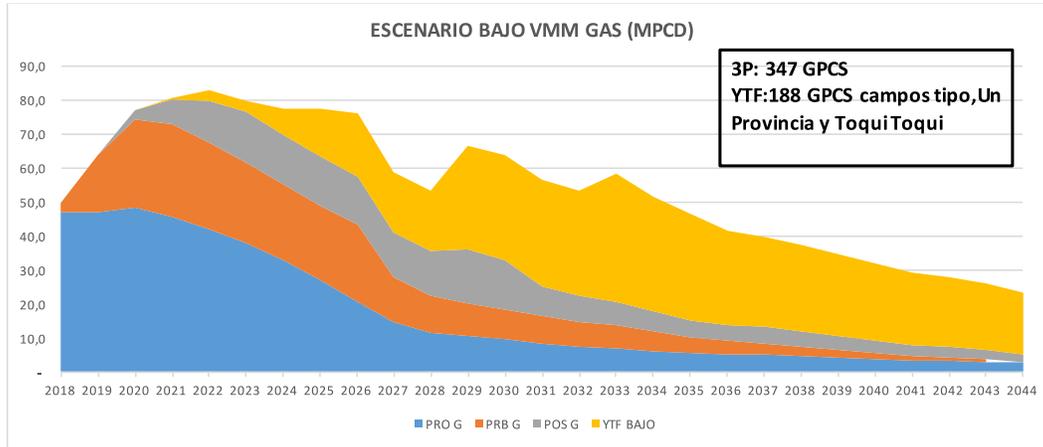


Fuente: Cálculos propios

5.2.11 ESCENARIO BAJO.

Para este escenario, se consideran las reservas 3P reportadas y una actividad exploratoria menor afectada por la inestabilidad en reglas para la actividad que se ven impactadas por las acciones de la comunidad y limitaciones de la legislación ambiental de las corporaciones regionales.

Figura 20. Escenario Bajo Valle Medio del Magdalena para Gas



Fuente: Cálculos propios

5.3 CUENCA CAGUAN - PUTUMAYO

5.3.1 HIDROCARBURO POR DESCUBRIR

Los estudios de YTF (Yet To Find) para las diferentes cuencas colombianas que incluyeron la de Caguán - Putumayo y son parte del análisis son 1998, 2003, 2004, Ecopetrol, y 2008, 2009 y 2012 ANH.

En la cuenca Caguán – Putumayo al 2018 se han encontrado hidrocarburos in Situ (POES – Petróleo Original En Sitio) de 3.905 MBP. Los estudios realizados en la década de los 2.000's dan a la cuenca la probabilidad de encontrar Hidrocarburo – POES - entre 800 y 73 MBP. Sin embargo, desde el año 2005 se han descubierto varios campos con POES cercano a los 350 MBP en el área sur oeste de la Subcuenca Putumayo y se han descubierto dos campos de crudo pesado con POES cercano a 450 MBP en la subcuenca Caguán.

El estudio más actualizado, es el realizado a septiembre de 2018 por las compañías operadoras en la Subcuenca Putumayo, las cuales han calculado un POES (p50) de recursos prospectivos en sus campos de producción superior a 1.200 MBPE y en áreas prospectivas cerca de los campos de producción otros recursos prospectivos por 1.580 MBPE, para un total de 2.780 MBPE, que aplicando un factor de éxito exploratorio del 25%, el hidrocarburo por descubrir sería de 695 MBP.

Para la Subcuenca de Caguán, las compañías han identificado áreas prospectivas en el tren del campo Capella por un valor de 2.220 MBP con un factor de éxito exploratorio de 18%, el hidrocarburo por descubrir sería un POES de 400 MBP.

El gas no es fácil de comercializar por las limitaciones logísticas del área y los pocos asentamientos de comunidades cercanos. Una importante cantidad está unida a la producción de CO₂, y otra no es posible su manejo comercial por las bajas cantidades y costos de comercialización.

5.3.2 EVALUACIÓN DE APOORTE DE RESERVAS Y PRODUCCIÓN DE LA CUENCA DEL CAGUÁN – PUTUMAYO EN PETRÓLEO.

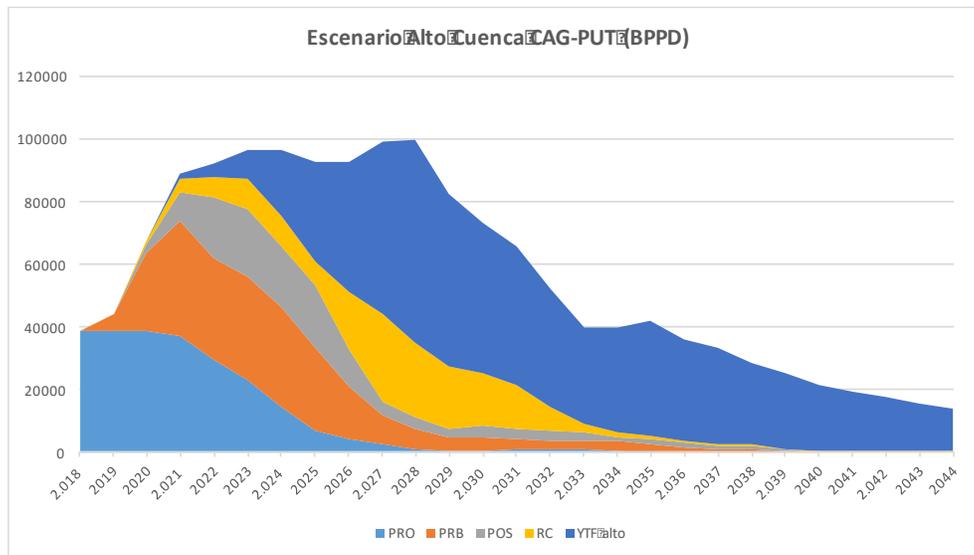
La cuenca de Caguán Putumayo tiene un gran potencial que no se ha logrado determinar en toda su extensión. Diferentes estudios plantean la continuidad de grandes yacimientos encontrados en las selvas de Ecuador y Perú.

5.3.3 ESCENARIO ALTO:

Con este escenario se alcanzaría una producción de cerca de los 100 mil barriles por día. El factor de recobro adicional al recobro actual con las 3P y recursos contingentes sería del 8 %, para llegar a cerca de un 22 % que sigue siendo conservador.

En este escenario se considera que con una actividad exploratoria fuerte se puede encontrar una trampa tipo como la de Capella. Los retos siguen siendo de orden público, y manejo de los impactos ambientales, adicionales a las del desarrollo en medio de comunidades indígenas. En total las reservas que adiciona el escenario serían de 260 millones de barriles.

Figura 21. Escenario Alto Petróleo. Caguán Putumayo



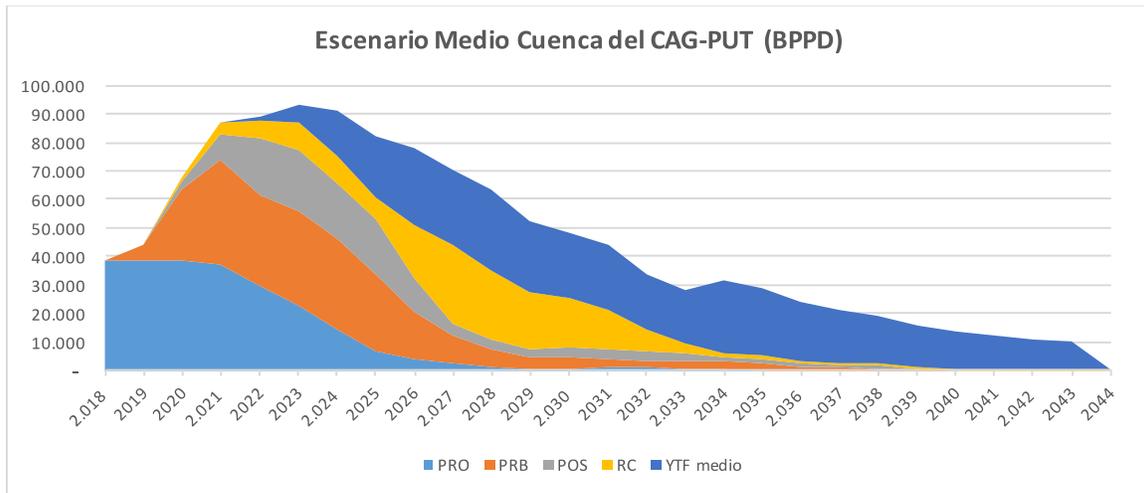
Fuente: Cálculos propios

5.3.4 ESCENARIO MEDIO

El escenario medio considera que las reservas y recursos alcanzan niveles del orden de 90.000 BPPD y la actividad exploratoria ayuda a que en el tiempo se mantenga ese “plateau” por unos 3 años. En este escenario al igual que en el alto los proyectos de incremento de recobro en los campos con mayor petróleo original en sitio como Orito, Sucumbios, Acaeloro, Cohembí y Capella entre otros, son los que llevan el nivel de aporte de nuevas reservas y recursos.

La expectativa de este escenario sobre nuevos hallazgos alcanzaría el hallazgo de hasta 146 millones de barriles

Figura 22. Escenario Medio de Petróleo Caguán – Putumayo

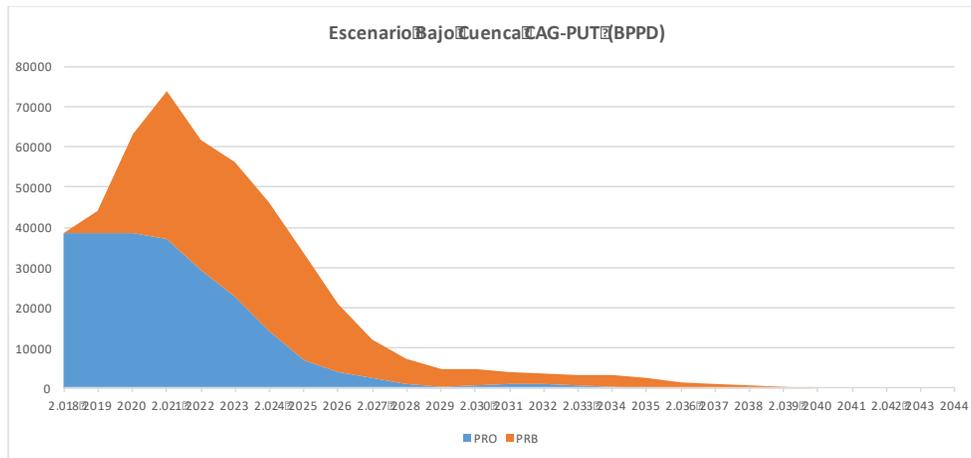


Fuente: Cálculos propios

5.3.5 ESCENARIO BAJO

En este escenario se consideran los pronósticos presentados en el IRR 2017 para las reservas 2P, probadas y probables que podrían llegar a una producción máxima de 70.000 BPPD, para luego declinar fuertemente con un recobro adicional de 4,5 % para un total del 18 % como recobro último proyectado al 2044.

Figura 23. Escenario Bajo Petróleo Caguán Putumayo



Fuente: Cálculos propios

Respecto a los escenarios de producción de gas, por la situación particular de la cuenca relacionada con el contenido de CO₂ en algunos campos y principalmente por su localización geográfica, el potencial de producción de alrededor de 10 MPDC para los próximos diez años.

5.4 CUENCA VALLE SUPERIOR DEL MAGDALENA

La cuenca del Valle Superior es una cuenca de campos medianos y pequeños. Hoy aporta cerca de 40.000 BPPD, el 4,5 % de la producción del país.

El modelo de generación y expulsión para las unidades generadoras Tetuán y La Luna en la cuenca del Valle Superior del Magdalena, presenta una gran incertidumbre relacionada con el modelo de evolución termal de la cuenca, es decir, con los datos de flujo de calor, que se supone debieron ser variables a través del tiempo geológico, si se tiene en cuenta el tipo de cuenca en la cual se enmarca la historia de las rocas generadoras (en ICP, 2004).

5.4.1 HIDROCARBURO POR DESCUBRIR

Se ha incluido a la Cuenca del VSM en los estudios YTF desarrollados por Ecopetrol en los años 1998, 2003 y 2004, y por parte de la ANH en los años 2009, 2012, 2013, 2014 y 2015. Considerando que el que se acerca a la evaluación de potencialidad es el realizado en el año 2015 con una expectativa de 738 Mbls.

La subcuenca con mayor probabilidad de encontrar nuevos campos es la de Girardot, especialmente hacia el sector norte donde hay tres cocinas, Tocaima, Apicalá y El Sapo, a las que estarían relacionados los campos de Abanico y Guando y aún hay un volumen importante por descubrir.

La apuesta en la Cuenca, para adicionar reservas y producción es la de aumentar el factor de recobro en los campos cercanos a la Ciudad de Neiva, en donde desde el año 2013 se han llevado a cabo varios proyectos piloto de inyección con agua y agua con polímeros. También se ha experimentado con inyección de gas y gas alternando con agua o WAG todos estos métodos con resultados técnicos interesantes. Por razones técnico-económicas, el agua y los polímeros para incremento de recobro presentan las mejores condiciones de implementación. En el campo Dina Cretáceo, se lleva a cabo el proyecto de inyección de polímeros y los campos Palogrande, y Cebú harían parte de una posible segunda etapa.

Con las reservas y recursos de los diferentes campos se estima que la producción se puede mantener entre 30 y 40 mil barriles por día. Solamente el YTF podría aportar algunos volúmenes de importancia, en todo caso no se prevén hallazgos de campos con aportes superiores a los 40.000 BPPD. Se estima que hay oportunidades en la subcuenca de Girardot, si se activa la exploración en los límites de esta cuenca con la del Valle Medio del Magdalena, en el área entre los campo Toquí Toquí y Guaduas.

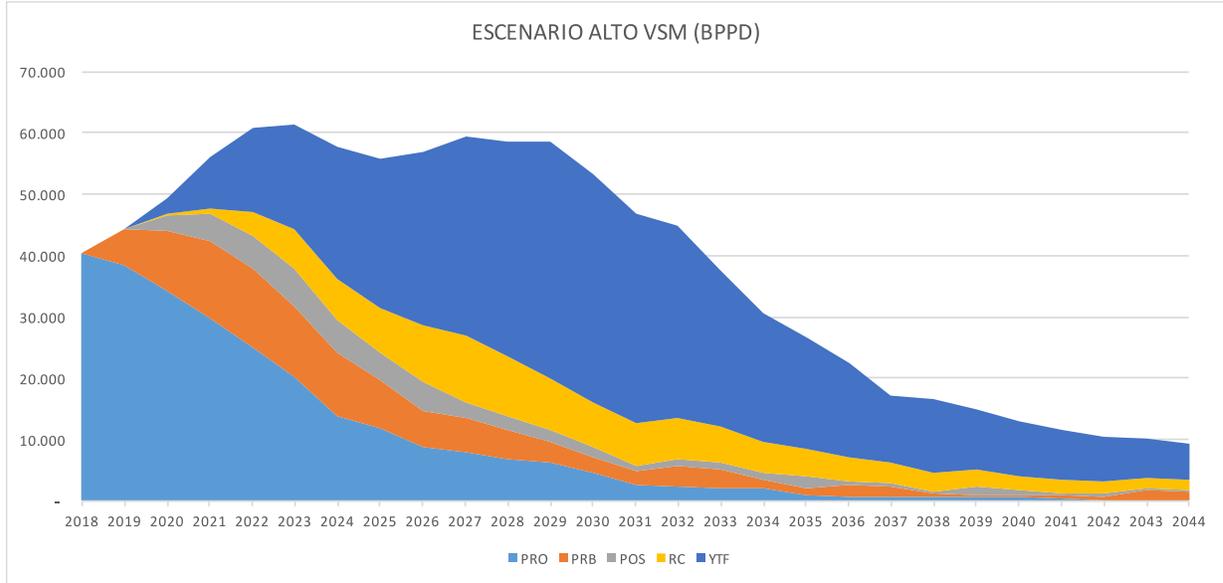
Igualmente, la producción de gas en la cuenca es marginal. La producción comercial alcanza los 16 MPCD, el 0,1 % de la producción nacional.

5.4.2 PROYECCIONES DE PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO CUENCA VALLE SUPERIOR DEL MAGDALENA

5.4.3 ESCENARIO ALTO

El escenario alto en la cuenca del VSM considera la relevancia que tendría una eventual campaña exploratoria, en particular en la subcuenca de Girardot, con un plateau de producción cercano a los 60.000 BPPD hasta el año 2030. El segundo lugar de importancia en los pronósticos de esta cuenca son los avances que tengan los proyectos de incremento de recobro representados en las reservas 3P y los recursos contingentes

Figura 24. Escenario Alto de Petróleo Valle Superior del Magdalena



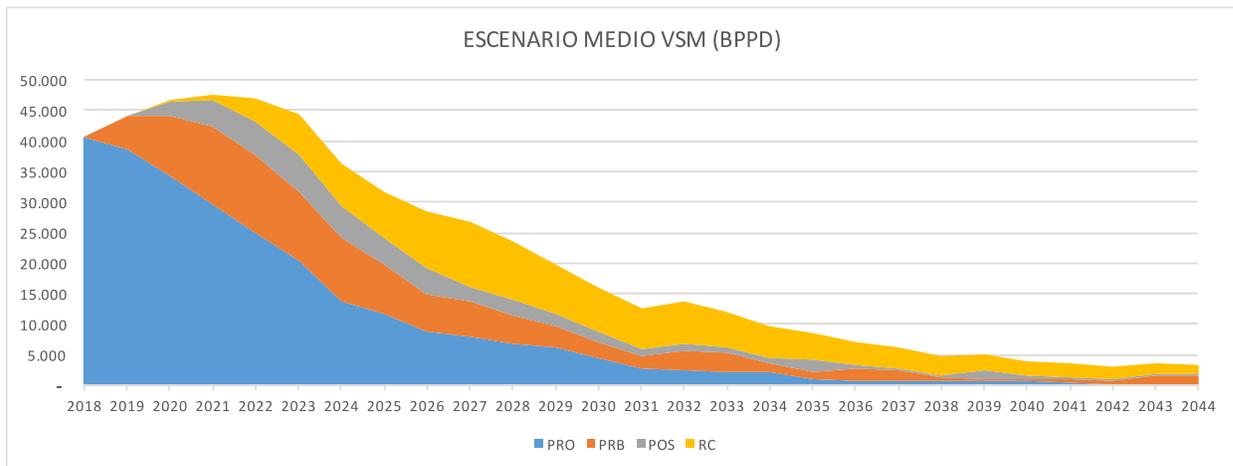
Fuente: Cálculos propios

5.4.4 ESCENARIO MEDIO

El escenario medio, estima que la expansión de los proyectos de incremento de recobro mantendrá volúmenes entre 40 y 45 mil barriles por día.

El factor de recobro consolidado del 23 % de la cuenca es alto para el promedio nacional del 16 % que muestra la madurez en la explotación de los campos, por lo cual se busca la ejecución de proyectos que puedan llevar los campos entre el 25 y 30 % de factor de recobro.

Figura 25. Escenario Medio de Petróleo Valle Superior del Magdalena

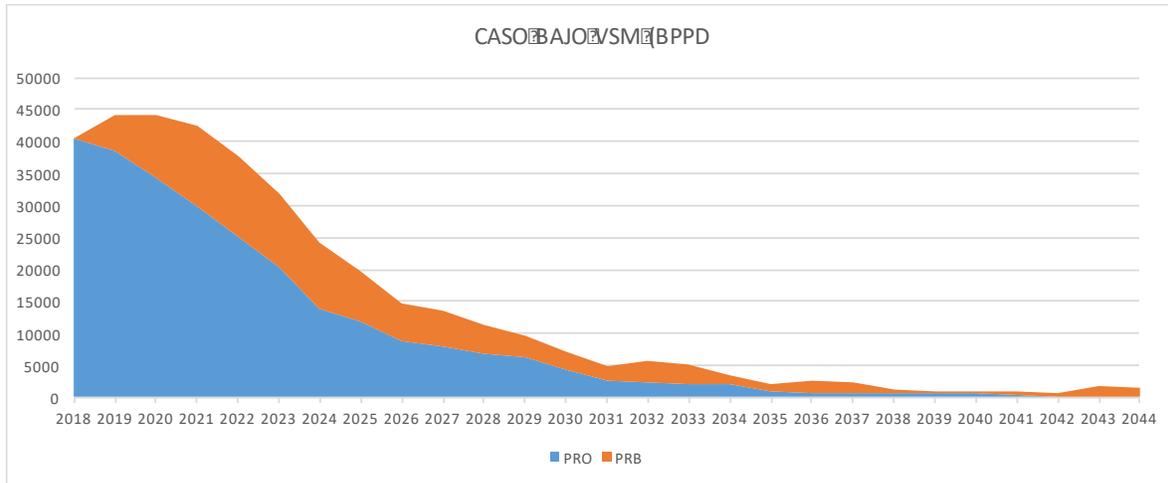


Fuente: Cálculos propios

5.4.5 ESCENARIO BAJO

En el escenario bajo de esta cuenca se consideran las reservas 2P, probadas más probables, en las cuales los proyectos que actualmente se adelantan de incremento de recobro se adelantan parcialmente por caídas del precio del petróleo por debajo de 65 US \$/Barril.

Figura 26. Escenario bajo de petróleo Valle Superior del Magdalena.

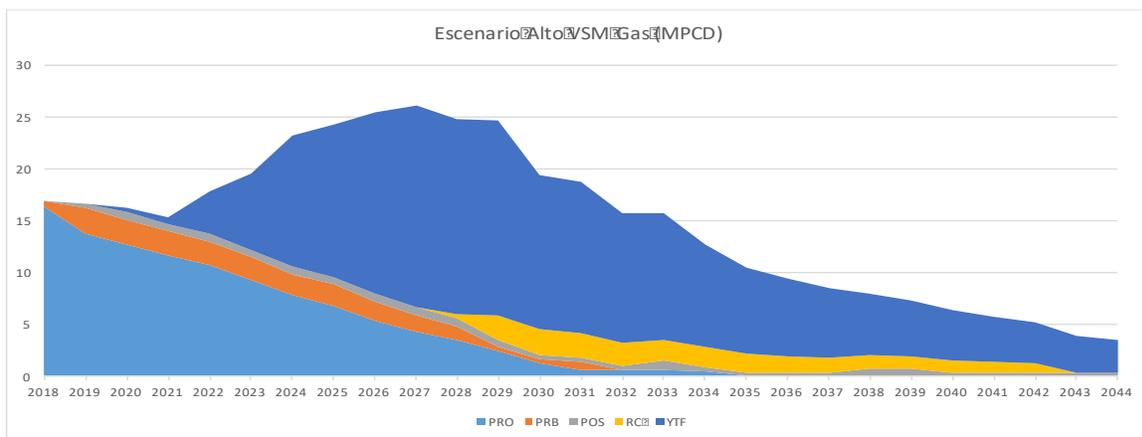


Fuente: Cálculos propios

5.4.6 ESCENARIOS DE GAS.

Como se puede apreciar aun con el éxito en exploración se alcanzaría un aporte máximo de 25 MPCD en el año 2027, en particular si un eventual hallazgo se realiza en un área cercana a los campos Toquí-Toquí y Maná, con alto contenido de gas. Los escenarios Medio y Bajo están por debajo de los 15 MPCD.

Figura 27. Escenario Alto Gas Valle Superior del Magdalena



Fuente: Cálculos propios

5.5 CUENCA CATATUMBO

La cuenca del Catatumbo, siendo una de las cuencas con menor producción en la actualidad en el país, alrededor de 3.000 BPPD, la escasez de información hace que la cuenca sea compleja de valorar. Como lo indica la figura, el área por explorar es mucho mayor al área desarrollada por los campos descubiertos.

Figura 28. Cuenca del Catatumbo



Fuente: Tomada de (Barrero et al, 2007)

5.5.1 HIDROCARBURO POR DESCUBRIR

Los estudios de YTF (Yet To Find) para las diferentes cuencas colombianas incluyendo la del Catatumbo de los mencionados anteriormente se efectuaron en 1998, 2004, 2008, 2009, 2012 y 2014.

El estudio ANH-GEMS (2014), tiene en cuenta que la cuenca del Catatumbo hace parte de la cuenca de Maracaibo en Venezuela. De acuerdo con los resultados del balance de masas habría 4.583 MBPE¹ de hidrocarburo disponible y a 2018 se han encontrado hidrocarburos in

¹ MBPE = Millones de Barriles de Petróleo Equivalente

Situ (POES – Petróleo Original En Sitio) de 3.780 MBPE (1.980 MBPE en la cuenca del Catatumbo y 1.800 MBPE en la cuenca de Maracaibo) y quedarían por descubrir 803 MBPE.

5.5.2 PROYECCIONES DE PRODUCCIÓN DE PETROLEO CUENCA DEL CATATUMBO

Los campos encontrados en 1930s, se desarrollaron sin programas sísmicos completos, guiados por estudios de geología regional. Posteriormente se tomaron líneas sísmicas que mostraron el excelente trabajo realizado sin la información que requerimos hoy para el desarrollo de los campos. Sin embargo, la sísmica alrededor de esos campos Río de Oro, Petrolea y Carbonera 30 o 40 años después mostraron “plays” interesantes que debido al orden público que ha sido crítico desde finales de los años 1970s afectó las operaciones tanto de exploración como de producción.

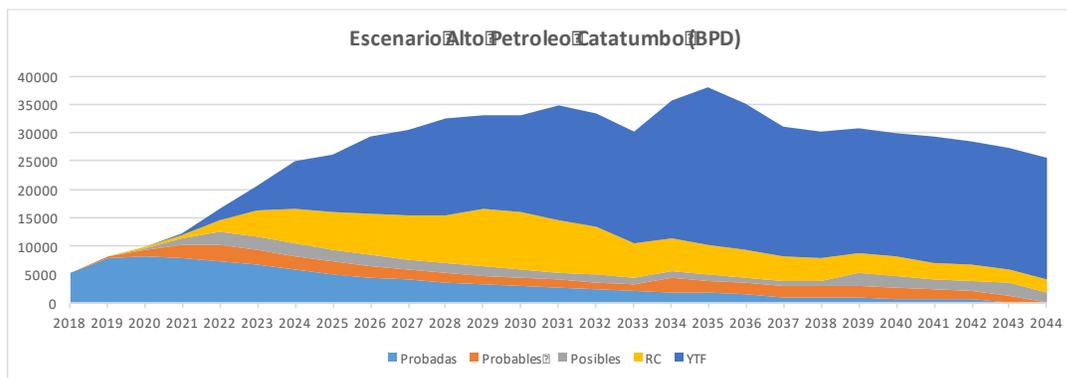
5.5.3 ESCENARIO ALTO

En este escenario se estima que se logran superar los problemas de orden público y se neutralizan grupos armados que no permiten la exploración y producción en la Cuenca y generan además de incertidumbre sobre costos en los pocos campos en operación. Se considera que aun en el mejor de los casos los resultados se apreciarían después del 2021.

En los recursos contingentes se estima que se extiende el proyecto de inyección de agua en el Campo Tibú, y que se reabren a pleno potencial los campos Río de Oro, Puerto Barco y Carbonera - La Silla. Este escenario acumularía 47 millones de barriles de nueva producción con reservas incrementales del 2020 al 2044.

En materia exploratoria, se considera que se logra la adición en producción de 152 millones de barriles de nuevas reservas del 2021 al 2044. Este escenario pondría a la cuenca en niveles de producción actuales de las cuencas Valle Superior del Magdalena y Caguán Putumayo.

Figura 29. Escenario Alto Petróleo Cuenca del Catatumbo



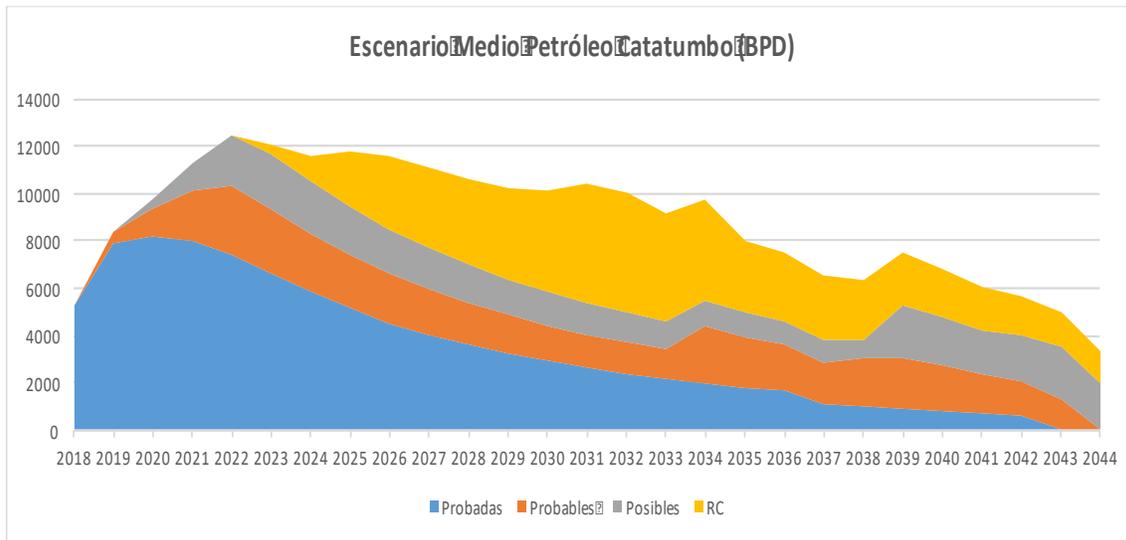
Fuente: Cálculos propios

5.5.4 ESCENARIO MEDIO

En este escenario no se incluyen las proyecciones del YTF, considerando que no se logran actividades que motiven a los inversionistas a realizar inversiones con respecto a las otras cuencas del país a pesar de la potencialidad de la Cuenca.

En Cuanto a los volúmenes de los campos reabiertos de los recursos contingentes y la expansión del proyecto de inyección de agua en Tibú, se consideran la mitad de las actividades e inversiones con un volumen de nueva producción del orden de 23 millones de barriles adicionales. La producción podría alcanzar los 12.000 BPPD.

Figura 30. Escenario Medio Petróleo Cuenca del Catatumbo

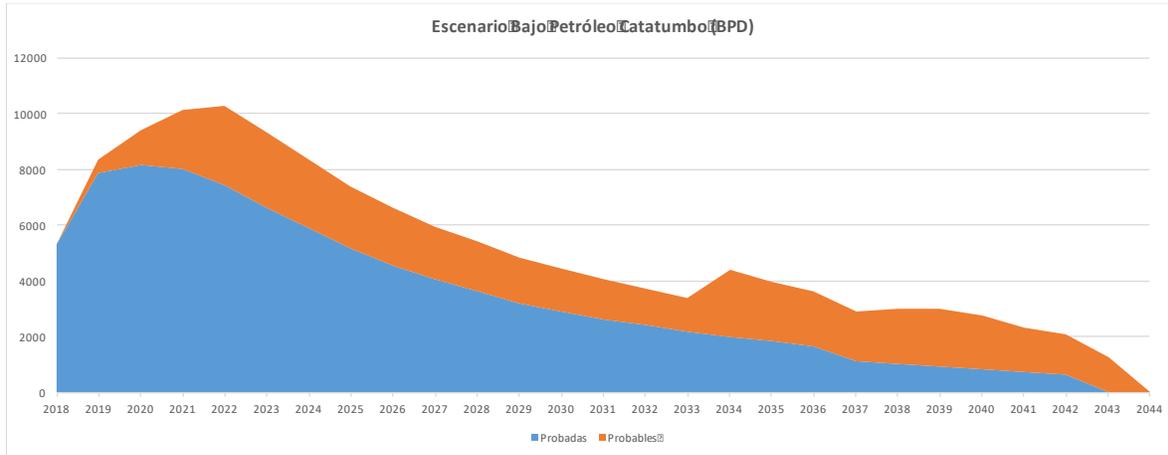


Fuente: Cálculos propios

5.5.5 ESCENARIO BAJO

En este escenario solo se consideran las reservas probadas y probables, no se pueden reabrir los campos cerrados en la actualidad y la expansión del proyecto de inyección de agua en Tibú es conservadora.

Figura 31. Escenario bajo Petróleo Cuenca del Catatumbo



Fuente: Cálculos propios

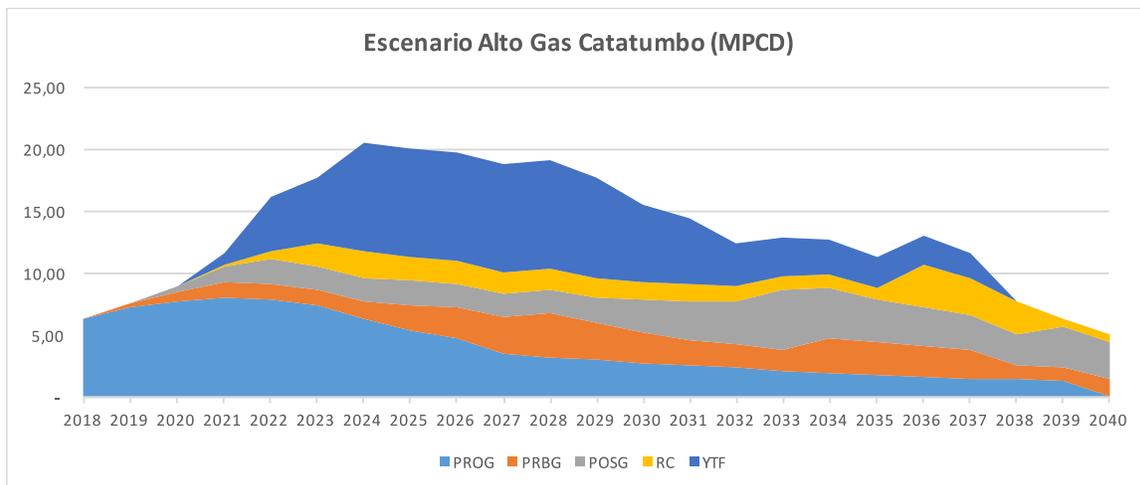
5.5.6 ESCENARIOS DE GAS

El escenario alto considera que la actividad exploratoria en el área entre los campos gas encontrados desde Sardinata a Oripaya, los volúmenes de reservas probables, posibles, los recursos contingentes y el YTF alcanzarían a ser tres veces o más las reservas probadas.

Los recursos y reservas están relacionados con los cuatro campos activos mencionados. El nivel de gas alcanzaría los 20 MPCD en el año 2024.

En Los Escenarios Medio y Bajo, las producciones estarían por debajo de los 12 MPCD.

Figura 32. Escenario Alto Gas Cuenca del Catatumbo



Fuente: Cálculos propios

5.6 CUENCA VALLE INFERIOR DEL MAGDALENA

5.6.1 HIDROCARBURO POR DESCUBRIR

De los estudios de YTF (Yet To Find) para las diferentes cuencas colombianas incluyendo la del Valle Inferior del Magdalena tenemos los realizados en los años 1998, 2001, 2004, 2009, 2012 y 2013, este último un balance de masas que indicaría un total de 933 Mbbls por descubrir.

5.6.2 EVALUACIÓN DE RESERVAS Y PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO Y GAS.

El Valle Inferior del Magdalena fue un importante productor de petróleo en los años 40 por el descubrimiento del campo El Difícil y en los años 50 con los campos Cicuco y Boquete, todos en la Subcuenca de Plato. El Difícil con un POES de 48 Millones de barriles y un GOES de 0,5 terapies cúbicos y Cicuco con un POES de 252 millones de barriles y 0,42 gigas.

El Difícil fue un campo de petróleo con alta relación gas aceite, y hoy 80 años más tarde es un campo de gas con producción de líquidos.

Cicuco y Boquete han producido cerca de 75 millones de barriles, y en gas volúmenes de hasta 50 MPCGD, con planta para separar líquidos. Hoy produce 700 BPPD y se estima un factor de recobro del 19 % que es bajo para un yacimiento de crudo liviano con alto contenido de gas.

La Subcuenca de Plato nuevamente tuvo un hallazgo importante en el año 2000, 50 años después de Cicuco, con el campo La Creciente que ha producido niveles de hasta 60 MPCGD.

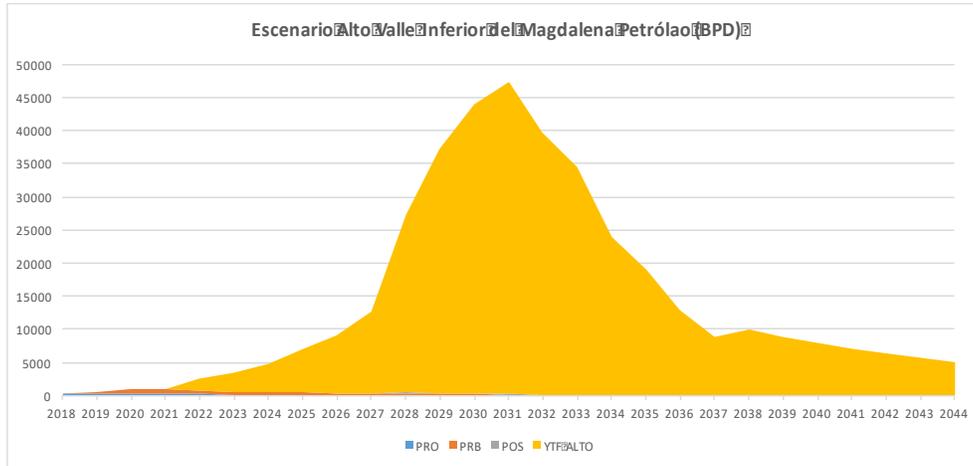
En la Subcuenca de San Jorge en la última década se han encontrado los campos Nelson, Clarinete, Palmer y Pandereta en los bloques La Esperanza y VIM-5 que han venido en un constante crecimiento desde el año 2012 a niveles que ya están cerca de alcanzar los 200 MPCGD, proyectando que pasarán de los 300 MPCGD en el año 2020.

En esta cuenca trataremos de manera conjunta las producciones de Petróleo y gas, con predominio en la producción de este último.

5.6.3 ESCENARIOS DE PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO ESCENARIO ALTO

La producción de petróleo es marginal y en este escenario se toma una campaña exploratoria en particular con mayor énfasis en la subcuenca de Plato con una mayor expectativa de encontrar líquidos. Los resultados igualmente del pozo Plato Profundo en el año 2014 por parte de la ANH entrega información importante para atraer la inversión exploratoria que se necesita para materializar el escenario, que alcanzaría una producción cercana a los 45.000 barriles por día, volviendo a tener producciones como las que tuvo la cuenca entre los años 40 y 50 del siglo pasado, con unas reservas de petróleo a adicionar del orden de 140 millones de barriles.

Figura 33. Escenario Alto de Petróleo VIM

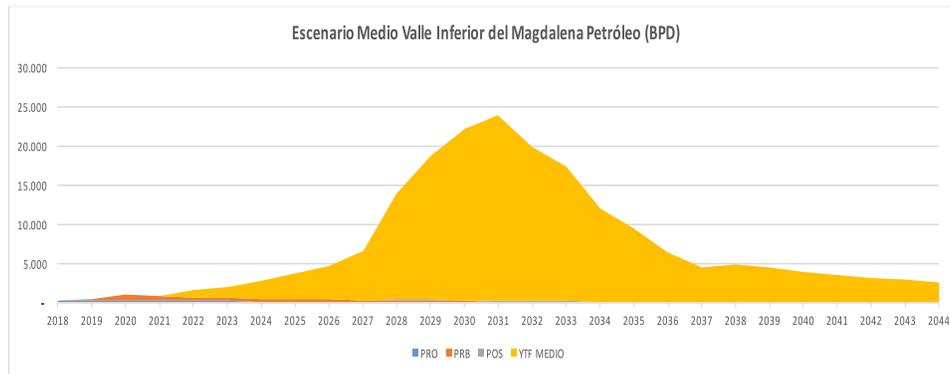


Fuente: Cálculos propios

5.6.4 ESCENARIO MEDIO

En este escenario se lograrían encontrar el 50 % de las reservas a incorporar planteadas en el análisis de volúmenes YTF de 70 millones de barriles y como se aprecia en la gráfica los volúmenes estimados de reservas son marginales.

Figura 34. Escenario Medio de Petróleo VIM

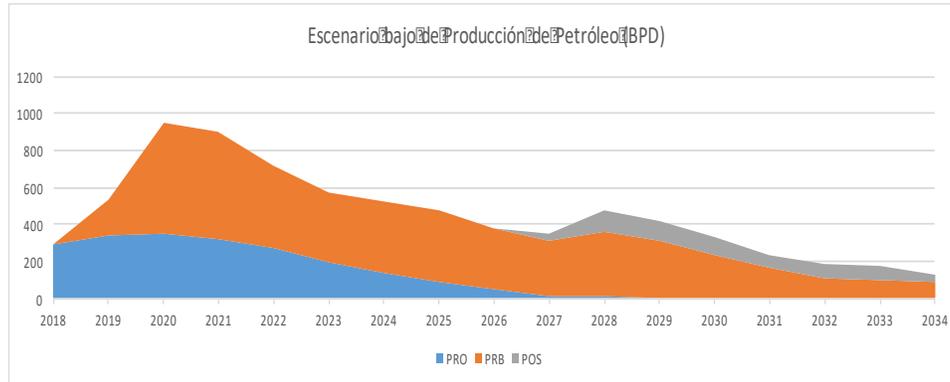


Fuente: Cálculos propios

5.6.5 ESCENARIO BAJO

Este escenario considera solo los volúmenes reportados por los operadores en el informe IRR 2017, en donde no se plantearon expectativas de recursos contingentes para petróleo, dado que el gas es el principal hidrocarburo de la cuenca. En todo caso como producto adicional a la producción de gas los operadores proyectan que de 200 BPPD de producción actual podrían llegar a 900 BPPD en el 2020.

Figura 35. Escenario Bajo Petróleo VIM

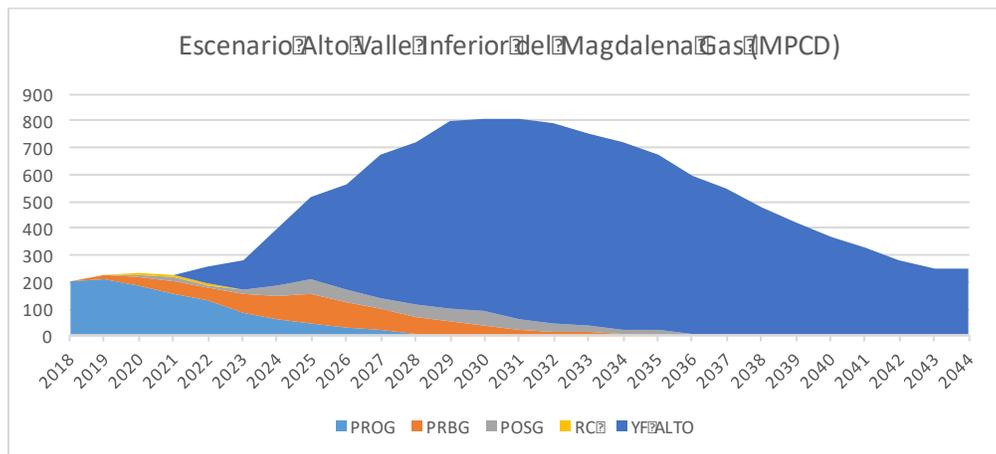


Fuente: Cálculos propios

5.6.6 ESCENARIOS DE PRODUCCIÓN DE GAS. ESCENARIO ALTO

Las dos subcuencas de Plato y San Jorge son igualmente de alto potencial para adicionar reservas de gas. Con las reservas probadas probables y posibles se está alcanzando un nivel de producción cercano a los 200 MPCD. Con la campaña planteada en el YTF se alcanzarían niveles de producción cercanos a los 800 MPCD por lo que estaría compitiendo con las cuencas Llanos y Offshore como las mayores productoras de gas en las próximas décadas.

Figura 36. Escenario alto gas VIM

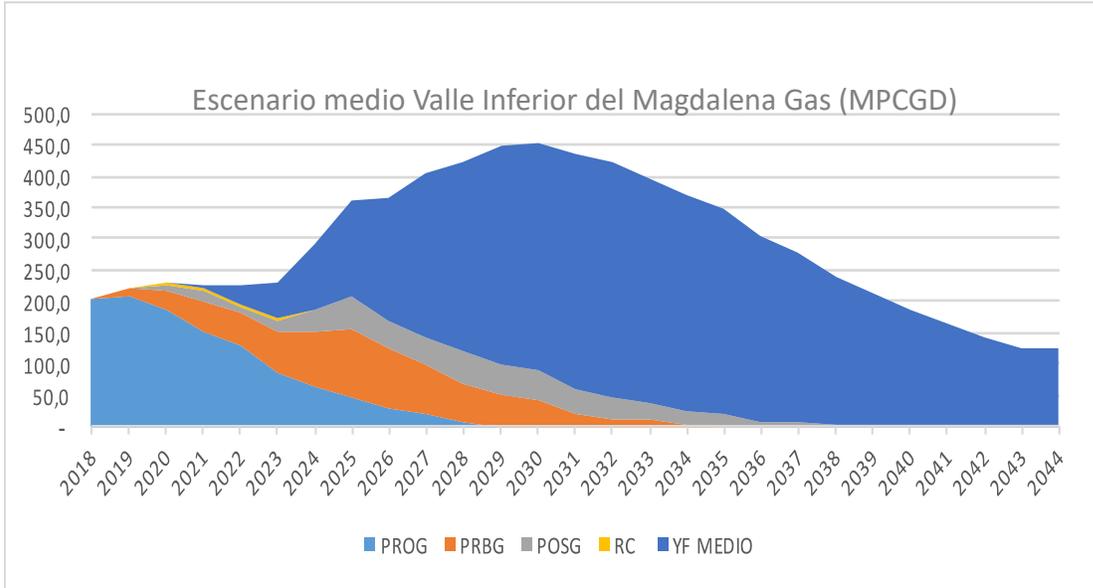


Fuente: Cálculos propios

5.6.7 ESCENARIO MEDIO

Este escenario medio, o más probable muestra cómo se estima que manteniendo el ritmo exploratorio de los últimos años por parte de varias compañías que tienen en la cuenca su principal objetivo, se lograría pasar hacia el 2024 a niveles por encima de los 300 MPCD, y hacia el 2029 superar los 400 MPCD.

Figura 37. Escenario Medio Gas VIM

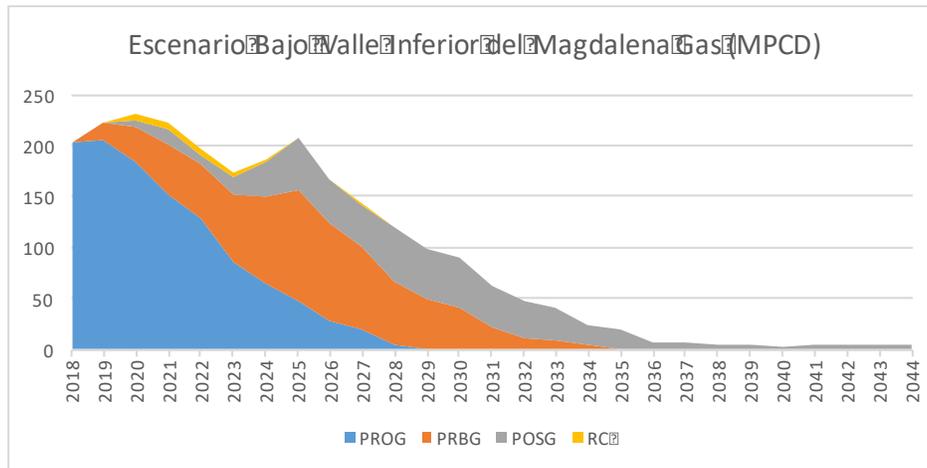


Fuente: Cálculos propios

5.6.8 ESCENARIO BAJO

Al igual que en petróleo, solo se tiene en cuenta la información de reservas y recursos contingentes. Hacia el 2026 se presenta una anomalía en la producción en la gráfica debida a un incremento en actividades en los campos la Creciente, El Difícil y Clarinete contemplados para esos años por los auditores de reservas y que coincide con mejores precios de gas en las proyecciones internacionales que ayudarían a que se adelanten proyectos para hacerlos más rentables.

Figura 38. Escenario Bajo gas VIM



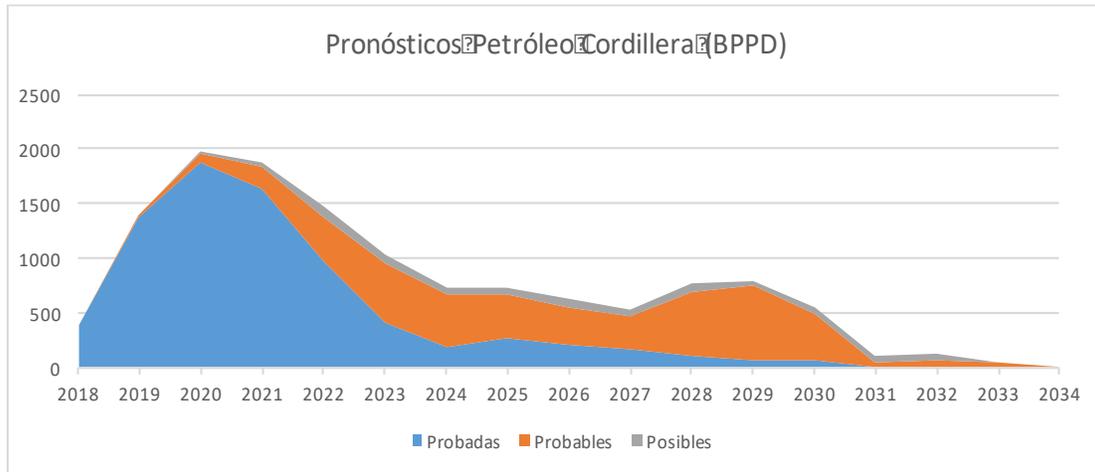
Fuente: Cálculos propios

5.7 CUENCA CORDILLERA

Con la información de la cuenca, su historia exploratoria, su prospectividad y la actividad exploratoria actual, el estimado de producción solo se proyectará con los campos descubiertos a 2018, el campo Bolívar (1989) y el campo Corrales (1990), los cuales inician su producción comercial en 2005 y 2011 respectivamente.

Solo se plantea un escenario de producción, el cual considera recuperar todos los volúmenes asociados a las reservas probadas, probables y posibles reportadas en el IRR 2017, relacionado con los campos Bolívar y Corrales.

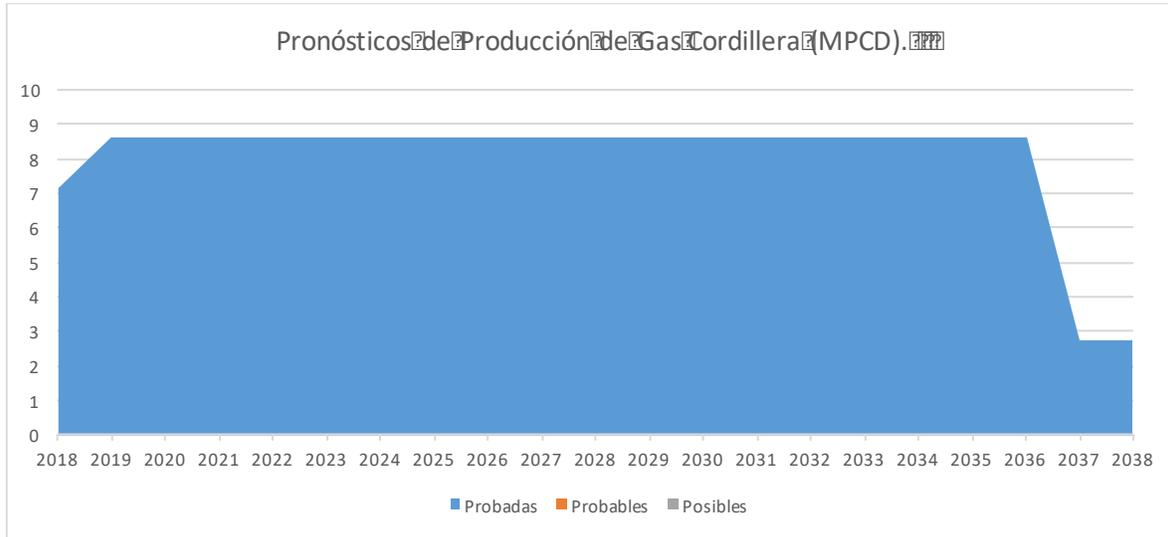
Figura 39. Pronósticos Petróleo campos Cordillera



Fuente: Cálculos propios

El Campo de Corrales es el que más aporta a la proyección por encima de las expectativas en el campo Bolívar en más de un 80 % de los estimativos de producción. Hay muchos interrogantes por definir en la explotación de estas áreas que se plantean dentro de las áreas maduras por parte de la ANH por su participación en el piedemonte llanero y en la cuenca del Valle Superior, pero que en las áreas de la cordillera que no están asociadas a estas cuencas se pueden considerar como cuencas Frontera.

Figura 40. Pronósticos de Gas Cuenca Cordillera.



Fuente: Cálculos propios

En materia de gas el operador de los campos plantea las reservas probadas muy superiores a las opciones probables y posibles, esta información no coincide con el planteamiento de reservas de petróleo asociado en el campo de corrales, y se esperaría un aporte adicional de gas en las reservas probables, se recomienda revisar entre la ANH y el operador que pasa con esos potenciales volúmenes de gas.

La UT Prospección, considera que los campos de Piedemonte están asociados a la Cuenca de Llanos y Guando a VSM y así se incluyeron.

5.8 CUENCA CESAR - RANCHERIA

La cuenca Cesar - Ranchería localizada al NE de Colombia, entre la Sierra Nevada de Santa Marta y la Sierra de Perijá.

5.8.1 HIDROCARBURO POR DESCUBRIR

De los estudios de YTF (Yet To Find) para las diferentes cuencas colombianas incluyendo la de Cesar - Ranchería para yacimientos convencionales están los realizados en 1998, 2009, 2012 y 2014 y para Gas Asociado al Carbón 2012 y 2013.

Dado que los campos comerciales de la cuenca son campos de gas y la actividad exploratoria (Drummond) a 2018 está orientada a Gas Asociado al Carbón, tomaremos el YTF (Yet To Find) de yacimientos convencionales más conservador de 912 MBPE (ANH-GEMS, 2014), a 2018, se ha encontrado el campo de gas Compae, con POES de 1 MBPE (6,4 GPCG), quedando por encontrar 911 MBPE.

Para yacimientos de Gas Asociado al Carbón, tomaremos el valor dado en el estudio de GEMS de 10 TPCG, dado que para el campo La Loma, el operador ha estimado un potencial de reservas de 5 TPCG, superando el cálculo del estudio ANH-U NAL, 2012.

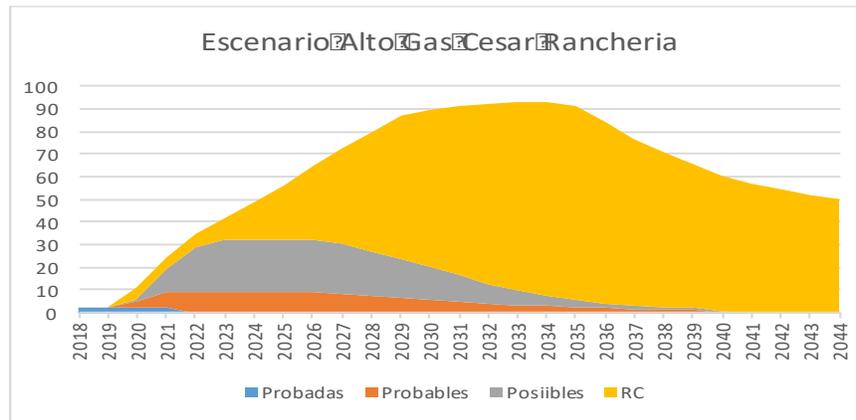
5.8.2 EVALUACIÓN DE APOORTE DE RESERVAS Y PRODUCCIÓN DE LA CUENCA DEL CESAR RANCHERÍA. GAS.

La compañía “Drummond” tiene una gran parte de las áreas con potencial para CBM e hidrocarburos asociados al Cretáceo con condiciones petrofísicas que clasificaría los eventuales yacimientos como no Convencionales, con muy bajas permeabilidades y requerimientos de fracturamiento para su explotación.

Las estimaciones del operador alcanzan los 5 terapiés cúbicos y plantea que sus recursos contingentes RC3 alcanzarían una producción de 90 MPCGD en el año 2029.

Dado que la producción actual de reservas probadas es marginal, y se desarrolla un importante proyecto de evaluación en las áreas asociadas al CBM, se plantea un único escenario, el alto con las reservas probadas, probables, posibles y recursos contingentes planteados en el campo La Loma.

Figura 41. Escenario Alto Cuenca Cesar Ranchería.



Fuente: Cálculos propios

Es deseable efectuar un análisis YTF, un año después de que los pozos en evaluación en La Loma establezcan su producción de gas.

Igualmente, la ronda 2014 de la ANH planteo como cuencas de interés para el desarrollo de CBM a Cesar Ranchería, Catatumbo y Cordillera (Altiplano Cundiboyacense con estimativos entre 10 y 20 Terapiés cúbicos por Cuenca).

5.9 CUENCA SINU – SAN JACINTO

El área considerada se localiza en el extremo noroccidental de Sur América, sobre el noroeste de Colombia, en una zona cuya evolución geológica ha estado estrechamente relacionada con los eventos tectónicos derivados de la interacción entre las placas suramericana (Bloque Andino) y Caribe principalmente, la placa de Nazca y el Bloque Chocó.

5.9.1 HIDROCARBURO POR DESCUBRIR

Los estudios de YTF (Yet To Find) para las diferentes cuencas colombianas que incluyen la de Sinú – San Jacinto son los realizados en 1998, 2009, 2012, 2013 y 2015.

En la cuenca de Sinú-San Jacinto se han perforado 126 pozos exploratorios (97 Onshore y 29 Offshore), de los cuales 41 pozos han tenido manifestaciones de aceite y gas (33 Onshore y 8 Offshore).

Dado que la cuenca no ha tenido producción comercial de hidrocarburos, tomaremos el YTF (Yet To Find) más conservador de 2,650 MBPE (ANH-UIS, 2009), a 2018, se han dado aviso de descubrimiento a 2 pozos Onshore (2015) y 3 pozos Offshore (2015 – 2016) con posible POES (Petróleo Original En Sitio) de 500 MBPE (3 TPCG), quedando por encontrar 2.150 MBPE. Este valor incluye el cálculo de la ANH para los bloques ofertados en 2017 que asciende a 1.712 MBPE.

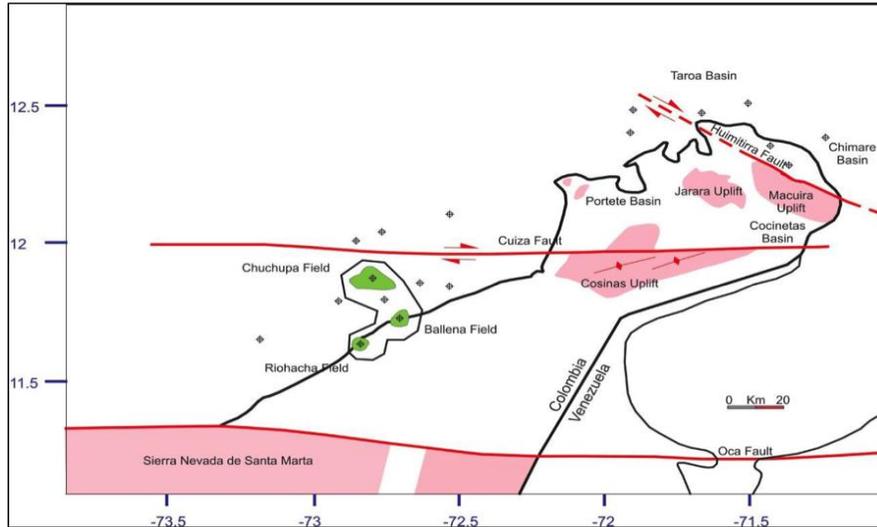
No se cuenta con una información que permita una forma más regular de pronóstico. Se considera que de cumplirse con las expectativas de precios internacionales del gas que incrementan sustancialmente entre 2024 y 2015, desarrollos pendientes de hallazgos en Offshore en donde los costos de desarrollo y explotación sean altos entrarán a producción. Ese es el caso planteado para los hallazgos de la Cuenca Sinú – San Jacinto Offshore, con un planteamiento para el desarrollo de un poco más de 3 terapias cúbicas.

5.10 CUENCA GUAJIRA

La cuenca Guajira se localiza en el extremo norte del territorio colombiano, en la península de La Guajira y cubre parte de la zona de costa afuera sobre el mar Caribe.

La Cuenca Guájira Offshore se extiende desde el litoral colombiano de la península de la Guajira hasta es el frente de deformación de cinturón plegado de Caribe Sur creado por la interacción entre las placas América del sur y la del Caribe; hacia el este el límite es la línea geográfica definida en la frontera Colombia-Venezuela; hacia el suroeste la cuenca va hasta la prolongación del trazo de la falla de Oca (En Barrero et al., 2007).

Figura 42. Elementos tectónicos principales de la Península de la Guajira



Fuente: Tomada de Hocol,(1993) (Citado por Aguilera, 2011)

5.10.1 HIDROCARBURO POR DESCUBRIR

Los estudios de YTF (Yet To Find) para las diferentes cuencas colombianas que incluyeron la de la Guajira fueron los realizados en 1998, 2009, 2012, 2014 y 2015-

El resultado del estudio de hidrocarburos por descubrir (YTF- Yet To Find) de 2014 (ANH-GEMS), tiene en cuenta la cuenca tanto Offshore como Onshore e involucra todos los hidrocarburos descubiertos en la cuenca de la Guajira, por lo que utilizaremos el valor de 2.997 MBPE de hidrocarburos disponibles, a 2018 se ha descubierto un volumen de Petróleo Original En Sitio Equivalente (POESE) de 1,284 MBPE (GOES – Gas Original En Sitio de 7,704 GPCG), quedando por encontrar 1,713 MBPE.

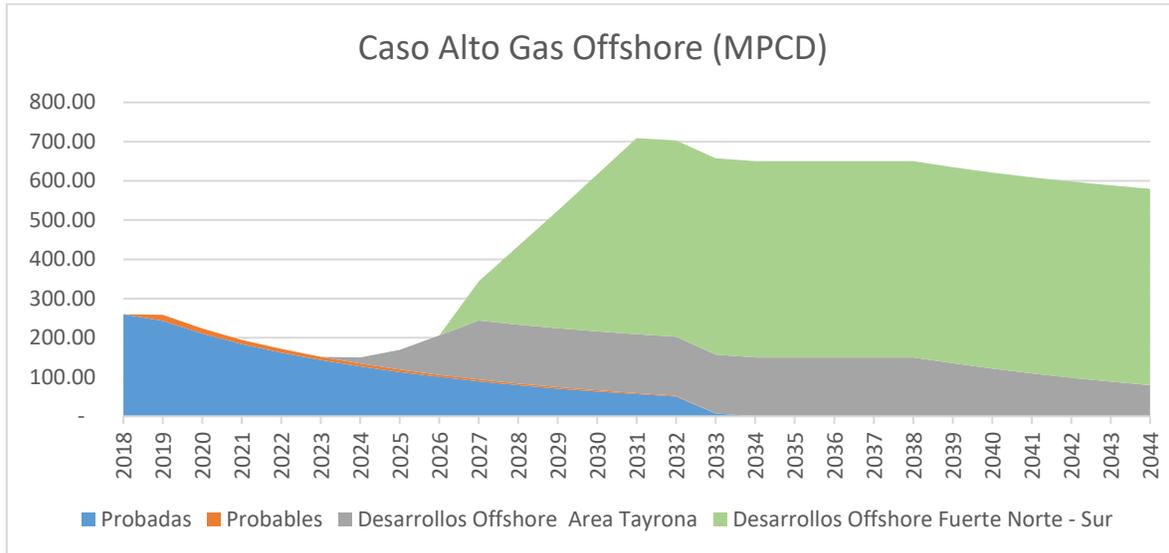
5.10.2 EVALUACIÓN DE APOORTE DE RESERVAS Y PRODUCCIÓN DE LA CUENCAS OFFSHORE. GAS.

El campo Chuchupa está en franca declinación. Los precios internacionales del gas en la actualidad hacen que no sea atractivo un desarrollo offshore de ese hidrocarburo. El crecimiento de la demanda a nivel mundial, con el reconocimiento de que es el hidrocarburo menos contaminante maneja escenarios en los cuales varios de los principales analistas del mercado sitúan en más de 7 US \$/MBTU el precio en cabeza de pozo después del año 2025. De ahí que varios productores y países han congelado desarrollos para el futuro.

Una vez se den las señales del mercado interno y externo se llevarán a cabo los desarrollos de los importantes hallazgos de los últimos cinco años. Para la UT Prospección, la vocación de los volúmenes encontrados en el offshore colombiano en la Cuenca del Sinú San Jacinto son la exportación.

La proyección del escenario planteado es la del desarrollo de 1 Tera en el hallazgo realizado en el Tayrona y de 3,3 Teras en los hallazgos realizados en los Bloques Fuerte. Las Probadas y Probables corresponden los Campos de la Guajira.

Figura 43. Escenario alto de producción de gas en cuencas offshore.



Fuente: Cálculos propios

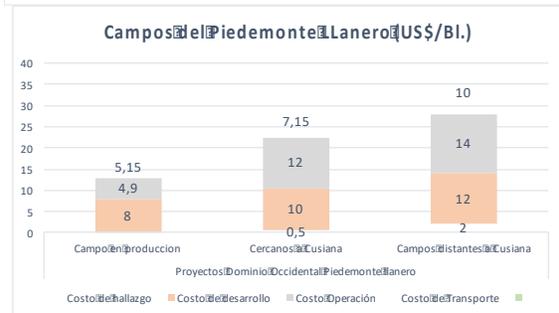
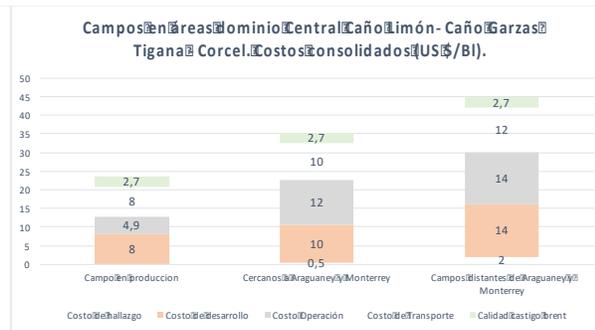
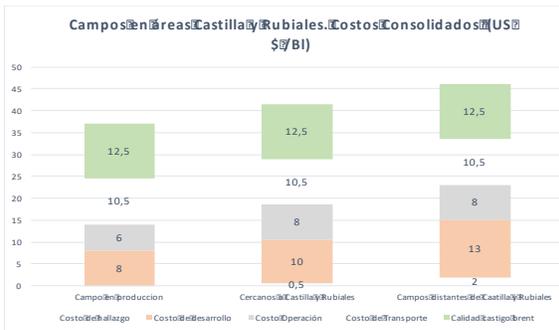
6. COSTOS

Se presenta a continuación un análisis de las principales áreas de producción de petróleo y gas para adición de reservas localizadas en las cuencas que aportarán cerca del 95 % en Petróleo y Gas. Hay que tener en cuenta que en la mayoría de las cuencas el gas está asociado a la producción de petróleo, los costos se manejan asociados a este hidrocarburo y el gas es un ingreso adicional.

6.1 Costos Cuenca Llanos

Es importante visualizar que los campos en producción en las áreas de Castilla, Chichimene, Rubiales y Quifa son los campos con mayor producción del país, con lo cual un costo consolidado de 40 US \$/Bl total es alto, si se tiene en cuenta la declinación futura de los campos, y que no incluye las regalías.

Las estrategias de reducción en los costos de desarrollo, y producción, y las de transporte son claves para incentivar las producciones futuras. En la gráfica se aprecia que el mayor costo de estas áreas es el de transporte, y por esa razón los campos distantes que tiene que adicionar costos de carrotanque para llegar a los puntos de los oleoductos, presentan para nuevos hallazgos costos consolidados del orden de 45 US \$/Bl. se sugiere revisar para



Esta presentación promedio de Costos, con expectativas de rentabilidad de los Operadores del 12 al 20 %, indican atractivo para inversión desde 55 US \$/Bl. Brent, para las áreas de Crudos Pesados y sector Central de Llanos, y de 50 US \$/Bl. para los Descubrimientos en el Piedemonte.

el mediano y largo plazo la utilización de la infraestructura de los grandes yacimientos en los principales campos con su declinación si permiten acuerdos comerciales para las áreas distantes tipo Rio Ariari, CPE-6, CPO-10 y CPO-11 entre otras con campos descubiertos sin entrar a etapa comercial, la cual va a ser difícil sin disponer de opciones.

Otro factor que ayudaría sustancialmente a reducir los costos y a ampliar la rentabilidad en las áreas de Castilla y Rubiales es la de poder verter mayor volúmenes de agua que cumpla especificaciones con biomarcadores como los utilizados en el proyecto ASA (Área de Sostenibilidad Agro-energética), en cercanías de Castilla, dada la calidad del agua que se produce en la mayoría de los campos de estas dos áreas.

La visualización de costos de estas áreas es promedio, existen campos con mayores costos que están en producción, pero volúmenes y costos como los de Tigana, jacana, algunos de Caño limón y descubrimientos cercanos a los campos de Casanare dominan el bajo consolidado de costos.

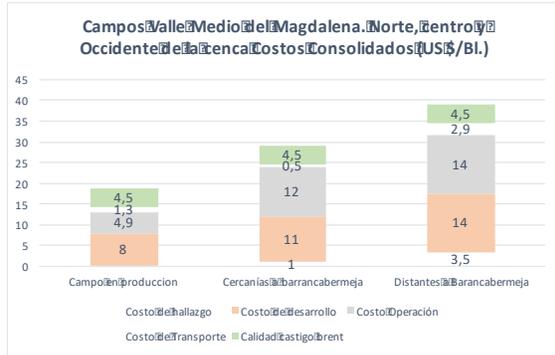
Nuevamente, hay un reto grande para los campos distantes de Araguañey y Monterrey en especial, la mayoría tiene volúmenes por debajo de los 5000 BPPD, lo que genera un costo consolidado cercano a los 45 dólares por barril

En algún momento productores pequeños pensaron en una central de mezclas para unificar manejo y poder de negociación con las empresas de transporte y reducción de costos, el tema es particularmente importante para la inversión futura de exploración en estas áreas.

Tal y como pasa en los otros dos sectores importantes de producción y reservas de la cuenca llanos, la cercanía a los oleoductos, y acceso para el desarrollo de los campos impacta fuertemente el desarrollo de potenciales hallazgo, siendo más fácil la decisión de inversión para la agregación de reservas bajo el concepto de "Brownfield" que se está

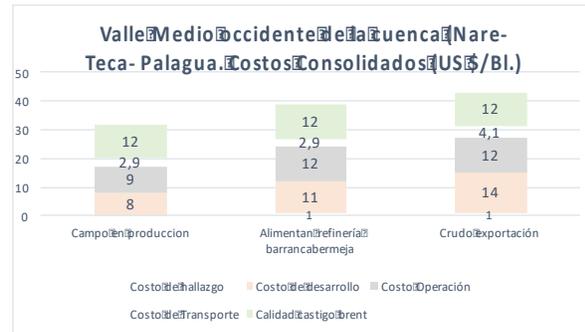
llevando a cabo en áreas como Andino, o el eventual desarrollo de Acorazado como una continuidad de Cusiana – Cupiagua.

6.2 COSTOS CUENCA VALLE MEDIO DEL MAGDALENA



En el Sur entre Velásquez y Toqui - Toqui
Se encontró Búfalo -1.
Si el potencial es superior a 5000 BPPD
La ubicación permite esperar unos costos
Totales cercanos a los 25 US \$/Bl.

Con expectativa de rentabilidad 12 - 20 %
Campos cercanos a Barrancabermeja son
viables a 40 US \$/Bl., distantes con 50
US \$/Bl.
En área Teca- Palagua 55 US \$/Bl. referencia
Brent.



El Valle Medio del Magdalena tiene una ventaja estratégica y su ubicación cerca la principal refinería del país, e igualmente con acceso a los oleoductos que llegan a Coveñas para exportar con tarifas de transporte bajas.

Aun los campos distantes de Barranca tienen campos consolidados por debajo de los 40 US \$/Bl. Con las rentabilidades objetivo como las mencionadas de 15 y 20 %, el precio para toma de decisión de inversión está en el orden de los 50 US \$/Bl.

Los campos que están distantes en el occidente y el norte tienen un valor agregado adicional como pasa en los campos Payoa y provincia que generalmente, están acompañados de una importante relación gas- aceite y el gas se constituye en un ingreso adicional para estos campos.

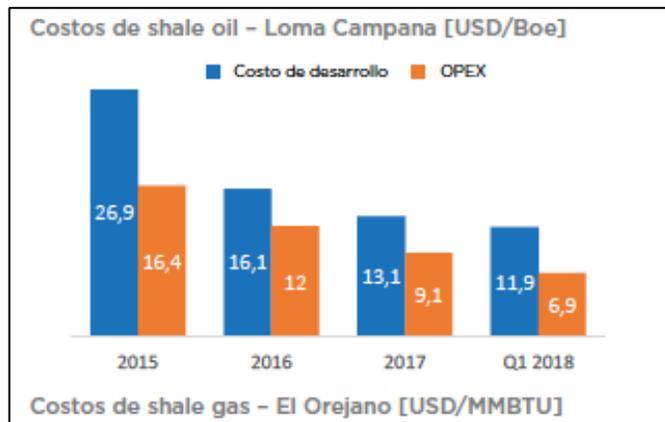
Esta ubicación estratégica es igualmente vital para proyectos como los de los Yacimientos No Convencionales, con accesos de transporte de equipos y materiales fundamentales que se pueden mover por carretera, ferrocarril, vía fluvial y área, esta es una ventaja de esta cuenca contra la más importante actualmente la cuenca llanos, por qué es logísticamente más económica.

Está área produce con recuperación térmica por inyección de vapor y su desarrollo depende de la disponibilidad de gas natural para la generación. Por esa razón a pesar de su cercanía a Barrancabermeja y Coveñas con costos de transporte inferiores a cinco dólares, sus costos de operación y el castigo por calidad por alto azufre y metales hacen que se eleven los costos.

Esta área requiere para los nuevos proyectos de inyección continua, por el costo adicional de gas y con expectativas de rentabilidad mencionadas anteriormente precios del orden de los 55 US \$/Bl.

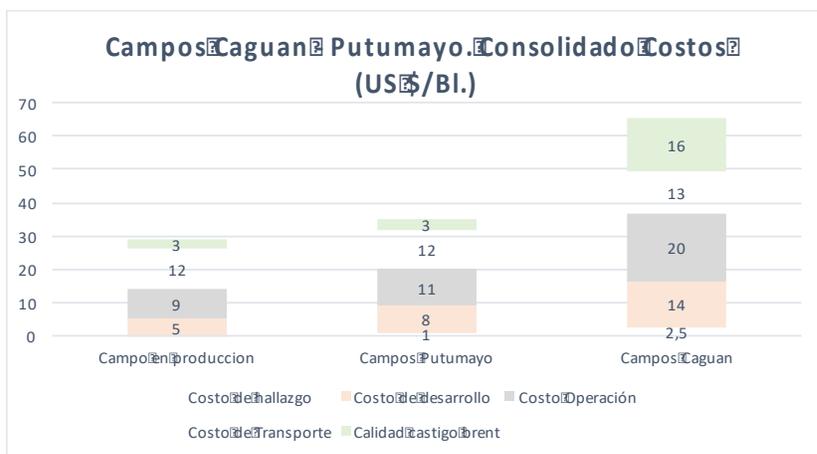
Los yacimientos No Convencionales si se logran superar los retos actuales tiene como referente más cercano, los avances en optimizar costos de Vaca Muerta en Argentina.

Figura 44. Costos del Yacimiento Vaca Muerta en Argentina



Fuente: Javier Iguacel Ministro de Energía de Argentina. Agosto de 2018

6.3 Costos Cuenca de Caguán – Putumayo



Con rentabilidades del 12 al 20 % y estrategias de costos actuales campos del Putumayo con decisión de inversión con 50 US \$/Bl. Campos a encontrar del área de Caguán requieren más de 75 US \$/Bl.

Se aprecia la gran diferencia en costos entre los campos de la Subcuenca del putumayo y de la Subcuenca del Caguán, además de los retos logísticos de esta última, la calidad de su petróleo, lo hace el área con potencial que tiene mayores retos de costo y requiere precios altos mayores a los 75 US \$/Bl.

7. BALANCES OFERTA DEMANDA DE CRUDO Y GAS

En el siguiente análisis se revisará para cada uno de los escenarios de oferta de crudo y gas la suficiencia para abastecer la demanda interna tanto de las refinerías como de los diferentes usuarios de gas natural.

7.1 BALANCES OFERTA DEMANDA DE CRUDO

Para la construcción de las curvas se tendrá en cuenta la carga estimada para las tres principales refinerías del país y los volúmenes producidos en los escenarios alto, medio y bajo.

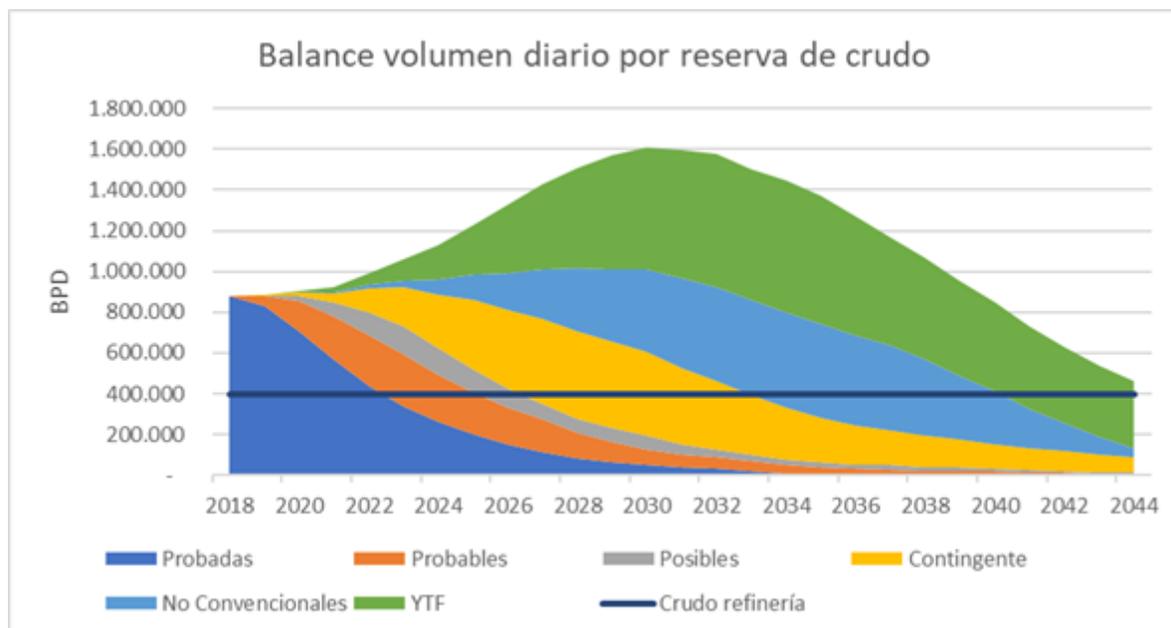
La carga a las refinerías se estima durante todo el periodo de análisis, así:

- Refinería de Barrancabermeja: 225.000 BPPD
- Refinería de Cartagena: 160.000 BPPD
- Hidrocasanare: 10.000 BPPD

7.1.1 BALANCES OFERTA DEMANDA DE CRUDO ESCENARIO ALTO

En este escenario el crudo producido es suficiente para abastecer la carga a las refinerías durante todo el periodo de proyección y quedan excedentes para exportación.

Figura 45. Balance oferta – demanda de crudo País– Escenario alto – BPPD



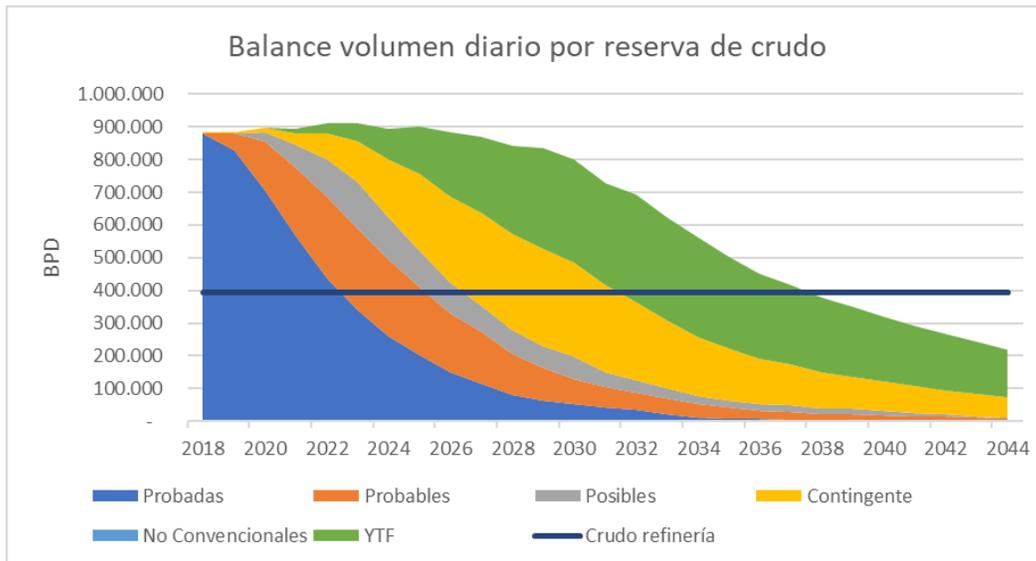
Fuente: Cálculos propios e información ANH

Es el único escenario de adición de reservas de crudo que requiere la Construcción de un oleoducto de 24” entre Galán - Ayacucho - Coveñas por un valor total de MUSD 732.

7.1.2 BALANCES OFERTA DEMANDA DE CRUDO ESCENARIO MEDIO

En este escenario el crudo producido es suficiente para abastecer la carga a las refinerías hasta el año 2038 y quedan excedentes para exportación. A partir de ese año empieza la importación de crudos para completar la carga a las refinerías.

Figura 46. Balance oferta – demanda de crudo País– Escenario medio – BPPD

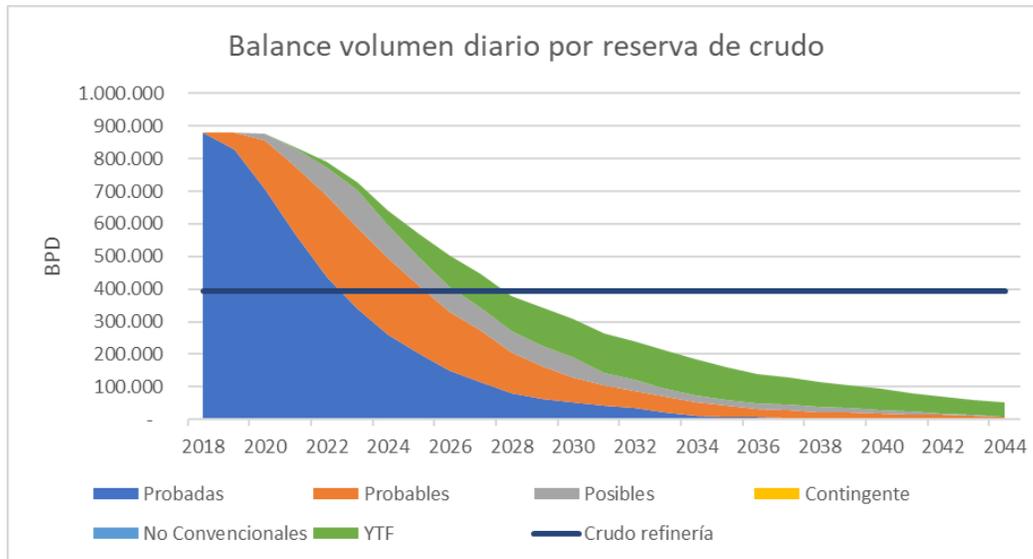


Fuente: Cálculos propios e información ANH

7.1.3 BALANCES OFERTA DEMANDA DE CRUDO ESCENARIO BAJO

En este escenario el crudo producido es suficiente para abastecer la carga a las refinerías hasta el año 2028 y quedan excedentes para exportación. A partir de ese año empieza la importación de crudos para completar la carga a las refinerías.

Figura 47. Balance oferta – demanda de crudo País– Escenario bajo – BPPD



Fuente: Cálculos propios e información ANH

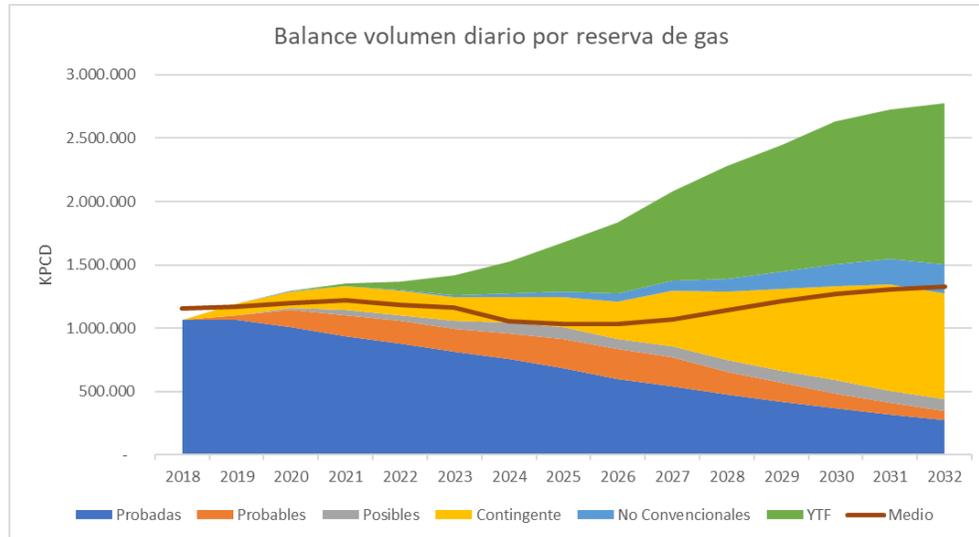
7.2 BALANCES OFERTA DEMANDA DE GAS.

Para la construcción de las curvas se tendrán en cuenta las proyecciones de demanda alta, media y baja que presentó la UPME en junio de 2018 en su plan de gas y los volúmenes producidos en los escenarios alto, medio y bajo. Por solo disponer datos de demanda hasta el año 2032, el balance se hará hasta ese año.

7.2.1 BALANCES OFERTA DEMANDA DE GAS ESCENARIO ALTO

En este escenario el gas producido es suficiente para abastecer la demanda de gas en todos los escenarios (alto, medio y bajo) durante el periodo de proyección (hasta 2032) y quedan excedentes para exportación.

Figura 48. Balance oferta – demanda de gas País– Escenario alto – KPCD



Fuente: Cálculos propios e información ANH

Los requerimientos de infraestructura serían:

Cusiana – Porvenir – La Belleza de 300 MPCD con una longitud de 224 kilómetros y un diámetro de 16” con una inversión total de MUSD 176.

La Belleza -Vasconia de 250 MPCD con una longitud de 92 kilómetros y un diámetro de 16” con una inversión total de MUSD 80.

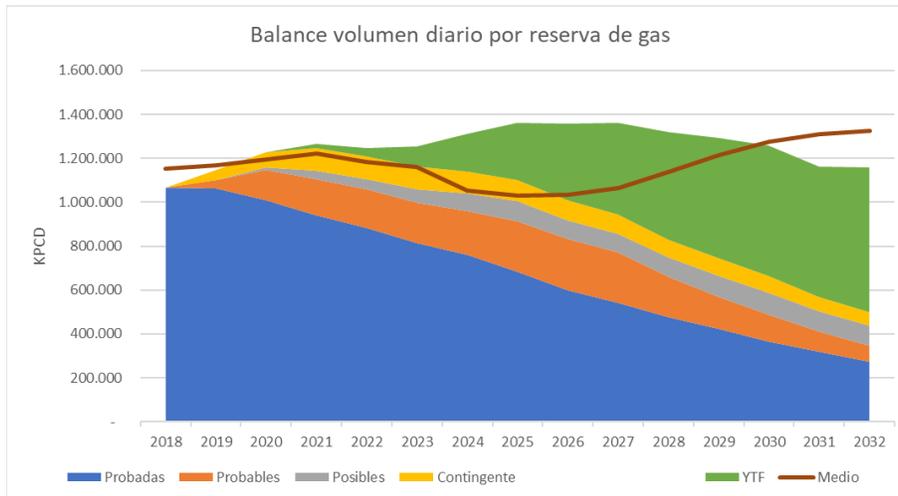
Barrancabermeja y Ballena de una longitud de 580 km y una de capacidad de 350 MPCD, de 20” de diámetro con una inversión total de MUSD 555.

Jobo – Cartagena - Barranquilla de una longitud de 260 km y una de capacidad de 550 MPCD de 24” de diámetro con a una inversión total de MUSD 380.

7.2.2 BALANCES OFERTA DEMANDA DE GAS ESCENARIO MEDIO

En este escenario el gas producido es suficiente para abastecer la demanda de gas en el escenario alto hasta 2028, en el medio hasta 2030 y en el bajo hasta 2031.

Figura 49. Balance oferta – demanda de gas País– Escenario medio – KPCD



Fuente: cálculos propios e información ANH

Los Requerimientos de infraestructura serían:

Cusiana – Porvenir – La Belleza de 200 MPCD con una longitud de 224 kilómetros y un diámetro de 12” con una inversión total de MUSD 136.

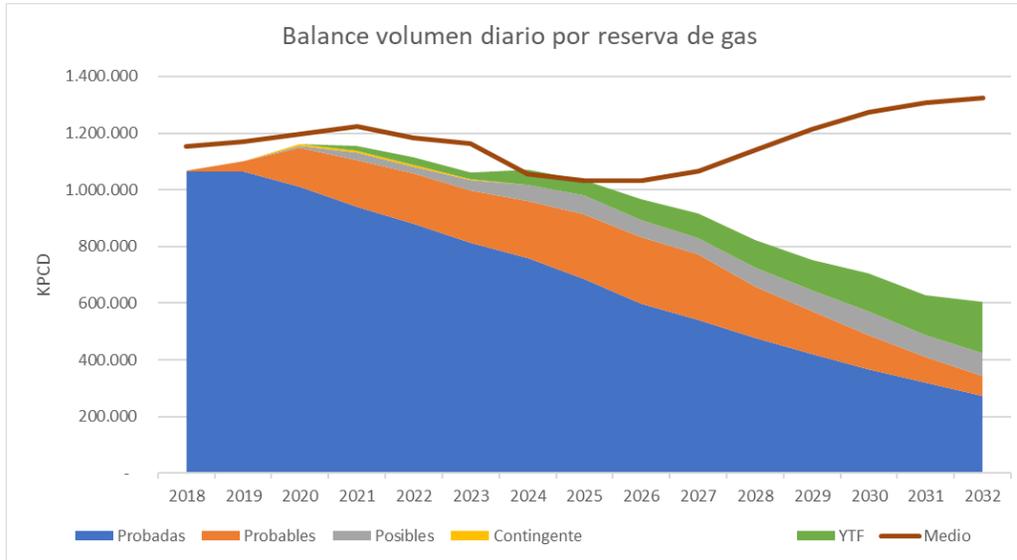
La Belleza -Vasconia de 130 MPCD con una longitud de 92 kilómetros y un diámetro de 12” con una inversión total de MUSD 70.

Jobo – Cartagena - Barranquilla de una longitud de 260 km y una de capacidad de 250 MPCD de 16” de diámetro con a una inversión total de MUSD 195

7.2.3 BALANCES OFERTA DEMANDA DE GAS ESCENARIO BAJO

En este escenario el gas producido prácticamente no es suficiente para abastecer la demanda de gas en los tres escenarios analizados, con algunos balances puntuales en los años 2024 -2026 para los casos medio y bajo.

Figura 50. Balance oferta – demanda de gas País– Escenario bajo – KPCD



Fuente: cálculos propios e información ANH

Los requerimientos de Infraestructura serían:

Cusiana – Porvenir – La Belleza de 100 MPCD con una inversión total de MUS\$ 52.
La Belleza -Vasconia de 50 MPCD con una inversión total de MUS\$ 20.

8. RESUMEN

Las principales conclusiones del estudio son:

Las Principales Cuencas que entregarían más del 90 % de las reservas y producción de Petróleo en el país son Llanos, Valle Medio y Caguán Putumayo.

Las principales Cuencas para suministro de gas del país son Llanos, Valle Inferior del Magdalena, Offshore Caribe (Guajira y Sinú – San Jacinto), Valle Medio (YRG) y Cesar Ranchería (CBM).

Dada la infraestructura Existente en Crudo, solamente se requeriría inversión en infraestructura para el escenario alto, para el eventual desarrollo de Yacimientos en Roca Generadora entre Galán y Coveñas.

En Gas se Visualizan necesidades de inversión en todos los escenarios en especial asociados a producciones en Llanos, Valle Medio (YRG) y Valle Inferior del Magdalena.

El escenario Medio es el más probable para fines de planeación.

Se sugiere con la información entregada por los operadores a la ANH, que la agencia de hidrocarburos tenga su propia visión volumétrica para el eventual desarrollo de Yacimientos en Roca Generadora, y el Desarrollo de los Hallazgos Offshore.

Los Proyectos de Producción Incremental (PPI), que motivan la inversión al reducir las regalías del 20 o 32 % a regalías variables, han sido claves para el aumento de inversiones para aumentar el factor de recobro, se debe buscar asegurar su continuidad en el Plan de Desarrollo del gobierno.

Dado el proceso de auditoría internacional de certificación de reservas, no aparece lógico que las declaraciones de producción de gas estén alejadas del comportamiento de las reservas 2P (Probadas y Probables).

Hacer un proceso de auditoría a la calidad de la información de las declaraciones de producción de gas.

Para efectos de confiabilidad y evitar riesgos de suministro que se podrían presentar en el escenario bajo de gas, la Planta del Pacífico entregaría confianza y el país contaría con la mayor certidumbre.

En los costos de las diferentes cuencas con la información de los operadores en los Informes de Recursos y Reservas, solamente en la Subcuenca de Caguán se requieren precios superiores a los 60 US \$/Bl.