
CONTRATO No. C - 041 DE 2018



UNIÓN TEMPORAL
PROSPECCIÓN
UPME 2018

ESCENARIOS DE OFERTA DE HIDROCARBUROS CONVENCIONALES Y NO CONVENCIONALES

V1.0

13 de diciembre de 2018

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

TABLA DE CONTENIDO

	Pág.
5. PRECIOS DEL CRUDO Y DEL GAS	12
5.1. PRECIOS DEL GAS	12
5.2. PRECIOS DEL CRUDO.....	12
5.2.1. METODOLOGÍA	13
5.2.1.1. PRECIO DEL CRUDO BRENT	14
5.2.1.2. PRECIO DE CRUDOS EXPORTADOS EN PUERTO COLOMBIANO	14
5.2.1.3. CRUDOS NACIONALES DE REFERENCIA	14
5.2.1.4. PRECIO DE LOS CRUDOS EN PUERTO DE EXPORTACIÓN RELACIONADOS CON LOS CRUDOS DE REFERENCIA	15
5.2.1.5. PRECIO DE LOS CRUDOS NACIONALES EN BOCA DE POZO	15
6. ESCENARIOS DE OFERTA DE CRUDO Y GAS	16
6.1. ESCENARIOS DE OFERTA DE CRUDO	16
6.1.1. ESCENARIO ALTO	16
6.1.1.1. CUENCA DE LOS LLANOS ORIENTALES	16
6.1.1.2. CUENCA VALLE MEDIO DEL MAGDALENA	19
6.1.1.3. CUENCA CAGUAN - PUTUMAYO	22
6.1.1.4. CUENCA VALLE SUPERIOR DEL MAGDALENA	25
6.1.1.5. CUENCA CATATUMBO	27
6.1.1.6. CUENCA VALLE INFERIOR DEL MAGDALENA	29
6.1.1.7. CUENCA CORDILLERA	30
6.1.1.8. ESCENARIO ALTO CONSOLIDADO DE PRODUCCION DE CRUDO	31
6.1.2. ESCENARIO MEDIO	33
6.1.2.1. CUENCA DE LOS LLANOS ORIENTALES	33
6.1.2.2. CUENCA VALLE MEDIO DEL MAGDALENA	36
6.1.2.3. CUENCA CAGUAN - PUTUMAYO	39
6.1.2.4. CUENCA VALLE SUPERIOR DEL MAGDALENA	41
6.1.2.5. CUENCA CATATUMBO	43
6.1.2.6. CUENCA VALLE INFERIOR DEL MAGDALENA	45
6.1.2.7. CUENCA CORDILLERA	46
6.1.2.8. ESCENARIO MEDIO CONSOLIDADO DE PRODUCCION DE CRUDO	47
6.1.3. ESCENARIO BAJO	49
6.1.3.1. CUENCA DE LOS LLANOS ORIENTALES	49

6.1.3.2. CUENCA VALLE MEDIO DEL MAGDALENA	51
6.1.3.3. CUENCA CAGUAN - PUTUMAYO	54
6.1.3.4. CUENCA VALLE SUPERIOR DEL MAGDALENA	56
6.1.3.5. CUENCA CATATUMBO	58
6.1.3.6. CUENCA VALLE INFERIOR DEL MAGDALENA.....	59
6.1.3.7. CUENCA CORDILLERA	61
6.1.3.8. ESCENARIO BAJO CONSOLIDADO DE PRODUCCION DE CRUDO.....	62
6.2 ESCENARIOS DE GAS.....	64
6.2.1. ESCENARIO ALTO	64
6.2.1.1. CUENCA DE LOS LLANOS ORIENTALES.....	64
6.2.1.2. CUENCA VALLE MEDIO DEL MAGDALENA	67
6.2.1.3. CUENCA DEL VALLE SUPERIOR DEL MAGDALENA	69
6.2.1.4. CUENCA DEL CATATUMBO	70
6.2.1.5. CUENCA DEL VALLE INFERIOR DEL MAGDALENA.....	72
6.2.1.6. CUENCA CORDILLERA	75
6.2.1.7. CUENCA CESAR – RANCHERIA	75
6.2.1.8. CUENCA SINU – SAN JACINTO.....	76
6.2.1.9. CUENCA GUAJIRA.....	77
6.2.1.10. ESCENARIO ALTO DE PRODUCCION DE GAS CONSOLIDADO PAIS	78
6.2.2. ESCENARIO MEDIO	80
6.2.2.1. CUENCA DE LOS LLANOS ORIENTALES.....	80
6.2.2.2. CUENCA VALLE MEDIO DEL MAGDALENA	83
6.2.2.3. CUENCA DEL VALLE SUPERIOR DEL MAGDALENA	85
6.2.2.4. CUENCA DEL CATATUMBO	86
6.2.2.5. CUENCA DEL VALLE INFERIOR DEL MAGDALENA.....	87
6.2.2.6. CUENCA CORDILLERA	90
6.2.2.7. CUENCA CESAR – RANCHERIA	90
6.2.2.8. CUENCA GUAJIRA.....	91
6.2.2.9. ESCENARIO MEDIO DE PRODUCCION DE GAS CONSOLIDADO PAIS.....	92
6.2.3. ESCENARIO BAJO.....	94
6.2.3.1. CUENCA DE LOS LLANOS ORIENTALES.....	94
6.2.3.2. CUENCA VALLE MEDIO DEL MAGDALENA	96
6.2.3.3. CUENCA DEL VALLE SUPERIOR DEL MAGDALENA	98
6.2.3.4. CUENCA DEL CATATUMBO	99
6.2.3.5. CUENCA DEL VALLE INFERIOR DEL MAGDALENA.....	100

6.2.3.6. CUENCA CORDILLERA	102
6.2.3.7. CUENCA CESAR – RANCHERIA	102
6.2.8.8. CUENCA GUAJIRA.....	103
6.2.2.9. ESCENARIO BAJO DE PRODUCCION DE GAS CONSOLIDADO PAIS	104
6.3. BALANCES OFERTA DEMANDA DE CRUDO Y GAS	105
6.3.1. BALANCES OFERTA DEMANDA DE CRUDO.....	106
6.3.1.1. BALANCES OFERTA DEMANDA DE CRUDO ESCENARIO ALTO	106
6.3.1.2. BALANCES OFERTA DEMANDA DE CRUDO ESCENARIO MEDIO.....	107
6.3.1.3. BALANCES OFERTA DEMANDA DE CRUDO ESCENARIO BAJO	107
6.3.2. BALANCES OFERTA DEMANDA DE GAS.....	108
6.3.2.1. BALANCES OFERTA DEMANDA DE GAS ESCENARIO ALTO	108
6.3.2.2. BALANCES OFERTA DEMANDA DE GAS ESCENARIO MEDIO	109
6.3.2.3. BALANCES OFERTA DEMANDA DE GAS ESCENARIO BAJO	110

ÍNDICE DE FIGURAS

	Pág.
FIGURA 1. PRODUCCIÓN DE CRUDO CUENCA DE LOS LLANOS – ESCENARIO ALTO – BPPD	17
FIGURA 2. PRODUCCIÓN DE CRUDO CUENCA DEL VALLE MEDIO DEL MAGDALENA – ESCENARIO ALTO – BPPD.....	20
FIGURA 3. PRODUCCIÓN DE CRUDO CUENCA DEL CAGUÁN - PUTUMAYO – ESCENARIO ALTO – BPPD	22
FIGURA 4. PRODUCCIÓN DE CRUDO CUENCA DEL VALLE SUPERIOR DEL MAGDALENA – ESCENARIO ALTO – BPPD.....	25
FIGURA 5. PRODUCCIÓN DE CRUDO CUENCA DEL CATATUMBO – ESCENARIO ALTO – BPPD.....	27
FIGURA 6. PRODUCCIÓN DE CRUDO CUENCA DEL VALLE INFERIOR DEL MAGDALENA – ESCENARIO ALTO – BPPD.....	29
FIGURA 7. PRODUCCIÓN DE CRUDO CUENCA CORDILLERA – ESCENARIO ALTO – BPPD.	30
FIGURA 8. PRODUCCIÓN DE CRUDO PAÍS – ESCENARIO ALTO – BPPD	31
FIGURA 9. PRODUCCIÓN DE CRUDO CUENCA LLANOS – ESCENARIO MEDIO – BPPD	33
FIGURA 10. PRODUCCIÓN DE CRUDO CUENCA DEL VALLE MEDIO DEL MAGDALENA ESCENARIO MEDIO – BPPD	37
FIGURA 11. PRODUCCIÓN DE CRUDO CUENCA DEL CAGUÁN - PUTUMAYO – ESCENARIO MEDIO – BPPD.....	39
FIGURA 12. PRODUCCIÓN DE CRUDO CUENCA DEL VALLE SUPERIOR DEL MAGDALENA – ESCENARIO MEDIO – BPPD	41
FIGURA 13. PRODUCCIÓN DE CRUDO CUENCA DEL CATATUMBO – ESCENARIO MEDIO – BPPD.....	43
FIGURA 14. PRODUCCIÓN DE CRUDO CUENCA DEL VALLE INFERIOR DEL MAGDALENA – ESCENARIO MEDIO – BPPD	45
FIGURA 15. PRODUCCIÓN DE CRUDO CUENCA CORDILLERA – ESCENARIO MEDIO – BPPD	46
FIGURA 16. PRODUCCIÓN DE CRUDO PAÍS – ESCENARIO MEDIO – BPPD	47
FIGURA 17. PRODUCCIÓN DE CRUDO CUENCA LLANOS – ESCENARIO BAJO – BPPD.....	49
FIGURA 18. PRODUCCIÓN DE CRUDO CUENCA DEL VALLE MEDIO DEL MAGDALENA – ESCENARIO BAJO – BPPD.....	52
FIGURA 19. PRODUCCIÓN DE CRUDO CUENCA DEL CAGUÁN - PUTUMAYO – ESCENARIO BAJO – BPPD	54
FIGURA 20. PRODUCCIÓN DE CRUDO CUENCA DEL VALLE SUPERIOR DEL MAGDALENA – ESCENARIO BAJO – BPPD.....	56
FIGURA 21. PRODUCCIÓN DE CRUDO CUENCA DEL CATATUMBO – ESCENARIO BAJO – BPPD.....	58

FIGURA 22. PRODUCCIÓN DE CRUDO CUENCA DEL VALLE INFERIOR DEL MAGDALENA – ESCENARIO BAJO– BPPD	60
FIGURA 23. PRODUCCIÓN DE CRUDO CUENCA CORDILLERA – ESCENARIO BAJO – BPPD61	
FIGURA 24. PRODUCCIÓN DE CRUDO PAÍS – ESCENARIO BAJO – BPPD	62
FIGURA 25. PRODUCCIÓN DE GAS CUENCA DE LOS LLANOS – ESCENARIO ALTO – KPCD65	
FIGURA 26. PRODUCCIÓN DE GAS CUENCA DEL VALLE MEDIO DEL MAGDALENA – ESCENARIO ALTO – KPCD.....	67
FIGURA 27. PRODUCCIÓN DE GAS CUENCA DEL VALLE SUPERIOR DEL MAGDALENA – ESCENARIO ALTO – KPCD.....	70
FIGURA 28. PRODUCCIÓN DE GAS CUENCA DEL CATATUMBO – ESCENARIO ALTO – KPCD	71
FIGURA 29. PRODUCCIÓN DE GAS CUENCA DEL VALLE INFERIOR DEL MAGDALENA – ESCENARIO ALTO – KPCD.....	72
FIGURA 30. PRODUCCIÓN DE GAS CUENCA CORDILLERA – ESCENARIO ALTO – KPCD	75
FIGURA 31. PRODUCCIÓN DE GAS CUENCA CESAR - RANCHERÍA– ESCENARIO ALTO – KPCD	76
FIGURA 32. PRODUCCIÓN DE GAS CUENCA SINÚ – SAN JACINTO– ESCENARIO ALTO – KPCD	77
FIGURA 33. PRODUCCIÓN DE GAS CUENCA GUAJIRA– ESCENARIO ALTO – KPCD.....	78
FIGURA 34. PRODUCCIÓN DE GAS CONSOLIDADO PAÍS– ESCENARIO ALTO – KPCD.....	79
FIGURA 35. PRODUCCIÓN DE GAS CUENCA DE LOS LLANOS – ESCENARIO MEDIO – KPCD	81
FIGURA 36. PRODUCCIÓN DE GAS CUENCA DEL VALLE MEDIO DEL MAGDALENA – ESCENARIO MEDIO – KPCD	83
FIGURA 37. PRODUCCIÓN DE GAS CUENCA DEL VALLE SUPERIOR DEL MAGDALENA – ESCENARIO MEDIO – KPCD	86
FIGURA 38. PRODUCCIÓN DE GAS CUENCA DEL CATATUMBO – ESCENARIO MEDIO – KPCD	87
FIGURA 39. PRODUCCIÓN DE GAS CUENCA DEL VALLE INFERIOR DEL MAGDALENA – ESCENARIO MEDIO – KPCD	88
FIGURA 40. PRODUCCIÓN DE GAS CUENCA CORDILLERA – ESCENARIO MEDIO – KPCD..	90
FIGURA 41. PRODUCCIÓN DE GAS CUENCA CESAR - RANCHERÍA– ESCENARIO MEDIO – KPCD	91
FIGURA 42. PRODUCCIÓN DE GAS CUENCA GUAJIRA– ESCENARIO MEDIO – KPCD	92
FIGURA 43. PRODUCCIÓN DE GAS CONSOLIDADO PAÍS– ESCENARIO MEDIO – KPCD	92
FIGURA 44. PRODUCCIÓN DE GAS CUENCA DE LOS LLANOS – ESCENARIO BAJO – KPCD94	
FIGURA 45. PRODUCCIÓN DE GAS CUENCA DEL VALLE MEDIO DEL MAGDALENA – ESCENARIO BAJO – KPCD.....	97
FIGURA 46. PRODUCCIÓN DE GAS CUENCA DEL VALLE SUPERIOR DEL MAGDALENA – ESCENARIO BAJO – KPCD.....	99

FIGURA 47. PRODUCCIÓN DE GAS CUENCA DEL CATATUMBO – ESCENARIO BAJO – KPCD	100
FIGURA 48. PRODUCCIÓN DE GAS CUENCA DEL VALLE INFERIOR DEL MAGDALENA – ESCENARIO BAJO – KPCD.....	101
FIGURA 49. PRODUCCIÓN DE GAS CUENCA CORDILLERA – ESCENARIO BAJO – KPCD ..	102
FIGURA 50. PRODUCCIÓN DE GAS CUENCA CESAR - RANCHERÍA– ESCENARIO BAJO – KPCD	103
FIGURA 51. PRODUCCIÓN DE GAS CUENCA GUAJIRA– ESCENARIO BAJO – KPCD.....	104
FIGURA 52. PRODUCCIÓN DE GAS CONSOLIDADO PAÍS– ESCENARIO BAJO – KPCD.....	104
FIGURA 53. BALANCE OFERTA – DEMANDA DE CRUDO PAÍS– ESCENARIO ALTO – BPPD	106
FIGURA 54. BALANCE OFERTA – DEMANDA DE CRUDO PAÍS– ESCENARIO MEDIO – BPPD	107
FIGURA 55. BALANCE OFERTA – DEMANDA DE CRUDO PAÍS– ESCENARIO BAJO – BPPD	108
FIGURA 56. BALANCE OFERTA – DEMANDA DE GAS PAÍS– ESCENARIO ALTO – KPCD	109
FIGURA 57. BALANCE OFERTA – DEMANDA DE GAS PAÍS– ESCENARIO MEDIO – KPCD ..	109
FIGURA 58. BALANCE OFERTA – DEMANDA DE GAS PAÍS– ESCENARIO BAJO – KPCD	110

ÍNDICE DE TABLAS

	Pág.
TABLA 1. CALIDAD CRUDOS COLOMBIANOS DE EXPORTACIÓN.	13
TABLA 2. DIFERENCIALES CON BRENT DE CRUDOS COLOMBIANOS DE EXPORTACIÓN. ..	14
TABLA 3. CORRECCIÓN DE PRECIO DE CRUDOS POR °API Y %S.....	15
TABLA 4. INVERSIONES HALLAZGO Y DESARROLLO DE RESERVAS Y YTF CASO ALTO DE CRUDO EN LA CUENCA LLANOS EN MILLONES DE DÓLARES.	17
TABLA 5. TRANSPORTE DE CRUDO POR OLEODUCTO CASO ALTO EN LA CUENCA LLANOS EN BARRILES DE PETRÓLEO POR DÍA.....	18
TABLA 6. INVERSIONES HALLAZGO Y DESARROLLO DE RESERVAS Y YTF CASO ALTO DE CRUDO EN LA CUENCA DEL VALLE MEDIO DEL MAGDALENA EN MILLONES DE DÓLARES.	20
TABLA 7. TRANSPORTE DE CRUDO POR OLEODUCTO CASO ALTO EN LA CUENCA DEL VALLE MEDIO DEL MAGDALENA EN BARRILES DE PETRÓLEO POR DÍA.....	21
TABLA 8. INVERSIONES HALLAZGO Y DESARROLLO DE RESERVAS Y YTF CASO ALTO DE CRUDO EN LA CUENCA DEL CAGUÁN - PUTUMAYO EN MILLONES DE DÓLARES.	23
TABLA 9. TRANSPORTE DE CRUDO POR OLEODUCTO CASO ALTO EN LA CUENCA DEL CAGUÁN - PUTUMAYO EN BARRILES DE PETRÓLEO POR DÍA.....	24
TABLA 10. INVERSIONES HALLAZGO Y DESARROLLO DE RESERVAS Y YTF CASO ALTO DE CRUDO EN LA CUENCA DEL VALLE SUPERIOR DEL MAGDALENA EN MILLONES DE DÓLARES.	26
TABLA 11. TRANSPORTE DE CRUDO POR OLEODUCTO CASO ALTO EN LA CUENCA DEL VALLE SUPERIOR DEL MAGDALENA EN BARRILES DE PETRÓLEO POR DÍA.....	26
TABLA 12. INVERSIONES HALLAZGO Y DESARROLLO DE RESERVAS Y YTF CASO ALTO DE CRUDO EN LA CUENCA DEL CATATUMBO EN MILLONES DE DÓLARES.	27
TABLA 13. TRANSPORTE DE CRUDO POR OLEODUCTO CASO ALTO EN LA CUENCA DEL CATATUMBO EN BARRILES DE PETRÓLEO POR DÍA.	28
TABLA 14. INVERSIONES HALLAZGO Y DESARROLLO DE RESERVAS Y YTF CASO ALTO DE CRUDO EN LA CUENCA DEL CATATUMBO EN MILLONES DE DÓLARES.	29
TABLA 15. INVERSIONES DESARROLLO DE RESERVAS CASO ALTO DE CRUDO EN LA CUENCA CORDILLERA EN MILLONES DE DÓLARES	30
TABLA 16. INVERSIONES HALLAZGO Y DESARROLLO DE RESERVAS Y YTF CASO ALTO DE CRUDO EN EL PAÍS EN MILLONES DE DÓLARES.....	31
TABLA 17. TRANSPORTE DE CRUDO POR OLEODUCTO CASO ALTO PAÍS EN BARRILES DE PETRÓLEO POR DÍA.....	32
TABLA 18. INVERSIONES HALLAZGO Y DESARROLLO DE RESERVAS Y YTF CASO MEDIO DE CRUDO EN LA CUENCA LLANOS EN MILLONES DE DÓLARES.	34
TABLA 19. TRANSPORTE DE CRUDO POR OLEODUCTO CASO MEDIO EN LA CUENCA LLANOS EN BARRILES DE PETRÓLEO POR DÍA.	35

TABLA 20. INVERSIONES HALLAZGO Y DESARROLLO DE RESERVAS Y YTF CASO MEDIO DE CRUDO EN LA CUENCA DEL VALLE MEDIO DEL MAGDALENA EN MILLONES DE DÓLARES.	37
TABLA 21. TRANSPORTE DE CRUDO POR OLEODUCTO CASO MEDIO EN LA CUENCA DEL VALLE MEDIO DEL MAGDALENA EN BARRILES DE PETRÓLEO POR DÍA.	38
TABLA 22. INVERSIONES HALLAZGO Y DESARROLLO DE RESERVAS Y YTF CASO MEDIO DE CRUDO EN LA CUENCA DEL CAGUÁN - PUTUMAYO EN MILLONES DE DÓLARES.	39
TABLA 23. TRANSPORTE DE CRUDO POR OLEODUCTO CASO MEDIO EN LA CUENCA DEL CAGUÁN - PUTUMAYO EN BARRILES DE PETRÓLEO POR DÍA.	40
TABLA 24. INVERSIONES HALLAZGO Y DESARROLLO DE RESERVAS CASO MEDIO DE CRUDO EN LA CUENCA DEL VALLE SUPERIOR DEL MAGDALENA EN MILLONES DE DÓLARES.	42
TABLA 25. TRANSPORTE DE CRUDO POR OLEODUCTO CASO MEDIO EN LA CUENCA DEL VALLE SUPERIOR DEL MAGDALENA EN BARRILES DE PETRÓLEO POR DÍA.	42
TABLA 26. INVERSIONES DESARROLLO DE RESERVAS CASO MEDIO DE CRUDO EN LA CUENCA DEL CATATUMBO EN MILLONES DE DÓLARES.	43
TABLA 27. TRANSPORTE DE CRUDO POR OLEODUCTO CASO MEDIO EN LA CUENCA DEL CATATUMBO EN BARRILES DE PETRÓLEO POR DÍA.	44
TABLA 28. INVERSIONES HALLAZGO Y DESARROLLO DE RESERVAS Y YTF CASO MEDIO DE CRUDO EN LA CUENCA DEL CATATUMBO EN MILLONES DE DÓLARES.	45
TABLA 29. INVERSIONES DESARROLLO DE RESERVAS CASO MEDIO DE CRUDO EN LA CUENCA CORDILLERA EN MILLONES DE DÓLARES.	46
TABLA 30. INVERSIONES HALLAZGO Y DESARROLLO DE RESERVAS Y YTF CASO MEDIO DE CRUDO EN EL PAÍS EN MILLONES DE DÓLARES.	47
TABLA 31. TRANSPORTE DE CRUDO POR OLEODUCTO CASO MEDIO PAÍS EN BARRILES DE PETRÓLEO POR DÍA.	48
TABLA 32. INVERSIONES HALLAZGO Y DESARROLLO DE RESERVAS Y YTF CASO BAJO DE CRUDO EN LA CUENCA LLANOS EN MILLONES DE DÓLARES.	50
TABLA 33. TRANSPORTE DE CRUDO POR OLEODUCTO CASO BAJO EN LA CUENCA LLANOS EN BARRILES DE PETRÓLEO POR DÍA.	51
TABLA 34. INVERSIONES HALLAZGO Y DESARROLLO DE RESERVAS Y YTF CASO BAJO DE CRUDO EN LA CUENCA DEL VALLE MEDIO DEL MAGDALENA EN MILLONES DE DÓLARES.	52
TABLA 35. TRANSPORTE DE CRUDO POR OLEODUCTO CASO BAJO EN LA CUENCA DEL VALLE MEDIO DEL MAGDALENA EN BARRILES DE PETRÓLEO POR DÍA.	53
TABLA 36. INVERSIONES DE DESARROLLO DE RESERVAS NO DESARROLLADAS Y PROBABLES CASO BAJO DE CRUDO EN LA CUENCA DEL CAGUÁN - PUTUMAYO EN MILLONES DE DÓLARES.	54
TABLA 37. TRANSPORTE DE CRUDO POR OLEODUCTO CASO BAJO EN LA CUENCA DEL CAGUÁN - PUTUMAYO EN BARRILES DE PETRÓLEO POR DÍA.	55

TABLA 38. INVERSIONES DESARROLLO DE RESERVAS CASO BAJO DE CRUDO EN LA CUENCA DEL VALLE SUPERIOR DEL MAGDALENA EN MILLONES DE DÓLARES.	57
TABLA 39. TRANSPORTE DE CRUDO POR OLEODUCTO CASO BAJO EN LA CUENCA DEL VALLE SUPERIOR DEL MAGDALENA EN BARRILES DE PETRÓLEO POR DÍA.....	57
TABLA 40. INVERSIONES HALLAZGO DESARROLLO DE RESERVAS CASO BAJO DE CRUDO EN LA CUENCA DEL CATATUMBO EN MILLONES DE DÓLARES.	58
TABLA 41. TRANSPORTE DE CRUDO POR OLEODUCTO CASO BAJO EN LA CUENCA DEL CATATUMBO EN BARRILES DE PETRÓLEO POR DÍA.	59
TABLA 42. INVERSIONES DE DESARROLLO DE RESERVAS CASO BAJO DE CRUDO EN LA CUENCA DEL CATATUMBO EN MILLONES DE DÓLARES.....	60
TABLA 43. INVERSIONES DESARROLLO DE RESERVAS CASO BAJO DE CRUDO EN LA CUENCA CORDILLERA EN MILLONES DE DÓLARES	61
TABLA 44. INVERSIONES HALLAZGO Y DESARROLLO DE RESERVAS Y YTF CASO BAJO DE CRUDO EN EL PAÍS EN MILLONES DE DÓLARES.....	62
TABLA 45. TRANSPORTE DE CRUDO POR OLEODUCTO CASO BAJO PAÍS EN BARRILES DE PETRÓLEO POR DÍA.....	63
TABLA 46. INVERSIONES DESARROLLO DE RESERVAS CASO ALTO DE GAS EN LA CUENCA LLANOS EN MILLONES DE DÓLARES.	65
TABLA 47. TRANSPORTE DE GAS CASO ALTO EN LA CUENCA LLANOS EN KILO PIES CÚBICOS POR DÍA.....	66
TABLA 48. INVERSIONES DESARROLLO DE RESERVAS CASO ALTO DE GAS EN LA CUENCA DEL VALLE MEDIO DEL MAGDALENA EN MILLONES DE DÓLARES.....	68
TABLA 49. TRANSPORTE DE GAS CASO ALTO EN LA CUENCA VALLE MEDIO DEL MAGDALENA EN KILO PIES CÚBICOS POR DÍA.....	69
TABLA 50. INVERSIONES HALLAZGO Y DESARROLLO DEL YTF CASO ALTO DE GAS EN LA CUENCA DEL CATATUMBO EN MILLONES DE DÓLARES.....	71
TABLA 51. INVERSIONES HALLAZGO Y DESARROLLO DE RESERVAS Y YTF CASO ALTO DE GAS EN LA CUENCA DEL VALLE INFERIOR DEL MAGDALENA EN MILLONES DE DÓLARES.	73
TABLA 52. TRANSPORTE DE GAS CASO ALTO EN LA CUENCA VALLE INFERIOR DEL MAGDALENA EN KILO PIES CÚBICOS POR DÍA.....	74
TABLA 53. INVERSIONES DESARROLLO DE RESERVAS CASO ALTO DE GAS EN LA CUENCA DEL CESAR - RANCHERÍA EN MILLONES DE DÓLARES.....	76
TABLA 54. INVERSIONES DESARROLLO CONTINGENTES CASO ALTO DE GAS EN LA CUENCA DEL SINÚ – SAN JACINTO EN MILLONES DE DÓLARES.....	77
TABLA 55. INVERSIONES DE HALLAZGO Y DESARROLLO DE RESERVAS CASO ALTO DE GAS EN PAÍS EN MILLONES DE DÓLARES.....	79
TABLA 56. INVERSIONES DESARROLLO DE RESERVAS CASO MEDIO DE GAS EN LA CUENCA LLANOS EN MILLONES DE DÓLARES.	81
TABLA 57. TRANSPORTE DE GAS CASO MEDIO EN LA CUENCA LLANOS EN KILO PIES CÚBICOS POR DÍA.....	82

TABLA 58. INVERSIONES DESARROLLO DE RESERVAS CASO MEDIO DE GAS EN LA CUENCA DEL VALLE MEDIO DEL MAGDALENA EN MILLONES DE DÓLARES.	84
TABLA 59. TRANSPORTE DE GAS CASO MEDIO EN LA CUENCA VALLE MEDIO DEL MAGDALENA EN KILO PIES CÚBICOS POR DÍA.....	85
TABLA 60. INVERSIONES HALLAZGO Y DESARROLLO DE RESERVAS YTF CASO MEDIO DE GAS EN LA CUENCA DEL VALLE INFERIOR DEL MAGDALENA EN MILLONES DE DÓLARES.	88
TABLA 61. TRANSPORTE DE GAS CASO MEDIO EN LA CUENCA VALLE INFERIOR DEL MAGDALENA EN KILO PIES CÚBICOS POR DÍA.....	89
TABLA 62. INVERSIONES DESARROLLO DE RESERVAS CASO MEDIO DE GAS EN LA CUENCA DEL CESAR - RANCHERÍA EN MILLONES DE DÓLARES.	91
TABLA 63. INVERSIONES DESARROLLO Y HALLAZGO DE RESERVAS CASO MEDIO DE GAS CONSOLIDADO PAÍS EN MILLONES DE DÓLARES.....	93
TABLA 64. INVERSIONES DESARROLLO DE RESERVAS CASO BAJO DE GAS EN LA CUENCA LLANOS EN MILLONES DE DÓLARES.	95
TABLA 65. TRANSPORTE DE GAS CASO BAJO EN LA CUENCA LLANOS EN KILO PIES CÚBICOS POR DÍA.....	96
TABLA 66. INVERSIONES DESARROLLO DE RESERVAS CASO BAJO DE GAS EN LA CUENCA DEL VALLE MEDIO DEL MAGDALENA EN MILLONES DE DÓLARES.....	98
TABLA 67. INVERSIONES DESARROLLO DE RESERVAS CASO BAJO DE GAS EN LA CUENCA DEL VALLE INFERIOR DEL MAGDALENA EN MILLONES DE DÓLARES.	101
TABLA 68. INVERSIONES DESARROLLO DE RESERVAS CASO BAJO DE GAS EN LA CUENCA DEL CESAR - RANCHERÍA EN MILLONES DE DÓLARES.....	103
TABLA 69. INVERSIONES DESARROLLO DE RESERVAS CASO BAJO DE GAS CONSOLIDADO PAÍS EN MILLONES DE DÓLARES.	105

5. PRECIOS DEL CRUDO Y DEL GAS

En la proyección de la producción de crudo y gas para los diferentes escenarios considerados, se tuvieron en cuenta tanto aspectos volumétricos como económicos que implican que los resultados en cada escenario pueden variar con los precios del crudo y el gas, dependiendo de los costos de producción, desarrollo, hallazgo y transporte para la producción de cada campo. Los aspectos volumétricos y de costos se desarrollaron en el capítulo 4. A continuación relacionaremos lo correspondiente a los precios del crudo y del gas

5.1. PRECIOS DEL GAS

Los precios al productor de gas se establecen en boca de pozo, por tanto, no se requiere hacer ningún ajuste por transporte hasta el campo relacionado con el valor de la transacción. En consecuencia, como los precios del gas en boca de pozo siguen la tendencia del marcador internacional del mercado de los Estados Unidos (Henry Hub), en el modelo de proyección se consideran cuatro escenarios de precios del Henry Hub: alto, medio, bajo con un valor fijo en el tiempo y una proyección de un consultor independiente (McKinsey) con valores variables en los diferentes años de proyección.

Esta variable la puede modificar el usuario del modelo, en sus cuatro escenarios, de acuerdo con actualizaciones y/o modificaciones en las tendencias del mercado internacional o nacional de gas que influyan en el precio del Henry Hub y su relación con el precio en boca de pozo de los campos de producción de gas en Colombia.

5.2. PRECIOS DEL CRUDO

En Colombia se exportan diversas mezclas de crudo cuyo precio en puerto colombiano se indexa al precio del crudo Brent, que oficia como marcador de referencia del mercado internacional.

Dos puertos, uno en el mar caribe (Coveñas) y otro en el pacífico (Tumaco) sirven como punto de exportación de los crudos colombianos. Por Coveñas se exportan los excedentes de producción de todas las cuencas del país con excepción del Caguán – Putumayo. Por Tumaco se exportan los excedentes de producción del Caguán – Putumayo, los cuales cuando se presenta alguna afectación a la infraestructura de transporte también se pueden exportar por Ecuador a través del Oleoducto de crudos pesados de ese país.

Los crudos exportados se dividen en dos categorías: a) pesados que corresponden a las denominados Castilla Blend y Magdalena Blend y b) medios que corresponden a Vasconia, Vasconia norte y South Blend, este último exportado por el pacífico. En la siguiente tabla se relaciona las calidades (°API y %S) para cada uno de ellos.

CRUDOS	°API	%S
Castilla Blend	18,8	2,0
South Blend	28,6	0,7
Magdalena Blend	20,4	1,6
Vasconia	24,3	0,8
Vasconia Norte	25,0	0,7

Tabla 1. Calidad crudos colombianos de exportación.

Fuente: Ecopetrol.

5.2.1. METODOLOGÍA

La metodología para establecer el precio de cada uno de los crudos en boca de pozo en el campo de producción tiene los siguientes pasos y componentes:

- Establecer el precio del crudo Brent (marcador internacional) tomado de una publicación internacional.
- Determinar el precio en puerto colombiano de los diferentes crudos nacionales exportados, indexados al crudo Brent con un ajuste por diferencias de calidad entre los dos crudos.
- Relacionar los crudos producidos en cada campo con un crudo de exportación similar.
- Determinar el precio en puerto colombiano de cada crudo producido, indexado al crudo exportado similar con un ajuste por diferencias de calidad entre los dos crudos.
- Descontar el valor del transporte del crudo desde el puerto de exportación hasta el campo de producción para determinar el precio en boca de pozo para cada crudo.

A continuación, se detallan las principales asunciones para cada uno de estos pasos:

5.2.1.1. PRECIO DEL CRUDO BRENT

En el modelo de proyección se consideran cuatro escenarios de precios del crudo Brent: alto, medio, bajo con un valor fijo en el tiempo y una proyección de un consultor independiente (EIA) con valores variables en los diferentes años de proyección.

5.2.1.2. PRECIO DE CRUDOS EXPORTADOS EN PUERTO COLOMBIANO

Con base en la información histórica de las exportaciones mensuales de crudo de los últimos cuatro años, se calcularon los diferenciales con respecto del Brent y se determinaron los diferenciales promedio para cada crudo, los cuales se aplicarán para establecer el precio de exportación durante el periodo de proyección.

De acuerdo con lo anterior, los resultados fueron los siguientes:

CRUDOS DE EXPORTACIÓN	PRECIO USD/BL
Castilla Blend	BRENT-8,0
South Blend	BRENT-3,0
Magdalena Blend	BRENT-10,0
Vasconia	BRENT-4,0
Vasconia Norte	BRENT-4,5

Tabla 2. Diferenciales con Brent de crudos colombianos de exportación.

Fuente: Cálculos propios.

5.2.1.3. CRUDOS NACIONALES DE REFERENCIA

Para el cálculo de los precios de los crudos en los campos de producción se requiere relacionarlos con una de las diferentes mezclas de crudos exportados, de acuerdo con su calidad y ubicación geográfica. En consecuencia, se efectuaron los siguientes enlaces en términos generales:

- Crudos pesados de la cuenca de los Llanos: referenciados al Castilla Blend

- Crudos pesados de la cuenca del Valle del Magdalena Medio: referenciados al Magdalena Blend
- Crudos de la cuenca de Caguán – Putumayo: referenciados al South Blend
- Crudos medios y livianos: referenciados al Vasconia.

En el modelo de proyección se encuentra la asignación del crudo de referencia para cada uno de los crudos del país, siguiendo estos criterios.

5.2.1.4. PRECIO DE LOS CRUDOS EN PUERTO DE EXPORTACIÓN RELACIONADOS CON LOS CRUDOS DE REFERENCIA

Una vez determinado el crudo colombiano de exportación al cual se referenciará cada uno de los crudos producidos en el país, se requiere efectuar un ajuste de precio por la diferencia de calidades ($^{\circ}\text{API}$ y $\%S$) entre los dos crudos.

Utilizando la serie de datos de las exportaciones de crudos colombianos y los precios del crudo Brent, se efectuaron regresiones lineales para determinar una ecuación que valore las diferencias de $^{\circ}\text{API}$ y contenido de azufre entre diferentes crudos. La ecuación que se utilizará es la siguiente:

CALCULO DEL PRECIO DE LOS CRUDOS

$$CR_A = CR_{ref} + 0,7522*(\Delta^{\circ}\text{API}) + 0,8276*(\Delta\%S)$$

donde:

CR_A = precio del crudo A en USD/BI

CR_{ref} = precio del crudo de referencia en USD/BI

$\Delta^{\circ}\text{API}$ = diferencia de $^{\circ}\text{API}$ entre CR_A y CR_{ref}

$\Delta\%S$ = diferencia de $\%S$ entre CR_A y CR_{ref}

Tabla 3. Corrección de precio de crudos por $^{\circ}\text{API}$ y $\%S$.

Fuente: cálculos propios.

5.2.1.5. PRECIO DE LOS CRUDOS NACIONALES EN BOCA DE POZO

Teniendo el precio de los crudos nacionales en el puerto de exportación se precede a calcular el precio en boca de pozo para que sirva como base para la evaluación económica que determinará o no su producción, dependiendo de su margen operativo. Para esto, al valor en el puerto se le descuentan los costos de transporte por oleoducto desde el campo de producción.

En el capítulo 4, para cada cuenca se determinaron las rutas para llevar los crudos desde el campo de producción y sus costos de transporte.

6. ESCENARIOS DE OFERTA DE CRUDO Y GAS

Se han configurado tres escenarios de oferta tanto para crudo como para gas natural: el alto, el medio o más probable y el bajo. Para cada uno de ellos, con la información volumétrica y económica introducida al modelo, se determinaron los volúmenes que se producirían en un horizonte de 25 años. Adicionalmente para el mismo periodo se determinaron las inversiones requeridas para el hallazgo y desarrollo de nuevos campos, así como para el desarrollo de los recursos contingentes y las reservas diferentes a las probadas.

6.1. ESCENARIOS DE OFERTA DE CRUDO

A partir de la información que la ANH entregó sobre los pronósticos de producción para las reservas probadas, probables posibles y recursos contingentes y de la información preparada por el Consultor para los hidrocarburos por descubrir (“Yet to Find”) se determinaron los siguientes escenarios:

6.1.1. ESCENARIO ALTO

El escenario alto de producción de crudo es una visión optimista del desarrollo del potencial en cada una de las cuencas incluyendo los aportes de los campos de hidrocarburos no convencionales.

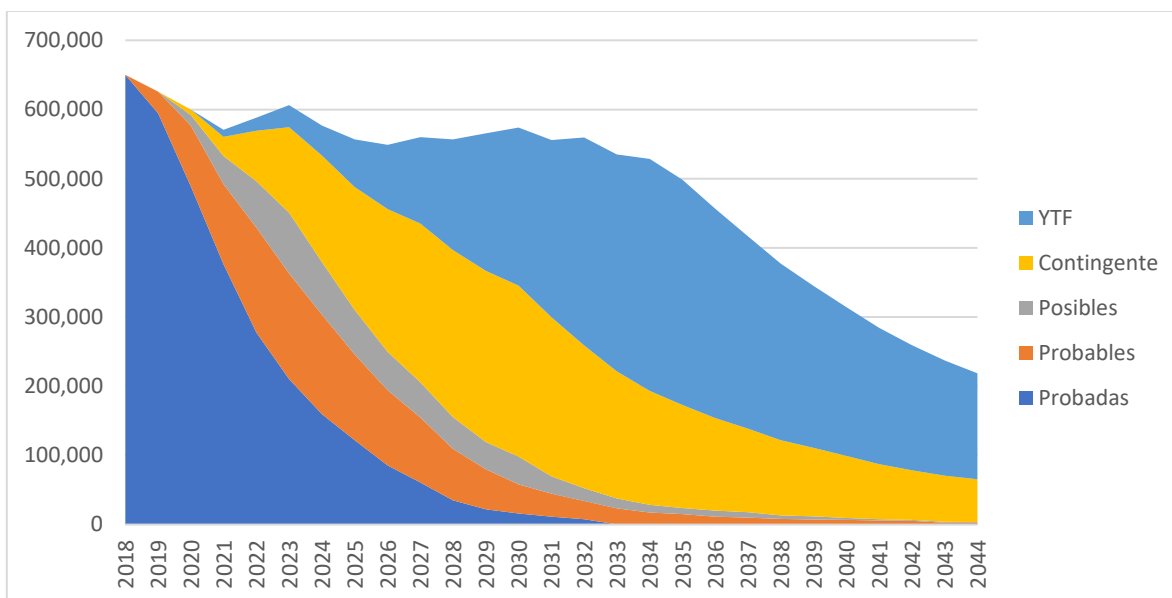
6.1.1.1. CUENCA DE LOS LLANOS ORIENTALES

En este escenario, se considera recuperar todos los volúmenes asociados a las reservas probadas, probables y posibles reportadas en el IRR 2017, así como los recursos contingentes provenientes del aumento del factor de recobro en los campos de Chichimene, Akacias, Castilla y Caño Sur Este.

En cuanto a los hidrocarburos por encontrar, se contempla el hallazgo de dos campos grandes de crudo pesado de 400 MBP cada uno, tres campos de crudo liviano de 100 MBP cada uno, seis campos de crudo intermedio de 50 MBP cada uno y 30 campos de crudo intermedio de 10 MBP cada uno.

En la gráfica 1 se presenta la proyección de la producción para los próximos 25 años y se puede observar que se tienen volúmenes superiores a los 550.000 millones de barriles por día por al menos los próximos diez años.

Figura 1. Producción de crudo cuenca de los Llanos – Escenario Alto – BPPD



Fuente: cálculos propios e información ANH

Las inversiones para el desarrollo de las reservas probadas no desarrolladas y no produciendo, probables, posibles y recursos contingentes y las de hallazgo y desarrollo de los hidrocarburos por descubrir contemplados en este escenario se pueden apreciar en la tabla 4.

CUENCA/TIPO DE RESERVA	VOLUMEN ACUMULADO	COSTO DE DESARROLLO TOTAL	COSTO HALLAZGO TOTAL
Llanos	4.066.705.040	36.402.717.788	1.699.729.788
Contingente	1.277.248.087	10.823.026.342	-
PND	350.448.424	2.777.959.394	-
PNP	48.693.096	458.580.632	-
Posibles	253.994.970	2.222.216.772	-
Probables	496.349.959	4.551.805.031	-
YTF	1.639.970.505	15.569.129.617	1.699.729.788

Tabla 4. Inversiones hallazgo y desarrollo de reservas y YTF caso alto de crudo en la cuenca Llanos en Millones de dólares.

Fuente: Cálculos propios

La ocupación y los faltantes de capacidad para el transporte los crudos de esta cuenca hasta los nodos de Vasconia y Ayacucho a través de los oleoductos Porvenir

– Vasconia (OCENSA) y Araguaey – Banadía -Ayacucho y sus aferentes se presenta en la tabla 5. A pesar que el volumen a transportar es superior a la producción, por la necesidad de diluir con nafta los crudos pesados, no se presentan faltantes de capacidad en los oleoductos en el periodo de proyección.

CUENCA	AÑO	VOLUMEN A TRANSPORTAR BPPD	Porvenir - Vasconia BPPD	Banadía - Ayacucho BPPD	Faltante Porvenir - Vasconia BPPD	Total Porvenir - Vasconia BPPD
Llanos	2018	699.427	699.427	-	-	699.427
Llanos	2019	674.426	674.426	-	-	674.426
Llanos	2020	646.502	646.502	-	-	646.502
Llanos	2021	615.215	615.215	-	-	615.215
Llanos	2022	634.858	634.858	-	-	634.858
Llanos	2023	655.726	655.726	-	-	655.726
Llanos	2024	623.935	623.935	-	-	623.935
Llanos	2025	601.141	601.141	-	-	601.141
Llanos	2026	592.152	592.152	-	-	592.152
Llanos	2027	602.380	602.380	-	-	602.380
Llanos	2028	598.055	598.055	-	-	598.055
Llanos	2029	605.903	605.903	-	-	605.903
Llanos	2030	614.550	614.550	-	-	614.550
Llanos	2031	594.243	594.243	-	-	594.243
Llanos	2032	597.137	597.137	-	-	597.137
Llanos	2033	568.999	568.999	-	-	568.999
Llanos	2034	561.843	561.843	-	-	561.843
Llanos	2035	529.009	529.009	-	-	529.009
Llanos	2036	484.709	484.709	-	-	484.709
Llanos	2037	442.676	442.676	-	-	442.676
Llanos	2038	401.174	401.174	-	-	401.174
Llanos	2039	367.414	367.414	-	-	367.414
Llanos	2040	335.018	335.018	-	-	335.018
Llanos	2041	303.088	303.088	-	-	303.088
Llanos	2042	276.784	276.784	-	-	276.784
Llanos	2043	253.439	253.439	-	-	253.439
Llanos	2044	234.028	234.028	-	-	234.028

Tabla 5. Transporte de crudo por oleoducto caso alto en la cuenca Llanos en Barriles de petróleo por día.

Fuente: Cálculos propios

6.1.1.2. CUENCA VALLE MEDIO DEL MAGDALENA

En este escenario, se considera recuperar todos los volúmenes asociados a las reservas probadas, probables y posibles reportadas en el IRR 2017, así como los recursos contingentes provenientes de los desarrollos del tren de deposición 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.

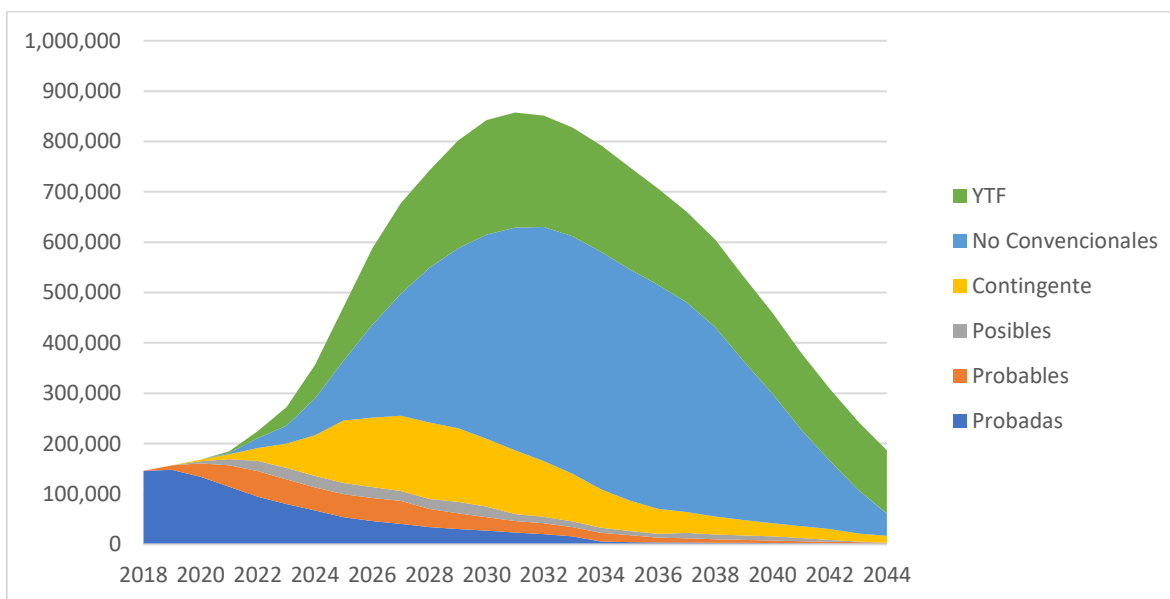
En cuanto a los hidrocarburos por encontrar, se contemplan hallazgos en las diferentes provincias que componen la cuenca así:

- **Norte:** dos campos de 100 MBP c/u y tres campos de 15 MBP c/u.
- **Centro:** dos campos de 125 MBP c/u y tres campos de 100 MBP c/u.
- **Oriente:** dos campos de 60 MBP c/u y dos campos de 30 MBP c/u.
- **Occidente:** tres campos de 120 MBP c/u, dos campos de 60 MBP c/u y dos campos de 30 MBP c/u.
- **Sur:** dos campos de 30 MBP c/u y cuatro campos de 7 MBP c/u.

Este escenario incluye el desarrollo de los Yacimientos en Roca Generadora (YRG) por un valor de 2,3 billones de barriles de petróleo que equivalen al escenario bajo del estimativo de ECOPETROL.

En la gráfica 2 se presenta la proyección de la producción para los próximos 25 años y se puede observar el aporte importante de los yacimientos en roca generadora, que llevaría a esta cuenca a ser la mayor productora de crudo del país, superando a la cuenca de los Llanos.

Figura 2. Producción de crudo cuenca del Valle medio del Magdalena – Escenario Alto – BPPD



Fuente: cálculos propios e información ANH

Las inversiones para el desarrollo de las reservas probadas no desarrolladas y no produciendo, probables, posibles y recursos contingentes y las de hallazgo y desarrollo de los hidrocarburos por descubrir contemplados en este escenario se pueden apreciar en la tabla 6.

CUENCA/TIPO DE RESERVA	VOLUMEN ACUMULADO	COSTO DE DESARROLLO TOTAL	COSTO HALLAZGO TOTAL
VMM	4.733.551.983	53.118.174.769	1.791.700.730
Contingente	634.248.202	5.027.964.951	-
No Convencionales	2.307.652.000	32.307.128.000	-
PND	64.406.792	567.524.727	-
PNP	40.512.369	328.416.385	-
Posibles	118.696.945	1.095.254.033	-
Probables	216.556.463	1.688.867.915	-
YTF	1.351.479.213	12.103.018.758	1.791.700.730

Tabla 6. Inversiones hallazgo y desarrollo de reservas y YTF caso alto de crudo en la cuenca del Valle Medio del Magdalena en Millones de dólares.

Fuente: Cálculos propios

Parte de la producción de esta cuenca (90 KBPPD) se carga a la refinería de Barrancabermeja y el volumen restante se envía hasta el nodo de Ayacucho por los oleoductos Galán – Ayacucho de 14" y 18".

El incremento ocasionado por la producción de yacimiento en roca generadora conlleva la necesidad de incrementar la capacidad de los sistemas para la evacuación del crudo de esta cuenca hasta el puerto exportador de Coveñas.

De acuerdo con la información presentada en la tabla 7 y normalizando el valor del aumento de capacidad para que sea suficiente para un periodo de diez años, se requiere la construcción de un nuevo oleoducto Galán – Ayacucho en dos etapas: una primera con capacidad de 200.000 BPPD que deberá estar lista en 2022 y una segunda etapa a 600.000 BPPD que deberá estar lista a partir del 2025.

Se debe considerar transporte fluvial a la costa caribe colombiana y utilización de reductores de fricción en los oleoductos existentes para aliviar la evacuación de crudo de esta cuenca y poder evacuar los excedentes con las capacidades de la nueva infraestructura de transporte propuesta

CUENCA	AÑO	VOLUMEN BPPD	CARGA A REFINERIA BPPD	VOLUMEN A TRANSPORTAR BPPD	Galán Ayacucho BPPD	Faltante Galán Ayacucho BPPD	Total Galán Ayacucho BPPD
VMM	2018	152.239	90.000	62.239	62.239	-	62.239
VMM	2019	163.480	90.000	73.480	73.480	-	73.480
VMM	2020	175.129	90.000	85.129	85.129	-	85.129
VMM	2021	191.956	90.000	101.956	98.000	3.956	101.956
VMM	2022	232.932	90.000	142.932	98.000	44.932	142.932
VMM	2023	282.450	90.000	192.450	98.000	94.450	192.450
VMM	2024	369.018	90.000	279.018	98.000	181.018	279.018
VMM	2025	489.671	90.000	399.671	98.000	301.671	399.671
VMM	2026	609.419	90.000	519.419	98.000	421.419	519.419
VMM	2027	700.872	90.000	610.872	98.000	512.872	610.872
VMM	2028	766.152	90.000	676.152	98.000	578.152	676.152
VMM	2029	825.784	90.000	735.784	98.000	637.784	735.784
VMM	2030	866.034	90.000	776.034	98.000	678.034	776.034
VMM	2031	880.164	90.000	790.164	98.000	692.164	790.164
VMM	2032	871.960	90.000	781.960	98.000	683.960	781.960
VMM	2033	846.858	90.000	756.858	98.000	658.858	756.858
VMM	2034	810.143	90.000	720.143	98.000	622.143	720.143
VMM	2035	765.812	90.000	675.812	98.000	577.812	675.812
VMM	2036	721.492	90.000	631.492	98.000	533.492	631.492
VMM	2037	674.228	90.000	584.228	98.000	486.228	584.228
VMM	2038	618.603	90.000	528.603	98.000	430.603	528.603
VMM	2039	544.301	90.000	454.301	98.000	356.301	454.301
VMM	2040	472.042	90.000	382.042	98.000	284.042	382.042
VMM	2041	391.940	90.000	301.940	98.000	203.940	301.940
VMM	2042	320.267	90.000	230.267	98.000	132.267	230.267
VMM	2043	252.849	90.000	162.849	98.000	64.849	162.849
VMM	2044	195.997	90.000	105.997	98.000	7.997	105.997

Tabla 7. Transporte de crudo por oleoducto caso alto en la cuenca del Valle Medio del Magdalena en Barriles de petróleo por día.

Fuente: Cálculos propios

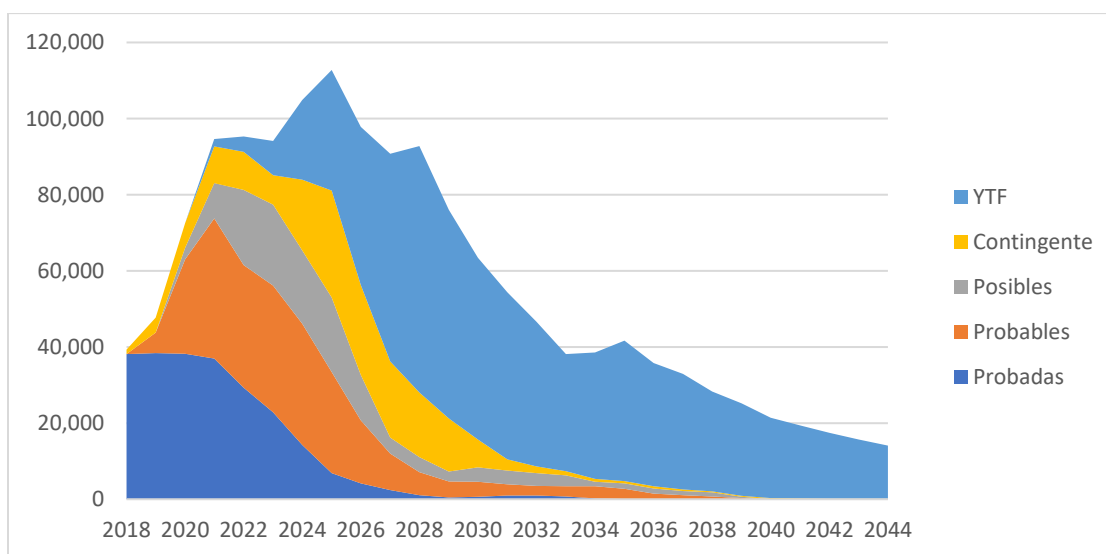
Tomando en conjunto los sistemas que evacúan la producción de crudos del interior del país hacia Coveñas, es posible que la segunda ampliación no se requiera y sea reemplazada por una reversión de la línea Vasconia – Barrancabermeja para aprovechar la capacidad sobrante de los sistemas que evacúan los crudos desde Vasconia a Coveñas. Por tanto, en este escenario solo se contemplará la construcción de un oleoducto Barrancabermeja -Coveñas de 200.000 BPPD.

Teniendo en cuenta que la distancia de este oleoducto sería de 468 kilómetros, en un diámetro de 24" y que una regla del dedo gordo establece que el costo de los oleoductos es de: USD 60.000/Km-pulgada, se requiere una inversión de aproximadamente MUSD 674. Adicionalmente se requiere una unidad de bombeo de 4.500 HP a un costo de USD 13.000/HP para una inversión adicional de MUSD 58. Este es un estimado clase 5 (orden de magnitud) con una desviación de +/- 50% tal como lo establecen los estándares internacionales.

6.1.1.3. CUENCA CAGUAN - PUTUMAYO

En este escenario, se considera recuperar todos los volúmenes asociados a las reservas probadas, probables y posibles y los recursos contingentes reportados en el IRR 2017. En cuanto a los hidrocarburos por encontrar, se contemplan los siguientes hallazgos: un campo de 80 MBP, un campo de crudo pesado de 40 MBP, un campo de 20 MBP, tres campos de 15 MBP y 5 campos de 5 MBP.

Figura 3. Producción de crudo cuenca del Caguán - Putumayo – Escenario Alto – BPPD



Fuente: Cálculos propios e información ANH

Las inversiones para el desarrollo de las reservas probadas no desarrolladas y no produciendo, probables, posibles y recursos contingentes y las de hallazgo y desarrollo de los hidrocarburos por descubrir contemplados en este escenario se pueden apreciar en la tabla 8.

CUENCA/TIPO DE RESERVA	VOLUMEN ACUMULADO	COSTO DE DESARROLLO TOTAL	COSTO HALLAZGO TOTAL
CAG PUT	504.675.597	4.715.809.879	449.925.548
Contingente	64.612.328	787.826.184	-
PND	39.336.587	457.273.595	-
Posibles	49.312.701	411.952.464	-
Probables	90.809.183	725.480.399	-
YTF	260.604.798	2.333.277.237	449.925.548

Tabla 8. Inversiones hallazgo y desarrollo de reservas y YTF caso alto de crudo en la cuenca del Caguán - Putumayo en Millones de dólares.

Fuente: Cálculos propios

La ocupación y los faltantes de capacidad para el transporte los crudos de esta cuenca hasta Tumaco y Lago Agrio a través de los oleoductos Orito - Tumaco y San Miguel – Lago Agrio y sus aferentes se presenta en la tabla 9. A pesar que se existen faltantes de capacidad en una parte del periodo de la proyección, no se prevé ninguna ampliación de los oleoductos porque estos excedentes se transportan por carrotanque hasta la primera estación del oleoducto de crudos pesados del Ecuador tal como se viene haciendo en la actualidad.

CUENCA	AÑO	PRODUCCIÓN DIARIA BPD	Orito - Tumaco BPPD	San Miguel - Lago Agrio BPPD	Faltante San Miguel - Lago Agrio BPPD
CAG PUT	2018	46.009	46.009	-	-
CAG PUT	2019	61.513	61.513	-	-
CAG PUT	2020	91.087	67.000	24.087	-
CAG PUT	2021	116.041	67.000	27.000	22.041
CAG PUT	2022	109.951	67.000	27.000	15.951
CAG PUT	2023	104.203	67.000	27.000	10.203
CAG PUT	2024	108.423	67.000	27.000	14.423
CAG PUT	2025	104.589	67.000	27.000	10.589
CAG PUT	2026	84.205	67.000	17.205	-
CAG PUT	2027	63.590	63.590	-	-
CAG PUT	2028	57.394	57.394	-	-
CAG PUT	2029	47.005	47.005	-	-
CAG PUT	2030	38.981	38.981	-	-
CAG PUT	2031	33.125	33.125	-	-
CAG PUT	2032	28.040	28.040	-	-
CAG PUT	2033	26.069	26.069	-	-
CAG PUT	2034	30.614	30.614	-	-
CAG PUT	2035	28.213	28.213	-	-
CAG PUT	2036	23.777	23.777	-	-
CAG PUT	2037	21.049	21.049	-	-
CAG PUT	2038	18.748	18.748	-	-
CAG PUT	2039	15.903	15.903	-	-
CAG PUT	2040	13.751	13.751	-	-
CAG PUT	2041	12.338	12.338	-	-
CAG PUT	2042	11.102	11.102	-	-
CAG PUT	2043	10.004	10.004	-	-
CAG PUT	2044	8.994	8.994	-	-

Tabla 9. Transporte de crudo por oleoducto caso alto en la cuenca del Caguán - Putumayo en Barriles de petróleo por día.

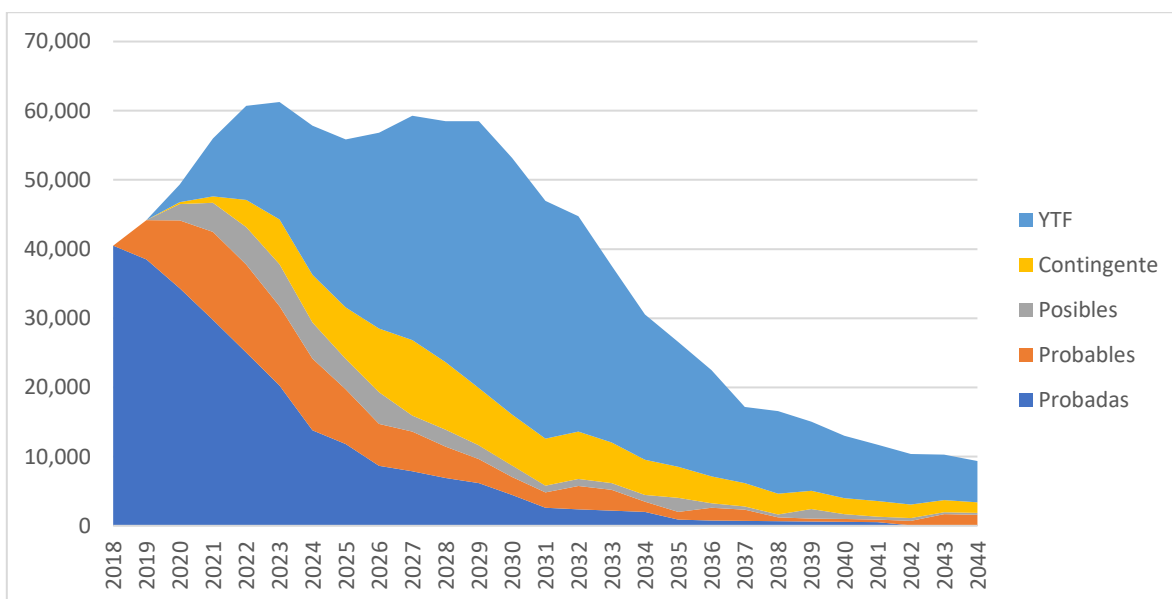
Fuente: Cálculos propios

Es importante destacar que los altos costos de transporte por oleoducto para evacuar los crudos de esta cuenca implican que se requieren precios de crudo superiores a USD 50/barril para el desarrollo de las reservas probadas y posibles y los contingentes en algunos campos. Caso especial es el crudo del campo Capella, puesto que, por ser un crudo pesado de alto azufre, se desarrollo requiere precios de crudo de alrededor de USD 60/barril y cualquier descubrimiento de un campo de calidad similar tendría la misma limitante para su desarrollo.

6.1.1.4. CUENCA VALLE SUPERIOR DEL MAGDALENA

En este escenario, se considera recuperar todos los volúmenes asociados a las reservas probadas, probables y posibles reportadas en el IRR 2017 y los recursos contingentes de los incrementos del factor de recobro en los campos cercanos a Neiva provenientes de proyectos tanto de inyección de agua como de agua con polímeros. En cuanto a los hidrocarburos por encontrar, se contemplan los siguientes hallazgos: un campo de 130 MBP, dos campos de 12 MBP, dos campos de 11MBP y cuatro campos de 6 MBP.

Figura 4. Producción de crudo cuenca del Valle Superior del Magdalena – Escenario Alto – BPPD



Fuente: cálculos propios e información ANH

Las inversiones para el desarrollo de las reservas probadas no desarrolladas probables, posibles y recursos contingentes y las de hallazgo y desarrollo de los hidrocarburos por descubrir contemplados en este escenario se pueden apreciar en la tabla 10

CUENCA/TIPO DE RESERVA	VOLUMEN ACUMULADO	COSTO DE DESARROLLO TOTAL	COSTO HALLAZGO TOTAL
VSM	296.034.455	2.791.503.452	173.010.878
Contingente	44.978.615	432.794.133	-
PND	17.823.516	167.868.170	-
Posibles	18.817.726	201.338.265	-
Probables	41.403.720	383.090.296	-
YTF	173.010.878	1.606.412.588	173.010.878
VIM	143.660.477	1.322.246.554	215.617.092

Tabla 10. Inversiones hallazgo y desarrollo de reservas y YTF caso alto de crudo en la cuenca del Valle Superior del Magdalena en Millones de dólares.

Fuente: Cálculos propios

La ocupación y los faltantes de capacidad para el transporte los crudos de esta cuenca hasta Vasconia a través oleoducto Tenay - Vasconia (oleoducto del Alto Magdalena) y sus aferentes se presenta en la tabla 11.

CUENCA	AÑO	PRODUCCIÓN DIARIA BPPD	Tenay - Vasconia BPPD	Faltante Tenay - Vasconia BPPD	Total Tenay - Vasconia
VSM	2014	41.650	41.650	-	41.650
VSM	2023	45.258	45.258	-	45.258
VSM	2037	50.364	50.364	-	50.364
VSM	2055	56.964	56.964	-	56.964
VSM	2068	61.689	61.689	-	61.689
VSM	2070	62.394	62.394	-	62.394
VSM	2061	58.983	58.983	-	58.983
VSM	2056	57.017	57.017	-	57.017
VSM	2058	58.068	58.068	-	58.068
VSM	2066	60.729	60.729	-	60.729
VSM	2063	59.755	59.755	-	59.755
VSM	2063	59.630	59.630	-	59.630
VSM	2048	54.133	54.133	-	54.133
VSM	2030	47.722	47.722	-	47.722
VSM	2024	45.553	45.553	-	45.553
VSM	2004	38.276	38.276	-	38.276
VSM	1984	31.009	31.009	-	31.009
VSM	1974	27.070	27.070	-	27.070
VSM	1962	22.826	22.826	-	22.826
VSM	1947	17.497	17.497	-	17.497
VSM	1946	16.845	16.845	-	16.845
VSM	1941	15.291	15.291	-	15.291
VSM	1936	13.257	13.257	-	13.257
VSM	1932	11.916	11.916	-	11.916
VSM	1928	10.538	10.538	-	10.538
VSM	1928	10.518	10.518	-	10.518
VSM	1926	9.546	9.546	-	9.546

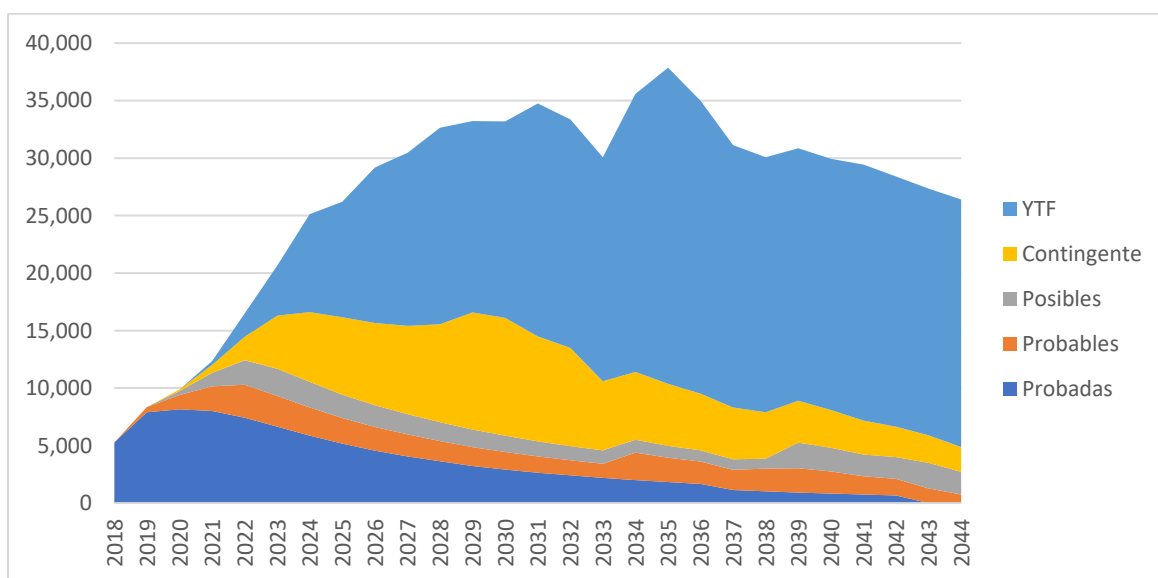
Tabla 11. Transporte de crudo por oleoducto caso alto en la cuenca del Valle Superior del Magdalena en Barriles de petróleo por día.

Fuente: Cálculos propios

6.1.1.5. CUENCA CATATUMBO

En este escenario, se considera recuperar todos los volúmenes asociados a las reservas probadas, probables y posibles reportadas en el IRR 2017 y los recursos contingentes estimados por el Consultor para aquellos campos que se encuentran cerrados por cuestiones de seguridad. En cuanto a los hidrocarburos por encontrar, se contemplan los siguientes hallazgos: un campo de 132 MBP, dos campos de 38 MBP, dos campos de 15 MBP, dos campos de 5 MBP, dos campos de 3 MBP, cuatro de 2 MBP y seis de 1MBP.

Figura 5. Producción de crudo cuenca del Catatumbo – Escenario Alto – BPPD



Fuente: cálculos propios e información ANH

Las inversiones para el desarrollo de las reservas probables, posibles y recursos contingentes y las de hallazgo y desarrollo de los hidrocarburos por descubrir contemplados en este escenario se pueden apreciar en la tabla 12

CUENCA/TIPO DE RESERVA	VOLUMEN ACUMULADO	COSTO DE DESARROLLO TOTAL	COSTO HALLAZGO TOTAL
CAT	230.802.159	2.715.794.693	187.650.676
Contingente	47.300.038	633.010.947	-
Posibles	14.382.875	218.802.557	-
Probables	16.852.064	224.076.228	-
YTF	152.267.182	1.639.904.962	187.650.676

Tabla 12. Inversiones hallazgo y desarrollo de reservas y YTF caso alto de crudo en la cuenca del Catatumbo en Millones de dólares.

Fuente: Cálculos propios

La ocupación y los faltantes de capacidad para el transporte los crudos de esta cuenca hasta Ayacucho a través oleoducto Tibú – Miramontes - Ayacucho y sus aferentes se presenta en la tabla 13. Los faltantes de capacidad se pueden cubrir con inversiones en recuperación de integridad del tubo y habilitación de unidades de bombeo existentes.

CUENCA	AÑO	PRODUCCIÓN DIARIA BPPD	Tibú - Ayacucho BPPD	Faltante Tibú - Ayacucho BPPD
CAT	2018	5.294	5.294	-
CAT	2019	8.344	8.344	-
CAT	2020	9.879	9.879	-
CAT	2021	12.355	12.355	-
CAT	2022	16.490	16.490	-
CAT	2023	20.656	19.000	1.656
CAT	2024	25.110	19.000	6.110
CAT	2025	26.201	19.000	7.201
CAT	2026	29.187	19.000	10.187
CAT	2027	30.473	19.000	11.473
CAT	2028	32.624	19.000	13.624
CAT	2029	33.225	19.000	14.225
CAT	2030	33.194	19.000	14.194
CAT	2031	34.747	19.000	15.747
CAT	2032	33.369	19.000	14.369
CAT	2033	30.088	19.000	11.088
CAT	2034	35.583	19.000	16.583
CAT	2035	37.860	19.000	18.860
CAT	2036	34.970	19.000	15.970
CAT	2037	31.143	19.000	12.143
CAT	2038	30.068	19.000	11.068
CAT	2039	30.850	19.000	11.850
CAT	2040	29.927	19.000	10.927
CAT	2041	29.439	19.000	10.439
CAT	2042	28.393	19.000	9.393
CAT	2043	27.347	19.000	8.347
CAT	2044	26.389	19.000	7.389

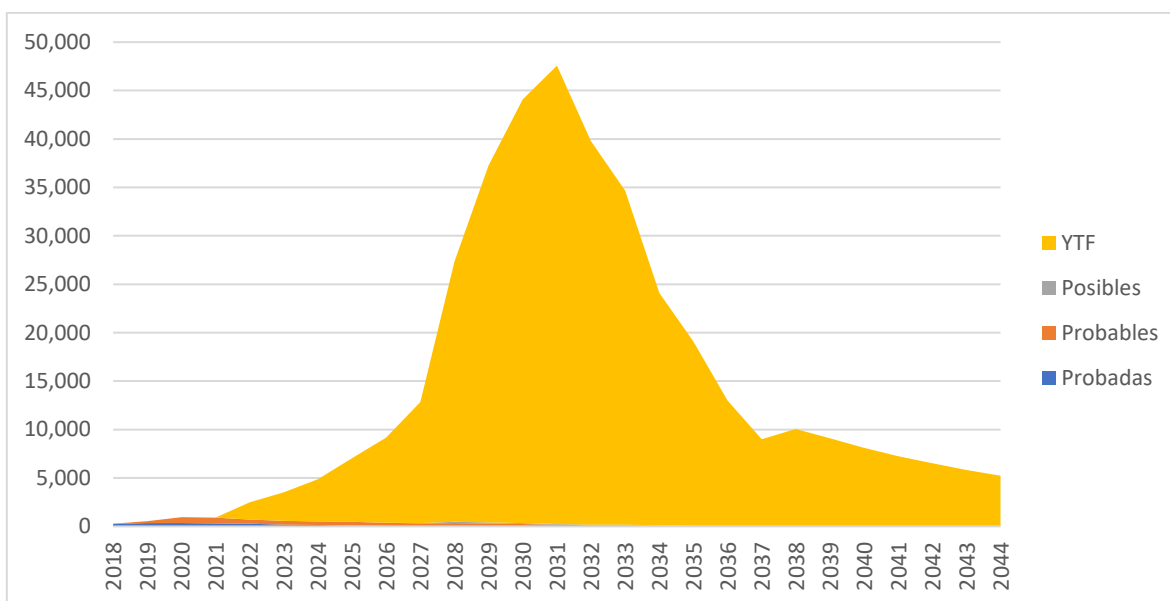
Tabla 13. Transporte de crudo por oleoducto caso alto en la cuenca del Catatumbo en Barriles de petróleo por día.

Fuente: Cálculos propios

6.1.1.6. CUENCA VALLE INFERIOR DEL MAGDALENA

En este escenario, se considera recuperar todos los volúmenes asociados a las reservas probadas, probables y posibles reportadas en el IRR 2017. En cuanto a los hidrocarburos por encontrar, se contemplan los siguientes hallazgos: dos campos de 47 MBP, dos campos de 20 MBP, doce campos de 10 MBP y uno de 1MBP.

Figura 6. Producción de crudo cuenca del Valle Inferior del Magdalena – Escenario Alto – BPPD



Fuente: cálculos propios e información ANH

Las inversiones para el desarrollo de las reservas probadas no desarrolladas y no produciendo, probables, posibles y las de hallazgo y desarrollo de los hidrocarburos por descubrir contemplados en este escenario se pueden apreciar en la tabla 14.

CUENCA/TIPO DE RESERVA	VOLUMEN ACUMULADO	COSTO DE DESARROLLO TOTAL	COSTO HALLAZGO TOTAL
VIM	143.660.477	1.322.246.554	215.617.092
PND	1.782.006	24.948.084	-
PNP	27.334	218.672	-
Posibles	224.511	2.536.728	-
Probables	1.838.149	21.783.888	-
YTF	139.788.477	1.272.759.182	215.617.092

Tabla 14. Inversiones hallazgo y desarrollo de reservas y YTF caso alto de crudo en la cuenca del Catatumbo en Millones de dólares.

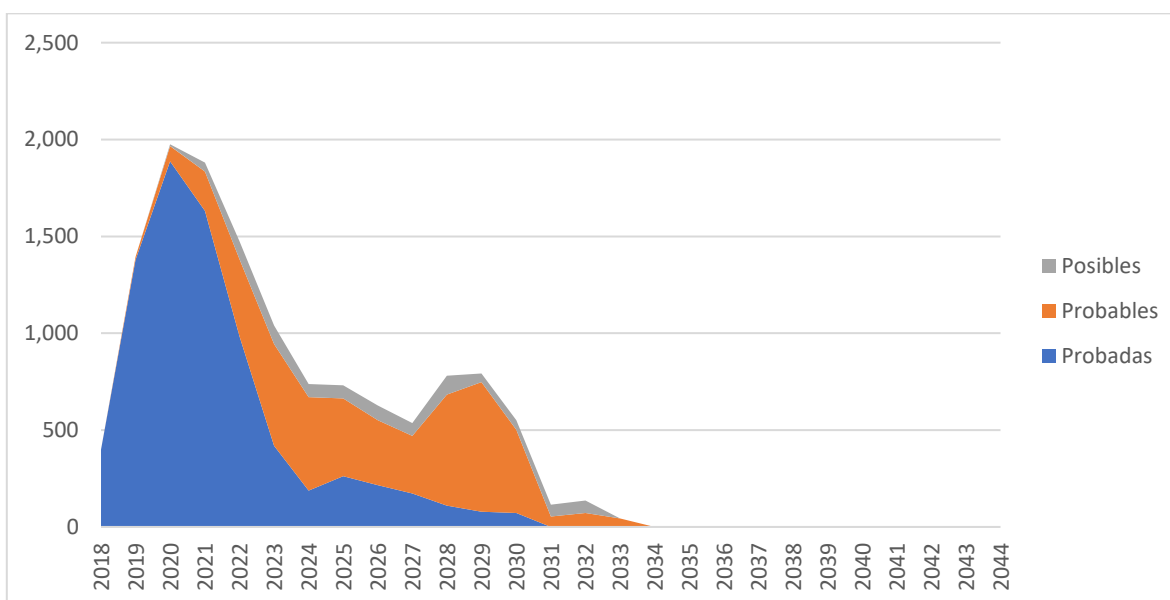
Fuente: Cálculos propios

Los crudos producidos en esta cuenca se inyectan al paso en Cicuco al oleoducto Ayacucho -Coveñas L- 16, por lo cual la necesidad de una ampliación de este sistema obedece a los requerimientos de evacuación de Ayacucho que se analizarán en el escenario integrado.

6.1.1.7. CUENCA CORDILLERA

En esta cuenca se encuentran los campos de producción de Bolívar y Corrales ubicados en el departamento de Boyacá. Solo se considera un escenario de producción que consiste en recuperar todos los volúmenes asociados a las reservas probadas, probables y posibles reportadas en el IRR 2017.

Figura 7. Producción de crudo cuenca Cordillera – Escenario Alto – BPPD



Fuente: cálculos propios e información ANH

Las inversiones para el desarrollo de las reservas probables y posibles contempladas en este escenario se pueden apreciar en la tabla 15

CUENCA/TIPO DE RESERVA	VOLUMEN ACUMULADO	COSTO DE DESARROLLO TOTAL	COSTO HALLAZGO TOTAL
COR	1.978.097	30.285.109	-
Posibles	306.827	5.216.059	-
Probables	1.671.270	25.069.050	-

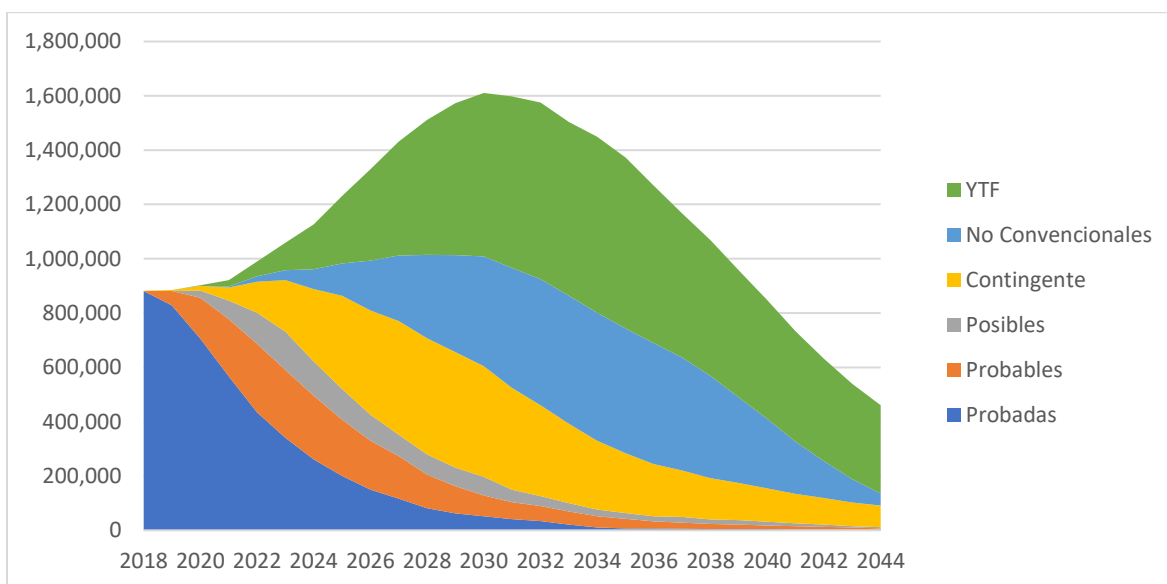
Tabla 15. Inversiones desarrollo de reservas caso alto de crudo en la cuenca Cordillera en Millones de dólares

Fuente: Cálculos propios

6.1.1.8. ESCENARIO ALTO CONSOLIDADO DE PRODUCCION DE CRUDO

A continuación, se presenta la producción de crudo del país en el escenario alto de producción de crudo, donde se destaca el aporte de los yacimientos en roca generadora en el Valle Medio del Magdalena, de los proyectos de incremento del factor de recobro tanto en los Llanos como en el Valle Medio del Magdalena y los hidrocarburos que se encontrarían principalmente en los Llanos.

Figura 8. Producción de crudo país – Escenario Alto – BPPD



Fuente: cálculos propios e información ANH

Las inversiones para el desarrollo de las reservas probadas no desarrolladas probables, posibles y recursos contingentes y las de hallazgo y desarrollo de los hidrocarburos por descubrir en el país se pueden apreciar en la tabla 16.

CUENCA/TIPO DE RESERVA	VOLUMEN ACUMULADO	COSTO DE DESARROLLO TOTAL	COSTO HALLAZGO TOTAL
CAG PUT	504.675.597	4.715.809.879	449.925.548
CAT	230.802.159	2.715.794.693	187.650.676
Llanos	4.066.705.040	36.402.717.788	1.699.729.788
VMM	4.733.551.983	53.118.174.769	1.791.700.730
VSM	296.034.455	2.791.503.452	173.010.878
VIM	143.660.477	1.322.246.554	215.617.092
COR	1.978.097	30.285.109	-
Total general	9.977.407.809	101.096.532.243	4.517.634.712

Tabla 16. Inversiones hallazgo y desarrollo de reservas y YTF caso alto de crudo en el país en Millones de dólares.

Fuente: Cálculos propios

Las inversiones requeridas en los sistemas de transporte de crudo corresponden básicamente a la construcción de un oleoducto de 24" entre Galán - Ayacucho - Coveñas por un valor total de MUSD 732. Adicionalmente, se requiere transporte por carrotanques en la cuenca del Putumayo para llevar crudo colombiano hasta el sistema de transporte de crudos del Ecuador.

En la tabla 17, se presenta el balance global de crudo en los dos nodos principales – Ayacucho y Vasconia - que reciben la producción de las cuencas del interior del país, a excepción del Putumayo, con destino a puerto exportador de Coveñas. Tal como se puede apreciar, se confirma el faltante de capacidad por Ayacucho.

Año	Ayacucho BPPD	Vasconia BPPD	TOTAL BPPD	DISPONIBLE BPPD	FALTANTE BPPD
2018	67.829	606.077	673.905	1.086.000	-
2019	82.361	584.684	667.044	1.086.000	-
2020	95.962	561.865	657.827	1.086.000	-
2021	115.215	537.179	652.393	1.086.000	-
2022	161.930	561.547	723.477	1.086.000	-
2023	216.639	583.120	799.759	1.086.000	-
2024	309.008	547.918	856.926	1.086.000	-
2025	432.933	523.158	956.091	1.086.000	-
2026	557.768	515.220	1.072.987	1.086.000	-
2027	654.180	528.109	1.182.289	1.086.000	96.289
2028	736.163	522.810	1.258.972	1.086.000	172.972
2029	806.250	530.534	1.336.784	1.086.000	250.784
2030	853.331	533.683	1.387.014	1.086.000	301.014
2031	872.487	506.964	1.379.451	1.086.000	293.451
2032	855.114	507.690	1.362.804	1.086.000	276.804
2033	821.627	472.275	1.293.902	1.086.000	207.902
2034	779.835	457.851	1.237.686	1.086.000	151.686
2035	732.769	421.079	1.153.848	1.086.000	67.848
2036	679.454	372.534	1.051.989	1.086.000	-
2037	624.367	325.174	949.541	1.086.000	-
2038	568.733	283.019	851.752	1.086.000	-
2039	494.249	247.705	741.954	1.086.000	-
2040	420.083	213.275	633.359	1.086.000	-
2041	338.645	180.004	518.649	1.086.000	-
2042	265.199	152.322	417.521	1.086.000	-
2043	196.028	128956,6718	324.984	1.086.000	-
2044	137.616	108573,6754	246.190	1.086.000	-

Tabla 17. Transporte de crudo por oleoducto caso alto país en Barriles de petróleo por día.

Fuente: Cálculos propios

6.1.2. ESCENARIO MEDIO

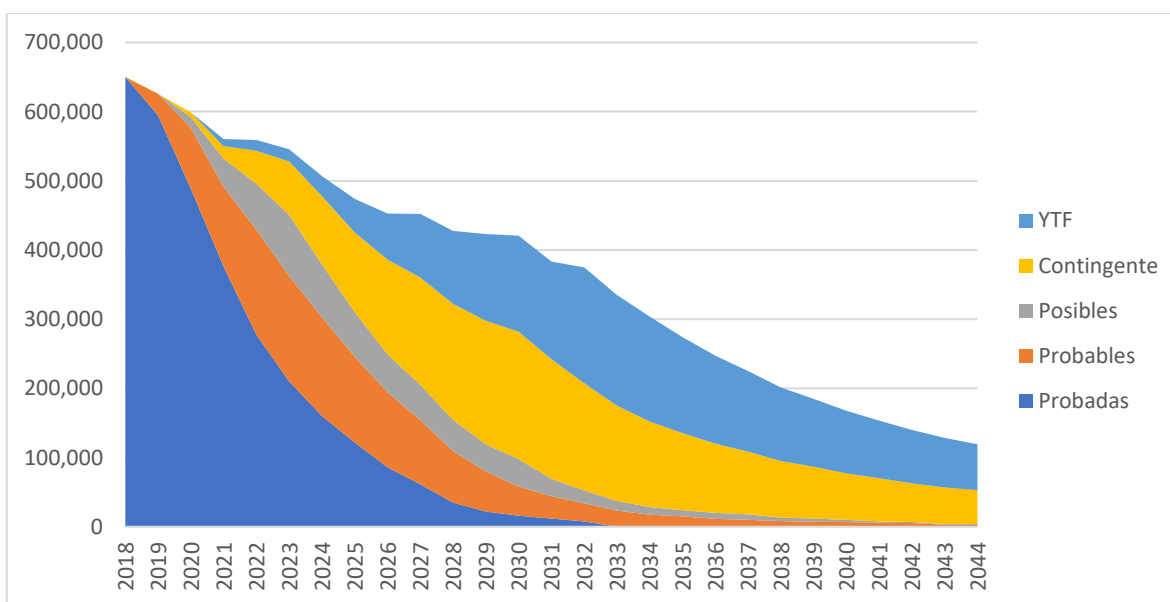
El escenario medio de producción de crudo es una visión realista del desarrollo del potencial en cada una de las cuencas sin incluir los aportes de los campos de hidrocarburos no convencionales, basado en el desarrollo de recursos contingentes y hallazgos de reservas mas conservadores y con algunos de los descubrimientos planteados ya realizados.

6.1.2.1. CUENCA DE LOS LLANOS ORIENTALES

En este escenario, se considera recuperar todos los volúmenes asociados a las reservas probadas, probables y posibles reportadas en el IRR 2017, así como el 95% de los recursos contingentes provenientes del aumento del factor de recobro en los campos de Chichimene, Akacias, Castilla y Caño Sur Este debido a la alta certidumbre que tienen estos proyectos, pero no se consideró el proyecto de combustión in situ en Chichimene por ser una nueva tecnología.

En cuanto a los hidrocarburos por encontrar, se contempla el hallazgo de un campo grandes de crudo pesado de 400 MBP cada uno, un campo de crudo liviano de 100 MBP cada uno, tres campos de crudo intermedio de 50 MBP cada uno y 15 campos de crudo intermedio de 10 MBP cada uno. Estos valores corresponden al 50% de los estimados en el escenario alto.

Figura 9. Producción de crudo cuenca Llanos – Escenario Medio – BPPD



Fuente: Cálculos propios e información ANH

Las inversiones para el desarrollo de las reservas probadas no desarrolladas y no produciendo, probables, posibles y recursos contingentes y las de hallazgo y desarrollo de los hidrocarburos por descubrir contemplados en este escenario se pueden apreciar en la tabla 18.

CUENCA/TIPO DE RESERVA	VOLUMEN ACUMULADO	COSTO DE DESARROLLO TOTAL	COSTO HALLAZGO TOTAL
Llanos	2.887.113.645	25.280.120.680	877.986.536
Contingente	920.621.987	7.941.713.606	-
PND	350.448.424	2.777.959.394	-
PNP	48.693.096	458.580.632	-
Posibles	253.040.614	2.210.225.682	-
Probables	495.028.817	4.535.806.598	-
YTF	819.280.707	7.355.834.768	877.986.536

Tabla 18. Inversiones hallazgo y desarrollo de reservas y YTF caso medio de crudo en la cuenca Llanos en Millones de dólares.

Fuente: Cálculos propios

La ocupación y los faltantes de capacidad para el transporte los crudos de esta cuenca hasta los nodos de Vasconia y Ayacucho a través de los oleoductos Porvenir – Vasconia (OCENSA) y Araguañey – Banadía -Ayacucho y sus aferentes se presenta en la tabla 19. A pesar que el volumen a transportar es superior a la producción, por la necesidad de diluir con nafta los crudos pesados, no se presentan faltantes de capacidad en los oleoductos en el periodo de proyección.

CUENCA	AÑO	VOLUMEN A TRANSPORTA R BPPD	Porvenir - Vasconia BPPD	Banadía - Ayacucho BPPD	Faltante Porvenir - Vasconia BPPD	Total Porvenir - Vasconia BPPD
Llanos	2018	699.427	699.427	-	-	699.427
Llanos	2019	674.316	674.316	-	-	674.316
Llanos	2020	645.770	645.770	-	-	645.770
Llanos	2021	604.270	604.270	-	-	604.270
Llanos	2022	603.282	603.282	-	-	603.282
Llanos	2023	590.451	590.451	-	-	590.451
Llanos	2024	548.161	548.161	-	-	548.161
Llanos	2025	511.865	511.865	-	-	511.865
Llanos	2026	488.661	488.661	-	-	488.661
Llanos	2027	486.812	486.812	-	-	486.812
Llanos	2028	461.019	461.019	-	-	461.019
Llanos	2029	455.324	455.324	-	-	455.324
Llanos	2030	452.315	452.315	-	-	452.315
Llanos	2031	411.666	411.666	-	-	411.666
Llanos	2032	402.506	402.506	-	-	402.506
Llanos	2033	358.991	358.991	-	-	358.991
Llanos	2034	325.208	325.208	-	-	325.208
Llanos	2035	293.798	293.798	-	-	293.798
Llanos	2036	265.041	265.041	-	-	265.041
Llanos	2037	241.449	241.449	-	-	241.449
Llanos	2038	216.529	216.529	-	-	216.529
Llanos	2039	198.555	198.555	-	-	198.555
Llanos	2040	180.301	180.301	-	-	180.301
Llanos	2041	165.066	165.066	-	-	165.066
Llanos	2042	150.776	150.776	-	-	150.776
Llanos	2043	138.195	138.195	-	-	138.195
Llanos	2044	128.460	128.460	-	-	128.460

Tabla 19. Transporte de crudo por oleoducto caso medio en la cuenca Llanos en Barriles de petróleo por día.

Fuente: Cálculos propios

6.1.2.2. CUENCA VALLE MEDIO DEL MAGDALENA

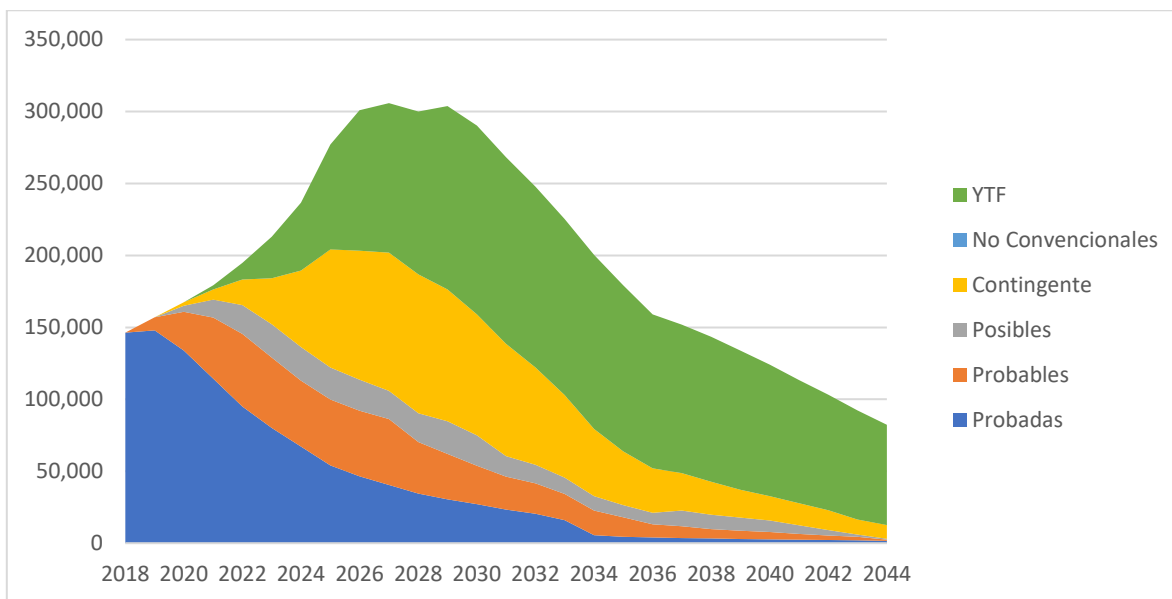
En este escenario, se considera recuperar todos los volúmenes asociados a las reservas probadas, probables y posibles reportadas en el IRR 2017, así como los recursos contingentes provenientes del 75% de los desarrollos del tren de deposición de los campos Llanito – Gala-Galán y los proyectos de recobro mejorado de la expansión de los proyectos de inyección continua de vapor en el 2020 para Teca y el desarrollo parcial al 50% 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.

En cuanto a los hidrocarburos por encontrar, se contemplan hallazgos en las diferentes provincias que componen la cuenca así:

- **Norte:** un campo de 100 MBP y dos campos de 15 MBP c/u.
- **Centro:** un campo de 125 MBP y dos campos de 100 MBP c/u.
- **Oriente:** un campo de 60 MBP y un campo de 30 MBP.
- **Occidente:** un campos de 120 MBP, un campo de 60 MBP y un campo de 30 MBP.
- **Sur:** un campo de 30 MBP y dos campos de 7 MBP c/u.

En la figura 10 se presenta la proyección de la producción para los próximos 25 años y se puede observar que esta cuenca se mantiene como la segunda en producción de crudo del país, por debajo de la cuenca de los Llanos.

**Figura 10. Producción de crudo cuenca del Valle medio del Magdalena
Escenario Medio – BPPD**



Fuente: cálculos propios e información ANH

Las inversiones para el desarrollo de las reservas probadas no desarrolladas y no produciendo, probables, posibles y recursos contingentes y las de hallazgo y desarrollo de los hidrocarburos por descubrir contemplados en este escenario se pueden apreciar en la tabla 20.

CUENCA/TIPO DE RESERVA	VOLUMEN ACUMULADO	COSTO DE DESARROLLO TOTAL	COSTO HALLAZGO TOTAL
VMM	1.632.306.131	14.023.388.568	1.026.688.223
Contingente	403.238.402	3.176.902.167	-
No Convencionales	-	-	-
PND	64.406.792	567.524.727	-
PNP	40.512.369	328.416.385	-
Posibles	118.696.945	1.095.254.033	-
Probables	216.556.463	1.688.867.915	-
YTF	788.895.160	7.166.423.340	1.026.688.223

Tabla 20. Inversiones hallazgo y desarrollo de reservas y YTF caso medio de crudo en la cuenca del Valle Medio del Magdalena en Millones de dólares.

Fuente: Cálculos propios

Parte de la producción de esta cuenca (90 KBPPD) se carga a la refinería de Barrancabermeja y el volumen restante se envía hasta el nodo de Ayacucho por los oleoductos Galán – Ayacucho de 14” y 18”.

De acuerdo con la información presentada en la tabla 21 se requeriría un ampliación de capacidad de evacuación del año 2020 al 2034, que pudiere evitarse si se incrementa el envío de crudos pesados a la refinería de Barrancabermeja por el sistema Velázquez – Sauce propiedad de Mansarovar hasta su máxima capacidad y se reversa el oleoducto Vasconia – Galán para enviar los excedentes del área central de la cuenca hasta Vasconia y exportarlos por los sistemas Vasconia – Coveñas de OCEMSA u ODC que tendrían capacidad disponible.

Por otra parte, la refinería de Barrancabermeja que hoy tiene limitada la carga a 225.000 BPPD por no disponer de crudos livianos, podría aprovechar los crudos de este tipo descubiertos o provenientes de los proyectos de aumento de factor de recobro e incrementar por encima de 90.000 BPPD la carga de crudos del área, lo que facilitaría la reversión del oleoducto Vasconia – Galán. Adicionalmente, parte de la producción incremental se daría en los campos de crudo pesado de Mansarovar que se pueden conectar con la estación de Vasconia y por tanto exportar por los sistemas Vasconia – Coveñas.

Con base en todo lo anterior, no se considera ningún proyecto de incremento de capacidad en los sistemas de oleoductos que llevan el crudo desde Galán a Ayacucho.

CUENCA	AÑO	VOLUMEN PRODUCIDO BPPD	CARGA A REFINERÍA BPPD	VOLUMEN A TRANSPORTAR BPPD	Galán Ayacucho BPPD	Faltante Galán Ayacucho BPPD	Total Galán Ayacucho BPPD
VMM	2018	152.239	90.000	62.239	62.239	-	62.239
VMM	2019	163.480	90.000	73.480	73.480	-	73.480
VMM	2020	174.292	90.000	84.292	84.292	-	84.292
VMM	2021	186.354	90.000	96.354	96.354	-	96.354
VMM	2022	202.517	90.000	112.517	98.000	14.517	112.517
VMM	2023	221.471	90.000	131.471	98.000	33.471	131.471
VMM	2024	246.135	90.000	156.135	98.000	58.135	156.135
VMM	2025	290.447	90.000	200.447	98.000	102.447	200.447
VMM	2026	315.607	90.000	225.607	98.000	127.607	225.607
VMM	2027	320.671	90.000	230.671	98.000	132.671	230.671
VMM	2028	314.526	90.000	224.526	98.000	126.526	224.526
VMM	2029	318.926	90.000	228.926	98.000	130.926	228.926
VMM	2030	304.477	90.000	214.477	98.000	116.477	214.477
VMM	2031	281.475	90.000	191.475	98.000	93.475	191.475
VMM	2032	259.821	90.000	169.821	98.000	71.821	169.821
VMM	2033	236.452	90.000	146.452	98.000	48.452	146.452
VMM	2034	211.055	90.000	121.055	98.000	23.055	121.055
VMM	2035	188.834	90.000	98.834	98.000	834	98.834
VMM	2036	167.601	90.000	77.601	77.601	-	77.601
VMM	2037	160.315	90.000	70.315	70.315	-	70.315
VMM	2038	151.528	90.000	61.528	61.528	-	61.528
VMM	2039	141.552	90.000	51.552	51.552	-	51.552
VMM	2040	131.242	90.000	41.242	41.242	-	41.242
VMM	2041	120.109	90.000	30.109	30.109	-	30.109
VMM	2042	109.429	90.000	19.429	19.429	-	19.429
VMM	2043	97.621	90.000	7.621	7.621	-	7.621
VMM	2044	87.063	90.000	-	-	-	-

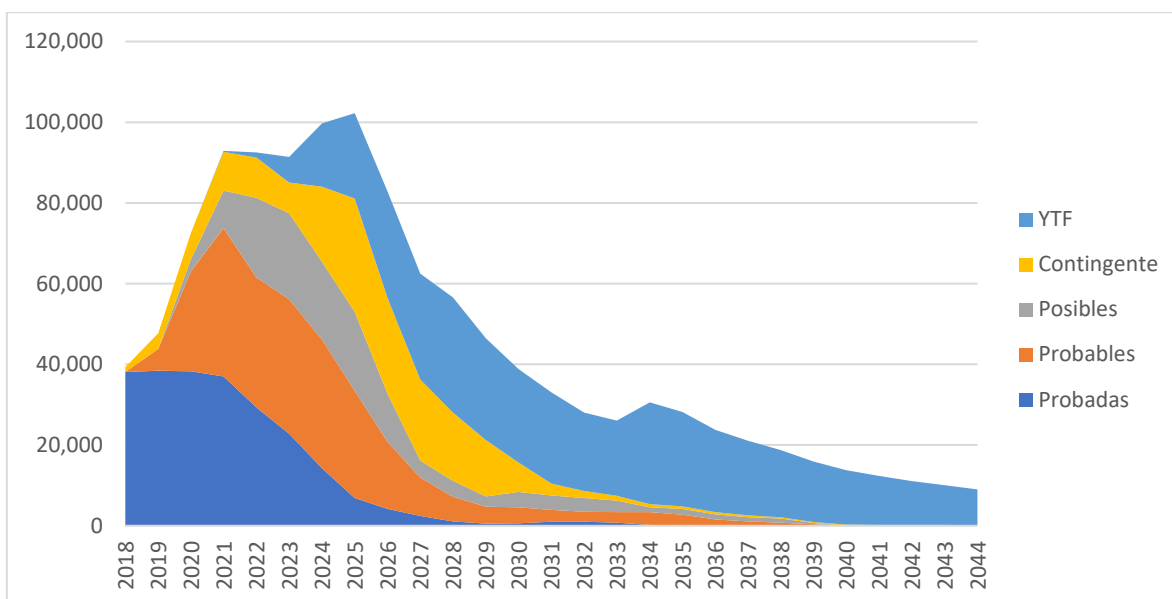
Tabla 21. Transporte de crudo por oleoducto caso medio en la cuenca del Valle Medio del Magdalena en Barriles de petróleo por día.

Fuente: Cálculos propios

6.1.2.3. CUENCA CAGUAN - PUTUMAYO

En este escenario, se considera recuperar todos los volúmenes asociados a las reservas probadas, probables y posibles y los recursos contingentes reportados en el IRR 2017. En cuanto a los hidrocarburos por encontrar, se contemplan los siguientes hallazgos: un campo de 80 MBP, un campo de 20 MBP, un campo de 15 MBP y 3 campos de 5 MBP.

Figura 11. Producción de crudo cuenca del Caguán - Putumayo – Escenario medio – BPPD



Fuente: cálculos propios e información ANH

Las inversiones para el desarrollo de las reservas probadas no desarrolladas y no produciendo, probables, posibles y recursos contingentes y las de hallazgo y desarrollo de los hidrocarburos por descubrir contemplados en este escenario se pueden apreciar en la tabla 22.

CUENCA/TIPO DE RESERVA	VOLUMEN ACUMULADO	COSTO DE DESARROLLO TOTAL	COSTO HALLAZGO TOTAL
CAG PUT	393.422.165	3.575.866.906	235.824.468
Contingente	64.612.328	787.826.184	-
PND	39.336.587	457.273.595	-
Posibles	49.312.701	411.952.464	-
Probables	90.809.183	725.480.399	-
YTF	149.351.366	1.193.334.264	235.824.468

Tabla 22. Inversiones hallazgo y desarrollo de reservas y YTF caso medio de crudo en la cuenca del Caguán - Putumayo en Millones de dólares.

Fuente: Cálculos propios

La ocupación y los faltantes de capacidad para el transporte los crudos de esta cuenca hasta Tumaco y Lago Agrio a través de los oleoductos Orito - Tumaco y San Miguel – Lago Agrio y sus aferentes se presenta en la tabla 23. A pesar que se existen faltantes de capacidad en una parte del periodo de la proyección, no se prevé ninguna ampliación de los oleoductos porque estos excedentes se transportan por carrotanque hasta la primera estación del oleoducto de crudos pesados del Ecuador tal como se viene haciendo en la actualidad.

CUENCA	AÑO	PRODUCCIÓN DIARIA BPD	Orito - Tumaco BPPD	San Miguel - Lago Agrio BPPD	Faltante San Miguel - Lago Agrio BPPD
CAG PUT	2018	40.098	40.098	-	-
CAG PUT	2019	49.114	49.114	-	-
CAG PUT	2020	75.542	67.000	8.542	-
CAG PUT	2021	96.993	67.000	27.000	2.993
CAG PUT	2022	96.922	67.000	27.000	2.922
CAG PUT	2023	95.870	67.000	27.000	1.870
CAG PUT	2024	104.799	67.000	27.000	10.799
CAG PUT	2025	107.554	67.000	27.000	13.554
CAG PUT	2026	86.109	67.000	19.109	-
CAG PUT	2027	64.483	64.483	-	-
CAG PUT	2028	58.176	58.176	-	-
CAG PUT	2029	47.734	47.734	-	-
CAG PUT	2030	39.403	39.403	-	-
CAG PUT	2031	33.250	33.250	-	-
CAG PUT	2032	28.095	28.095	-	-
CAG PUT	2033	26.136	26.136	-	-
CAG PUT	2034	30.667	30.667	-	-
CAG PUT	2035	28.258	28.258	-	-
CAG PUT	2036	23.814	23.814	-	-
CAG PUT	2037	21.081	21.081	-	-
CAG PUT	2038	18.774	18.774	-	-
CAG PUT	2039	15.925	15.925	-	-
CAG PUT	2040	13.769	13.769	-	-
CAG PUT	2041	12.354	12.354	-	-
CAG PUT	2042	11.115	11.115	-	-
CAG PUT	2043	10.016	10.016	-	-
CAG PUT	2044	9.004	9.004	-	-

Tabla 23. Transporte de crudo por oleoducto caso medio en la cuenca del Caguán - Putumayo en Barriles de petróleo por día.

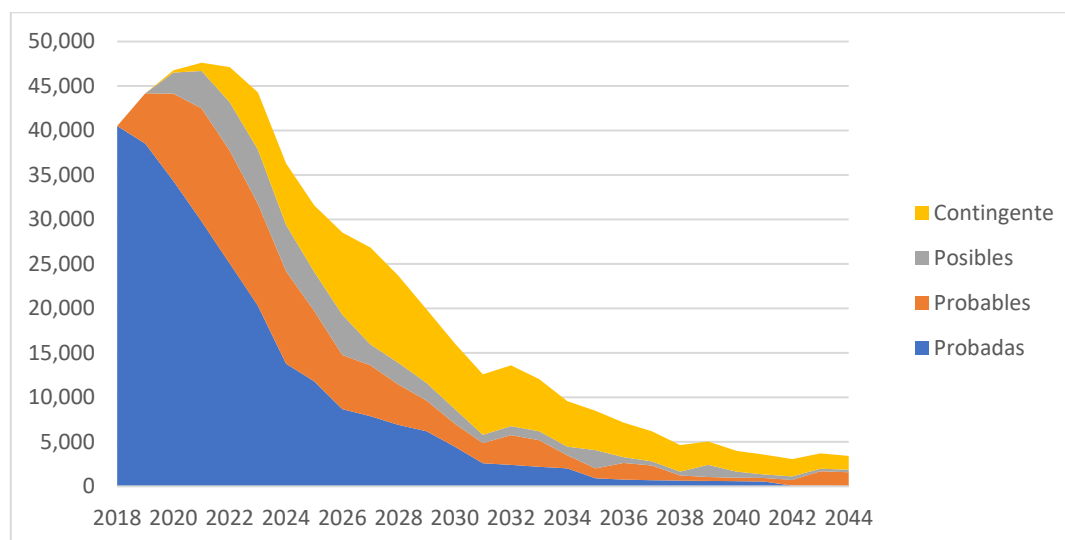
Fuente: Cálculos propios

Es importante destacar que los altos costos de transporte por oleoducto para evacuar los crudos de esta cuenca implican que se requieren precios de crudo superiores a USD 50/barril para el desarrollo de las reservas probadas y posibles y los contingentes en algunos campos. Caso especial es el crudo del campo Capella, puesto que, por ser un crudo pesado de alto azufre, se desarrollo requiere precios de crudo de alrededor de USD 60/barril y cualquier descubrimiento de un campo de calidad similar tendría la misma limitante para su desarrollo.

6.1.2.4. CUENCA VALLE SUPERIOR DEL MAGDALENA

En este escenario, se considera recuperar todos los volúmenes asociados a las reservas probadas, probables y posibles reportadas en el IRR 2017 y los recursos contingentes de los incrementos del factor de recobro en los campos cercanos a Neiva provenientes de proyectos tanto de inyección de agua como de agua con polímeros y no considera hidrocarburos por hallar.

**Figura 12. Producción de crudo cuenca del Valle Superior del Magdalena
– Escenario medio – BPPD**



Fuente: cálculos propios e información ANH

Las inversiones para el desarrollo de las reservas probadas no desarrolladas probables, posibles y recursos contingentes contemplados en este escenario se pueden apreciar en la tabla 24.

CUENCA/TIPO DE RESERVA	VOLUMEN ACUMULADO	COSTO DE DESARROLLO TOTAL	COSTO HALLAZGO TOTAL
VSM	123.023.577	1.185.090.864	-
Contingente	44.978.615	432.794.133	-
PND	17.823.516	167.868.170	-
Posibles	18.817.726	201.338.265	-
Probables	41.403.720	383.090.296	-
YTF	-	-	-

Tabla 24. Inversiones hallazgo y desarrollo de reservas caso medio de crudo en la cuenca del Valle Superior del Magdalena en Millones de dólares.

Fuente: Cálculos propios

La ocupación y los faltantes de capacidad para el transporte los crudos de esta cuenca hasta Vasconia a través oleoducto Tenay - Vasconia (oleoducto del Alto Magdalena) y sus aferentes se presenta en la tabla 25.

CUENCA	AÑO	PRODUCCIÓN DIARIA BPPD	Tenay - Vasconia BPPD	Faltante Tenay - Vasconia BPPD	Total Tenay - Vasconia
VSM	2018	41.650	41.650	-	41.650
VSM	2019	45.258	45.258	-	45.258
VSM	2020	47.809	47.809	-	47.809
VSM	2021	48.590	48.590	-	48.590
VSM	2022	48.099	48.099	-	48.099
VSM	2023	45.412	45.412	-	45.412
VSM	2024	37.421	37.421	-	37.421
VSM	2025	32.727	32.727	-	32.727
VSM	2026	29.785	29.785	-	29.785
VSM	2027	28.270	28.270	-	28.270
VSM	2028	24.916	24.916	-	24.916
VSM	2029	21.020	21.020	-	21.020
VSM	2030	17.066	17.066	-	17.066
VSM	2031	13.375	13.375	-	13.375
VSM	2032	14.391	14.391	-	14.391
VSM	2033	12.750	12.750	-	12.750
VSM	2034	10.040	10.040	-	10.040
VSM	2035	9.030	9.030	-	9.030
VSM	2036	7.476	7.476	-	7.476
VSM	2037	6.495	6.495	-	6.495
VSM	2038	4.907	4.907	-	4.907
VSM	2039	5.276	5.276	-	5.276
VSM	2040	4.211	4.211	-	4.211
VSM	2041	3.774	3.774	-	3.774
VSM	2042	3.211	3.211	-	3.211
VSM	2043	3.924	3.924	-	3.924
VSM	2044	3.611	3.611	-	3.611

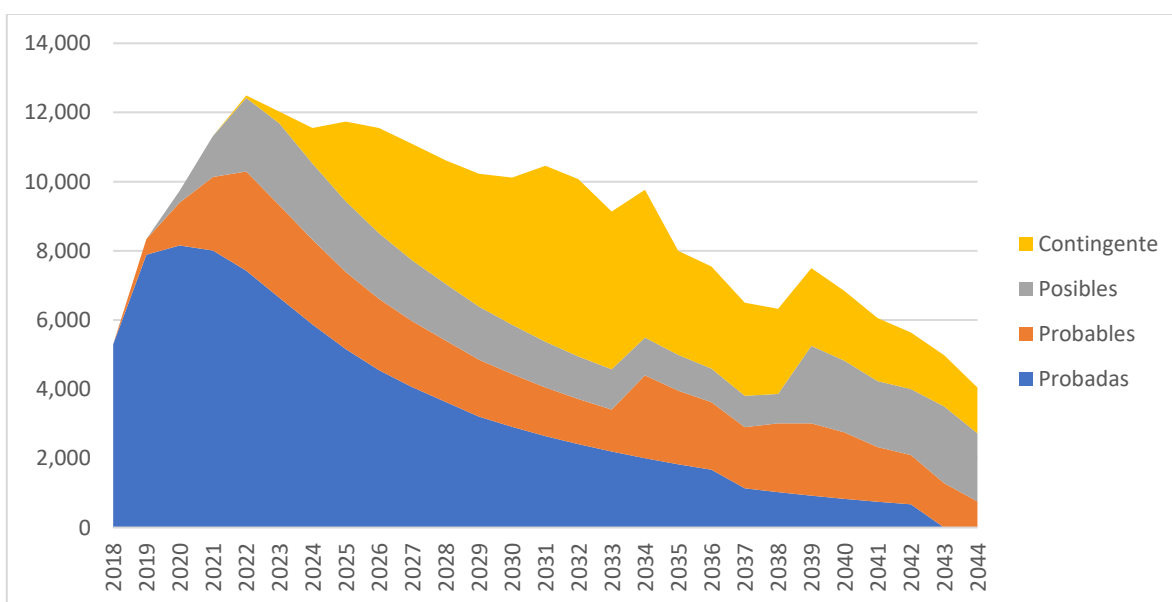
Tabla 25. Transporte de crudo por oleoducto caso medio en la cuenca del Valle Superior del Magdalena en Barriles de petróleo por día.

Fuente: Cálculos propios

6.1.2.5. CUENCA CATATUMBO

En este escenario, se considera recuperar todos los volúmenes asociados a las reservas probadas, probables y posibles reportadas en el IRR 2017 y los recursos contingentes estimados por el Consultor para aquellos campos que se encuentran cerrados por cuestiones de seguridad, pero con un volumen equivalente al 50% del estimado para el caso alto. No se consideran nuevos hallazgos.

Figura 13. Producción de crudo cuenca del Catatumbo – Escenario Medio – BPPD



Fuente: cálculos propios e información ANH

Las inversiones para el desarrollo de las reservas probables, posibles y recursos contingentes contemplados en este escenario se pueden apreciar en la tabla 26.

CUENCA/TIPO DE RESERVA	VOLUMEN ACUMULADO	COSTO DE DESARROLLO TOTAL	COSTO HALLAZGO TOTAL
CAT	54.056.458	748.241.872	-
Contingente	22.821.518	305.363.088	-
Posibles	14.382.875	218.802.557	-
Probables	16.852.064	224.076.228	-
YTF	-	-	-

Tabla 26. Inversiones desarrollo de reservas caso medio de crudo en la cuenca del Catatumbo en Millones de dólares.

Fuente: Cálculos propios

La ocupación y los faltantes de capacidad para el transporte los crudos de esta cuenca hasta Ayacucho a través oleoducto Tibú – Miramontes - Ayacucho y sus aferentes se presenta en la tabla 27. Para este caso no hay faltantes de capacidad.

CUENCA	AÑO	PRODUCCIÓN DIARIA BPPD	Tibú - Ayacucho BPPD	Faltante Tibú - Ayacucho BPPD
CAT	2018	5.294	5.294	-
CAT	2019	8.344	8.344	-
CAT	2020	9.734	9.734	-
CAT	2021	11.319	11.319	-
CAT	2022	12.492	12.492	-
CAT	2023	12.026	12.026	-
CAT	2024	11.555	11.555	-
CAT	2025	11.740	11.740	-
CAT	2026	11.548	11.548	-
CAT	2027	11.085	11.085	-
CAT	2028	10.614	10.614	-
CAT	2029	10.226	10.226	-
CAT	2030	10.122	10.122	-
CAT	2031	10.464	10.464	-
CAT	2032	10.074	10.074	-
CAT	2033	9.134	9.134	-
CAT	2034	9.764	9.764	-
CAT	2035	7.997	7.997	-
CAT	2036	7.541	7.541	-
CAT	2037	6.504	6.504	-
CAT	2038	6.323	6.323	-
CAT	2039	7.502	7.502	-
CAT	2040	6.844	6.844	-
CAT	2041	6.055	6.055	-
CAT	2042	5.638	5.638	-
CAT	2043	4.979	4.979	-
CAT	2044	4.051	4.051	-

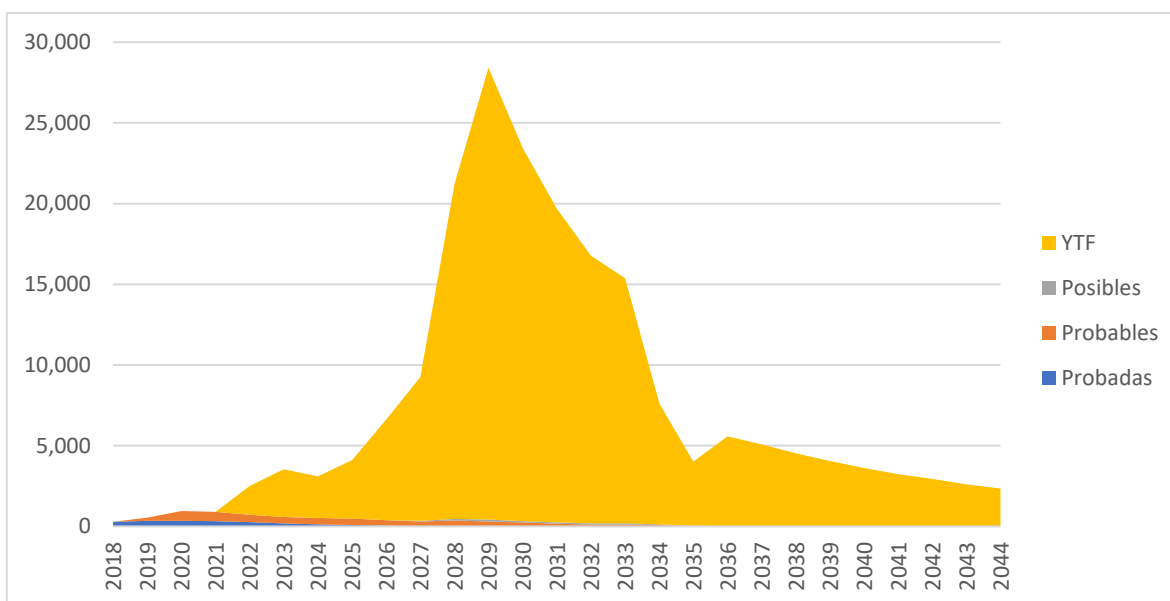
Tabla 27. Transporte de crudo por oleoducto caso medio en la cuenca del Catatumbo en Barriles de petróleo por día.

Fuente: Cálculos propios

6.1.2.6. CUENCA VALLE INFERIOR DEL MAGDALENA

En este escenario, se considera recuperar todos los volúmenes asociados a las reservas probadas, probables y posibles reportadas en el IRR 2017. En cuanto a los hidrocarburos por encontrar, se contemplan los siguientes hallazgos: un campo de 47 MBP, un campo de 20 MBP, seis campos de 10 MBP y uno de 1MBP, correspondientes al 50% de los estimados para el caso alto.

Figura 14. Producción de crudo cuenca del Valle Inferior del Magdalena – Escenario Medio – BPPD



Fuente: cálculos propios e información ANH

Las inversiones para el desarrollo de las reservas probadas no desarrolladas y no produciendo, probables, posibles y las de hallazgo y desarrollo de los hidrocarburos por descubrir contemplados en este escenario se pueden apreciar en la tabla 28.

CUENCA/TIPO DE RESERVA	VOLUMEN ACUMULADO	COSTO DE DESARROLLO TOTAL	COSTO HALLAZGO TOTAL
VIM	74.888.624	696.937.918	109.687.082
PND	1.782.006	24.948.084	-
PNP	27.334	218.672	-
Posibles	224.511	2.536.728	-
Probables	1.838.149	21.783.888	-
YTF	71.016.624	647.450.546	109.687.082

Tabla 28. Inversiones hallazgo y desarrollo de reservas y YTF caso medio de crudo en la cuenca del Catatumbo en Millones de dólares.

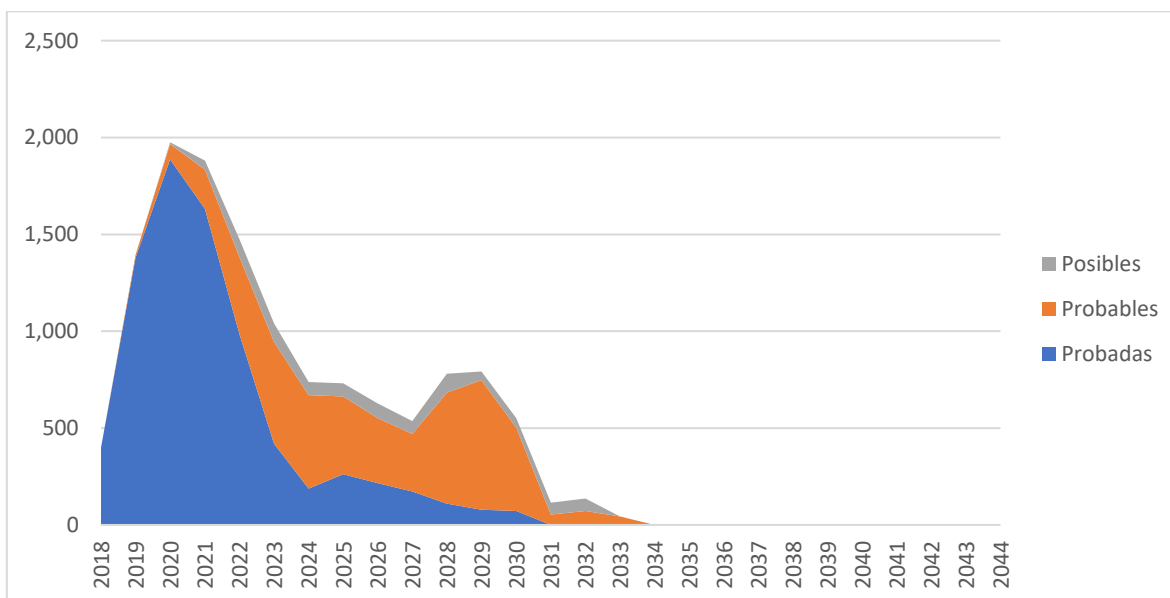
Fuente: Cálculos propios

Los crudos producidos en esta cuenca se inyectan al paso en Cicuco al oleoducto Ayacucho -Coveñas L- 16, por lo cual la necesidad de una ampliación de este sistema obedece a los requerimientos de evacuación de Ayacucho que se analizarán en el escenario integrado.

6.1.2.7. CUENCA CORDILLERA

En esta cuenca se encuentran los campos de producción de Bolívar y Corrales ubicados en el departamento de Boyacá. Solo se considera un escenario de producción que consiste en recuperar todos los volúmenes asociados a las reservas probadas, probables y posibles reportadas en el IRR 2017.

Figura 15. Producción de crudo cuenca Cordillera – Escenario medio – BPPD



Fuente: cálculos propios e información ANH

Las inversiones para el desarrollo de las reservas probables y posibles contempladas en este escenario se pueden apreciar en la tabla 29.

CUENCA/TIPO DE RESERVA	VOLUMEN ACUMULADO	COSTO DE DESARROLLO TOTAL	COSTO HALLAZGO TOTAL
COR	1.978.097	30.285.109	-
Posibles	306.827	5.216.059	-
Probables	1.671.270	25.069.050	-

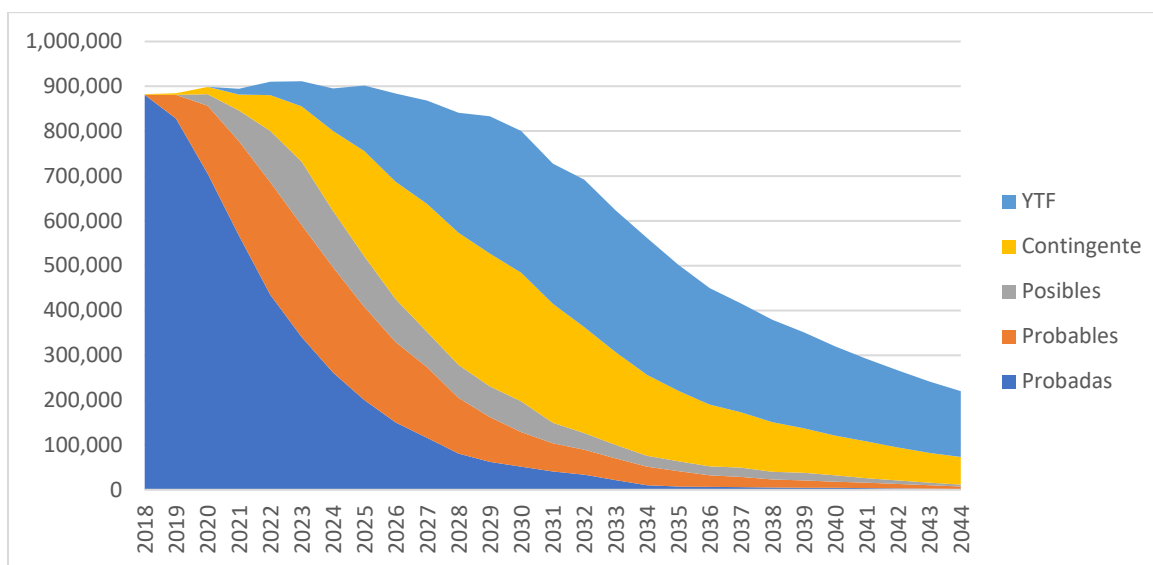
Tabla 29. Inversiones desarrollo de reservas caso medio de crudo en la cuenca Cordillera en Millones de dólares

Fuente: Cálculos propios

6.1.2.8. ESCENARIO MEDIO CONSOLIDADO DE PRODUCCION DE CRUDO

A continuación, se presenta la producción de crudo del país en el escenario alto de producción de crudo, donde se destaca el aporte de los proyectos de incremento del factor de recobro tanto en los Llanos como en el Valle Medio del Magdalena y los hidrocarburos que se encontrarían principalmente en los Llanos y en el Valle Medio del Magdalena.

Figura 16. Producción de crudo país – Escenario medio – BPPD



Fuente: cálculos propios e información ANH

Las inversiones para el desarrollo de las reservas probadas no desarrolladas probables, posibles y recursos contingentes y las de hallazgo y desarrollo de los hidrocarburos por descubrir en el país se pueden apreciar en la tabla 30.

CUENCA/TIPO DE RESERVA	VOLUMEN ACUMULADO	COSTO DE DESARROLLO TOTAL	COSTO HALLAZGO TOTAL
CAG PUT	393.422.165	3.575.866.906	235.824.468
CAT	54.056.458	748.241.872	-
Llanos	2.889.389.143	25.308.110.203	877.986.536
VMM	1.632.306.131	14.023.388.568	1.026.688.223
VSM	123.023.577	1.185.090.864	-
VIM	74.888.624	696.937.918	109.687.082
COR	1.978.097	30.285.109	-
Total general	5.169.064.195	45.567.921.440	2.250.186.308

Tabla 30. Inversiones hallazgo y desarrollo de reservas y YTF caso medio de crudo en el país en Millones de dólares

Fuente: Cálculos propios

En la tabla 31, se presenta el balance global de crudo en los dos nodos principales – Ayacucho y Vasconia - que reciben la producción de las cuencas del interior del país, a excepción del Putumayo, con destino a puerto exportador de Coveñas. Tal como se puede apreciar, la capacidad actual es suficiente para evacuar la totalidad del crudo producido en este escenario.

Año	Ayacucho BPPD	Vasconia BPPD	TOTAL BPPD	DISPONIBLE BPPD	FALTANTE BPPD
2.018	67.829	606.077	673.905	1.086.000	-
2.019	82.361	584.574	666.934	1.086.000	-
2.020	94.980	558.579	653.559	1.086.000	-
2.021	108.577	517.860	626.437	1.086.000	-
2.022	127.517	516.380	643.898	1.086.000	-
2.023	147.029	500.863	647.893	1.086.000	-
2.024	170.783	450.582	621.365	1.086.000	-
2.025	216.298	409.593	625.891	1.086.000	-
2.026	243.770	383.446	627.216	1.086.000	-
2.027	251.004	380.082	631.086	1.086.000	-
2.028	256.353	350.936	607.289	1.086.000	-
2.029	267.570	341.344	608.915	1.086.000	-
2.030	248.046	334.381	582.427	1.086.000	-
2.031	221.613	290.041	511.654	1.086.000	-
2.032	196.684	281.897	478.581	1.086.000	-
2.033	170.954	236.741	407.694	1.086.000	-
2.034	138.432	200.248	338.680	1.086.000	-
2.035	110.835	167.828	278.662	1.086.000	-
2.036	90.724	137.518	228.242	1.086.000	-
2.037	81.909	112.944	194.853	1.086.000	-
2.038	72.385	86.436	158.821	1.086.000	-
2.039	63.111	68.831	131.941	1.086.000	-
2.040	51.710	49.512	101.222	1.086.000	-
2.041	39.414	33.840	73.254	1.086.000	-
2.042	28.016	18.987	47.003	1.086.000	-
2.043	15.212	7.119	22.331	1.086.000	-
2.044	3.458	-2.929	529	1.086.000	-

Tabla 31. Transporte de crudo por oleoducto caso medio país en Barriles de petróleo por día.

Fuente: Cálculos propios

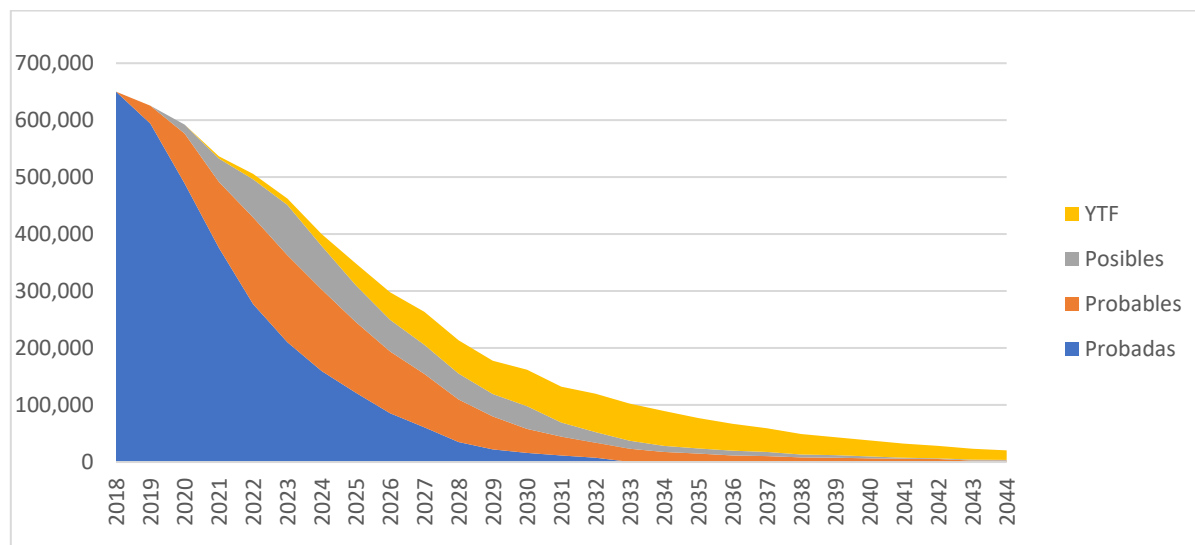
6.1.3. ESCENARIO BAJO

El escenario bajo de producción de crudo es una visión pesimista del desarrollo del potencial en cada una de las cuencas, basado en el desarrollo de las reservas probadas, posibles y probables y los hallazgos de reservas de los descubrimientos planteados ya realizados en los Llanos y el Valle Medio del Magdalena y algunas pequeñas adicione.

6.1.3.1. CUENCA DE LOS LLANOS ORIENTALES

En este escenario, se considera recuperar todos los volúmenes asociados a las reservas probadas, probables y posibles reportadas en el IRR 2017, así como los hallazgos de los campos Acorazado y Andino. Adicionalmente, se consideran pequeños hallazgos durante los próximos diez años.

Figura 17. Producción de crudo cuenca Llanos – Escenario bajo – BPPD



Fuente: cálculos propios e información ANH

Las inversiones para el desarrollo de las reservas probadas no desarrolladas y no produciendo, probables, posibles y el desarrollo de los hidrocarburos por descubrir contemplados en este escenario se pueden apreciar en la tabla 32.

CUENCA/TIPO DE RESERVA	VOLUMEN ACUMULADO	COSTO DE DESARROLLO TOTAL	COSTO HALLAZGO TOTAL
Llanos	1.495.303.800	13.158.664.377	510.043.468
Contingente	-	-	-
PND	350.448.424	2.777.959.394	-
PNP	48.693.096	458.580.632	-
Posibles	253.994.970	2.222.216.772	-
Probables	496.349.959	4.551.805.031	-
YTF	345.817.351	3.148.102.548	510.043.468

Tabla 32. Inversiones hallazgo y desarrollo de reservas y YTF caso bajo de crudo en la cuenca Llanos en Millones de dólares.

Fuente: Cálculos propios

La ocupación y los faltantes de capacidad para el transporte los crudos de esta cuenca hasta los nodos de Vasconia y Ayacucho a través de los oleoductos Porvenir – Vasconia (OCENSA) y Araguaney – Banadía -Ayacucho y sus aferentes se presenta en la tabla 33. A pesar que el volumen a transportar es superior a la producción, por la necesidad de diluir con nafta los crudos pesados, no se presentan faltantes de capacidad en los oleoductos en el periodo de proyección.

CUENCA	AÑO	VOLUMEN A TRANSPORTAR BPPD	Porvenir - Vasconia BPPD	Banadía - Ayacucho BPPD	Faltante Porvenir - Vasconia BPPD	Total Porvenir - Vasconia BPPD
Llanos	2018	699.427	699.427	-	-	699.427
Llanos	2019	674.316	674.316	-	-	674.316
Llanos	2020	638.149	638.149	-	-	638.149
Llanos	2021	578.080	578.080	-	-	578.080
Llanos	2022	544.528	544.528	-	-	544.528
Llanos	2023	498.682	498.682	-	-	498.682
Llanos	2024	430.738	430.738	-	-	430.738
Llanos	2025	373.501	373.501	-	-	373.501
Llanos	2026	318.644	318.644	-	-	318.644
Llanos	2027	280.508	280.508	-	-	280.508
Llanos	2028	226.629	226.629	-	-	226.629
Llanos	2029	187.285	187.285	-	-	187.285
Llanos	2030	169.390	169.390	-	-	169.390
Llanos	2031	137.567	137.567	-	-	137.567
Llanos	2032	124.060	124.060	-	-	124.060
Llanos	2033	105.097	105.097	-	-	105.097
Llanos	2034	91.764	91.764	-	-	91.764
Llanos	2035	79.079	79.079	-	-	79.079
Llanos	2036	68.634	68.634	-	-	68.634
Llanos	2037	60.502	60.502	-	-	60.502
Llanos	2038	50.242	50.242	-	-	50.242
Llanos	2039	44.389	44.389	-	-	44.389
Llanos	2040	38.316	38.316	-	-	38.316
Llanos	2041	32.917	32.917	-	-	32.917
Llanos	2042	28.769	28.769	-	-	28.769
Llanos	2043	23.486	23.486	-	-	23.486
Llanos	2044	20.790	20.790	-	-	20.790

Tabla 33. Transporte de crudo por oleoducto caso bajo en la cuenca Llanos en Barriles de petróleo por día.

Fuente: Cálculos propios

6.1.3.2. CUENCA VALLE MEDIO DEL MAGDALENA

En este escenario, se considera recuperar todos los volúmenes asociados a las reservas probadas, probables y posibles reportadas en el IRR 2017 y no considera ningún tipo de desarrollo de recursos contingentes.

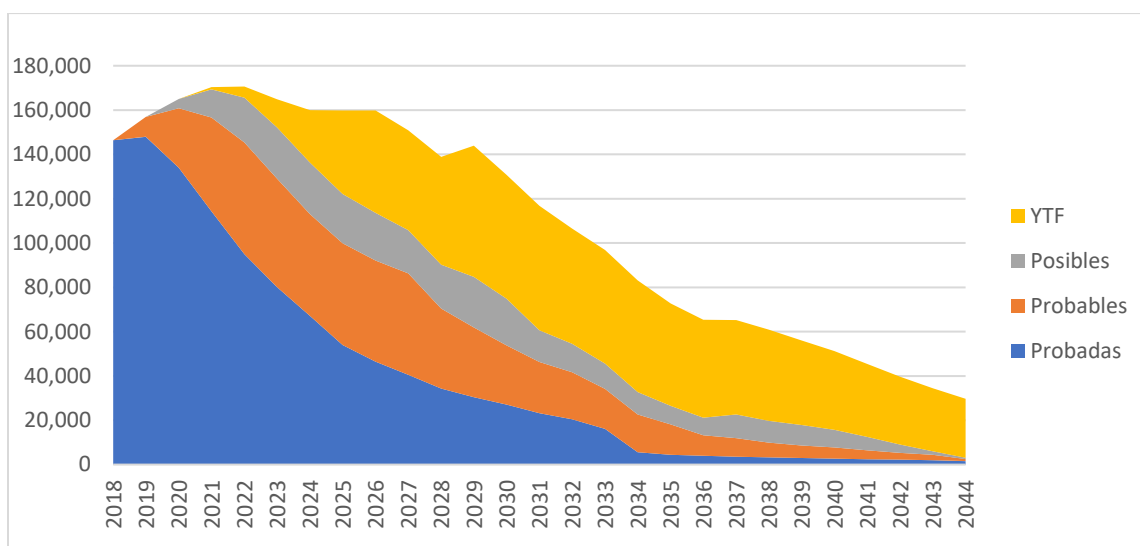
En cuanto a los hidrocarburos por encontrar, se contemplan hallazgos en las diferentes provincias que componen la cuenca así:

- **Norte:** un campo de 15 MBP.
- **Centro:** un campo de 100 MBP.

- **Oriente:** un campo de 30 MBP.
- **Occidente:** un campo de 120 MBP, un campo de 60 MBP y un campo de 30 MBP.
- **Sur:** un campo de 7 MBP.

En la figura 18 se presenta la proyección de la producción para los próximos 25 años y se puede observar que esta cuenca se mantiene como la segunda en producción de crudo del país, por debajo de la cuenca de los Llanos.

Figura 18. Producción de crudo cuenca del Valle medio del Magdalena – Escenario bajo – BPPD



Fuente: cálculos propios e información ANH

Las inversiones para el desarrollo de las reservas probadas no desarrolladas y no produciendo, probables, posibles y las de hallazgo y desarrollo de los hidrocarburos por descubrir contemplados en este escenario se pueden apreciar en la tabla 34.

CUENCA/TIPO DE RESERVA	VOLUMEN ACUMULADO	COSTO DE DESARROLLO TOTAL	COSTO HALLAZGO TOTAL
VMM	773.069.152	7.323.066.911	495.532.930
Contingente	-	-	-
No Convencionales	-	-	-
PND	64.406.792	567.524.727	-
PNP	40.512.369	328.416.385	-
Posibles	118.696.945	1.095.254.033	-
Probables	216.556.463	1.688.867.915	-
YTF	332.896.583	3.643.003.851	495.532.930

Tabla 34. Inversiones hallazgo y desarrollo de reservas y YTF caso bajo de crudo en la cuenca del Valle Medio del Magdalena en Millones de dólares.

Fuente: Cálculos propios

Parte de la producción de esta cuenca (90 KBPPD) se carga a la refinería de Barrancabermeja y el volumen restante se envía hasta el nodo de Ayacucho por los oleoductos Galán – Ayacucho de 14” y 18”.

De acuerdo con la información presentada en la tabla 35 no se requeriría una ampliación de capacidad de evacuación durante todo el periodo de análisis y el pequeño faltante en los primeros años los puede absorber la carga a la refinería de Barrancabermeja, mejorando su dieta con crudos del área.

CUENCA	AÑO	VOLUMEN PRODUCIDO BPPD	CARGA A REFINERÍA BPPD	VOLUMEN A TRANPORTA R BPPD	Galán Ayacucho BPPD	Faltante Galán Ayacucho BPPD	Total Galán Ayacucho BPPD
VMM	2018	152.239	90.000	62.239	62.239	-	62.239
VMM	2019	163.480	90.000	73.480	73.480	-	73.480
VMM	2020	171.783	90.000	81.783	81.783	-	81.783
VMM	2021	177.106	90.000	87.106	87.106	-	87.106
VMM	2022	176.830	90.000	86.830	86.830	-	86.830
VMM	2023	170.846	90.000	80.846	80.846	-	80.846
VMM	2024	166.017	90.000	76.017	76.017	-	76.017
VMM	2025	166.822	90.000	76.822	76.822	-	76.822
VMM	2026	167.175	90.000	77.175	77.175	-	77.175
VMM	2027	157.522	90.000	67.522	67.522	-	67.522
VMM	2028	145.455	90.000	55.455	55.455	-	55.455
VMM	2029	150.992	90.000	60.992	60.992	-	60.992
VMM	2030	137.047	90.000	47.047	47.047	-	47.047
VMM	2031	122.345	90.000	32.345	32.345	-	32.345
VMM	2032	111.526	90.000	21.526	21.526	-	21.526
VMM	2033	101.455	90.000	11.455	11.455	-	11.455
VMM	2034	87.749	90.000	-	-	-	-
VMM	2035	77.015	90.000	-	-	-	-
VMM	2036	69.147	90.000	-	-	-	-
VMM	2037	69.026	90.000	-	-	-	-
VMM	2038	64.624	90.000	-	-	-	-
VMM	2039	59.402	90.000	-	-	-	-
VMM	2040	54.283	90.000	-	-	-	-
VMM	2041	48.265	90.000	-	-	-	-
VMM	2042	42.264	90.000	-	-	-	-
VMM	2043	36.641	90.000	-	-	-	-
VMM	2044	31.619	90.000	-	-	-	-

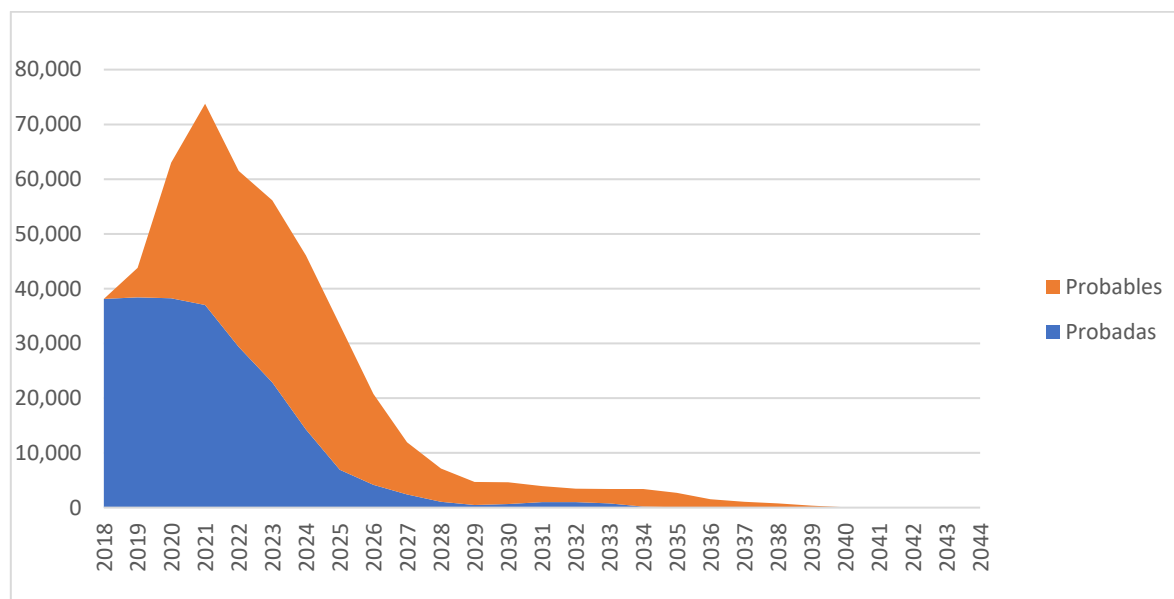
Tabla 35. Transporte de crudo por oleoducto caso bajo en la cuenca del Valle Medio del Magdalena en Barriles de petróleo por día.

Fuente: Cálculos propios

6.1.3.3. CUENCA CAGUAN - PUTUMAYO

En este escenario, se considera recuperar todos los volúmenes asociados a las reservas probadas, y probables reportados en el IRR 2017.

Figura 19. Producción de crudo cuenca del Caguán - Putumayo – Escenario bajo – BPPD



Fuente: cálculos propios e información ANH

Las inversiones para el desarrollo de las reservas no desarrolladas y probables contempladas en este escenario se pueden apreciar en la tabla 36.

CUENCA/TIPO DE RESERVA	VOLUMEN ACUMULADO	COSTO DE DESARROLLO TOTAL	COSTO HALLAZGO TOTAL
CAG PUT	130.145.770	1.182.753.994	-
Contingente	-	-	-
PND	39.336.587	457.273.595	-
Posibles	-	-	-
Probables	90.809.183	725.480.399	-
YTF	-	-	-

Tabla 36. Inversiones de desarrollo de reservas no desarrolladas y probables caso bajo de crudo en la cuenca del Caguán - Putumayo en Millones de dólares.

Fuente: Cálculos propios

La ocupación y los faltantes de capacidad para el transporte los crudos de esta cuenca hasta Tumaco y Lago Agrio a través de los oleoductos Orito - Tumaco y San Miguel – Lago Agrio y sus aferentes se presenta en la tabla 37. A pesar que se existen faltantes de capacidad en una parte del periodo de la proyección, no se

prevé ninguna ampliación de los oleoductos porque estos excedentes se transportan por carrotanque hasta la primera estación del oleoducto de crudos pesados del Ecuador tal como se viene haciendo en la actualidad.

CUENCA	AÑO	PRODUCCIÓN DIARIA BPD	Orito - Tumaco BPPD	San Miguel - Lago Agrio BPPD	Faltante San Miguel - Lago Agrio BPPD
CAG PUT	2018	38.906	38.906	-	-
CAG PUT	2019	45.164	45.164	-	-
CAG PUT	2020	65.748	65.748	-	-
CAG PUT	2021	77.155	67.000	10.155	-
CAG PUT	2022	64.605	64.605	-	-
CAG PUT	2023	59.014	59.014	-	-
CAG PUT	2024	48.730	48.730	-	-
CAG PUT	2025	35.488	35.488	-	-
CAG PUT	2026	21.674	21.674	-	-
CAG PUT	2027	12.279	12.279	-	-
CAG PUT	2028	7.265	7.265	-	-
CAG PUT	2029	4.737	4.737	-	-
CAG PUT	2030	4.622	4.622	-	-
CAG PUT	2031	3.943	3.943	-	-
CAG PUT	2032	3.471	3.471	-	-
CAG PUT	2033	3.418	3.418	-	-
CAG PUT	2034	3.388	3.388	-	-
CAG PUT	2035	2.710	2.710	-	-
CAG PUT	2036	1.518	1.518	-	-
CAG PUT	2037	1.049	1.049	-	-
CAG PUT	2038	764	764	-	-
CAG PUT	2039	339	339	-	-
CAG PUT	2040	44	44	-	-
CAG PUT	2041	17	17	-	-
CAG PUT	2042	-	-	-	-
CAG PUT	2043	-	-	-	-
CAG PUT	2044	-	-	-	-

Tabla 37. Transporte de crudo por oleoducto caso bajo en la cuenca del Caguán - Putumayo en Barriles de petróleo por día.

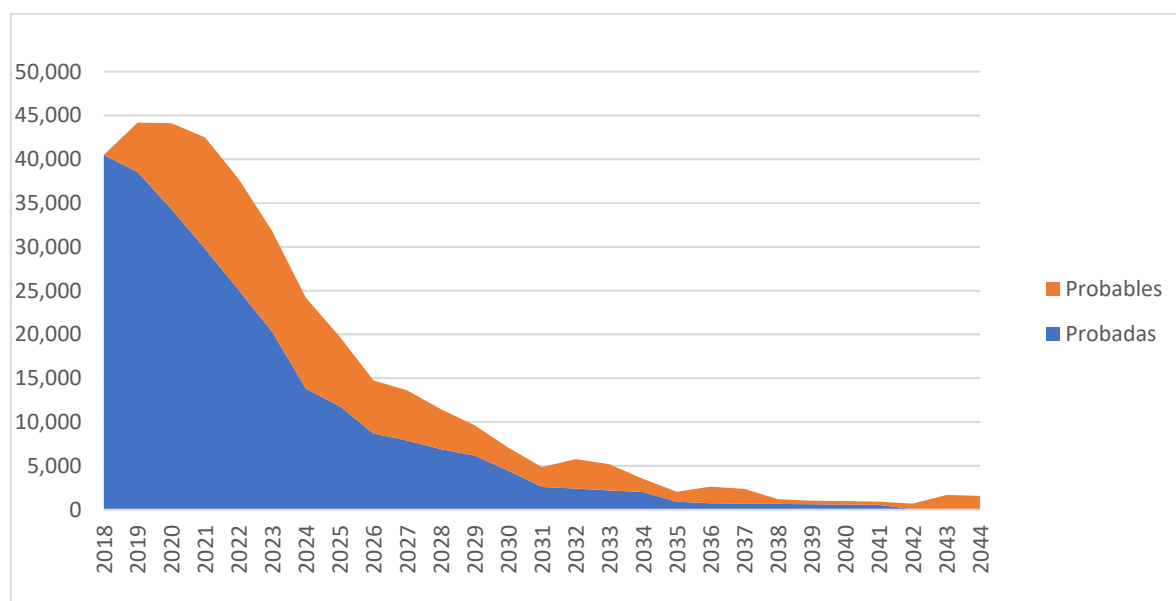
Fuente: Cálculos propios

Es importante destacar que los altos costos de transporte por oleoducto para evacuar los crudos de esta cuenca implican que se requieren precios de crudo superiores a USD 50/barril para el desarrollo de las reservas probadas y posibles y los contingentes en algunos campos. Caso especial es el crudo del campo Capella, puesto que, por ser un crudo pesado de alto azufre, se desarrollo requiere precios de crudo de alrededor de USD 60/barril y cualquier descubrimiento de un campo de calidad similar tendría la misma limitante para su desarrollo.

6.1.3.4. CUENCA VALLE SUPERIOR DEL MAGDALENA

En este escenario, se considera recuperar todos los volúmenes asociados a las reservas probadas y probables reportadas en el IRR 2017.

**Figura 20. Producción de crudo cuenca del Valle Superior del Magdalena
– Escenario bajo – BPPD**



Fuente: cálculos propios e información ANH

Las inversiones para el desarrollo de las reservas no desarrolladas y probables contempladas en este escenario se pueden apreciar en la tabla 38.

CUENCA/TIPO DE RESERVA	VOLUMEN ACUMULADO	COSTO DE DESARROLLO TOTAL	COSTO HALLAZGO TOTAL
VSM	59.227.236	550.958.466	-
Contingente	-	-	-
PND	17.823.516	167.868.170	-
Posibles	-	-	-
Probables	41.403.720	383.090.296	-
YTF	-	-	-

Tabla 38. Inversiones desarrollo de reservas caso bajo de crudo en la cuenca del Valle Superior del Magdalena en Millones de dólares.

Fuente: Cálculos propios

La ocupación y los faltantes de capacidad para el transporte los crudos de esta cuenca hasta Vasconia a través oleoducto Tenay - Vasconia (oleoducto del Alto Magdalena) y sus aferentes se presenta en la tabla 39.

CUENCA	AÑO	PRODUCCIÓN DIARIA BPPD	Tenay - Vasconia BPPD	Faltante Tenay - Vasconia BPPD	Total Tenay - Vasconia
VSM	2018	41.650	41.650	-	41.650
VSM	2019	45.258	45.258	-	45.258
VSM	2020	45.162	45.162	-	45.162
VSM	2021	43.414	43.414	-	43.414
VSM	2022	38.607	38.607	-	38.607
VSM	2023	32.555	32.555	-	32.555
VSM	2024	24.886	24.886	-	24.886
VSM	2025	20.355	20.355	-	20.355
VSM	2026	15.251	15.251	-	15.251
VSM	2027	14.107	14.107	-	14.107
VSM	2028	11.853	11.853	-	11.853
VSM	2029	10.047	10.047	-	10.047
VSM	2030	7.404	7.404	-	7.404
VSM	2031	5.054	5.054	-	5.054
VSM	2032	6.072	6.072	-	6.072
VSM	2033	5.491	5.491	-	5.491
VSM	2034	3.641	3.641	-	3.641
VSM	2035	2.150	2.150	-	2.150
VSM	2036	2.731	2.731	-	2.731
VSM	2037	2.462	2.462	-	2.462
VSM	2038	1.318	1.318	-	1.318
VSM	2039	1.121	1.121	-	1.121
VSM	2040	1.053	1.053	-	1.053
VSM	2041	997	997	-	997
VSM	2042	737	737	-	737
VSM	2043	1.815	1.815	-	1.815
VSM	2044	1.708	1.708	-	1.708

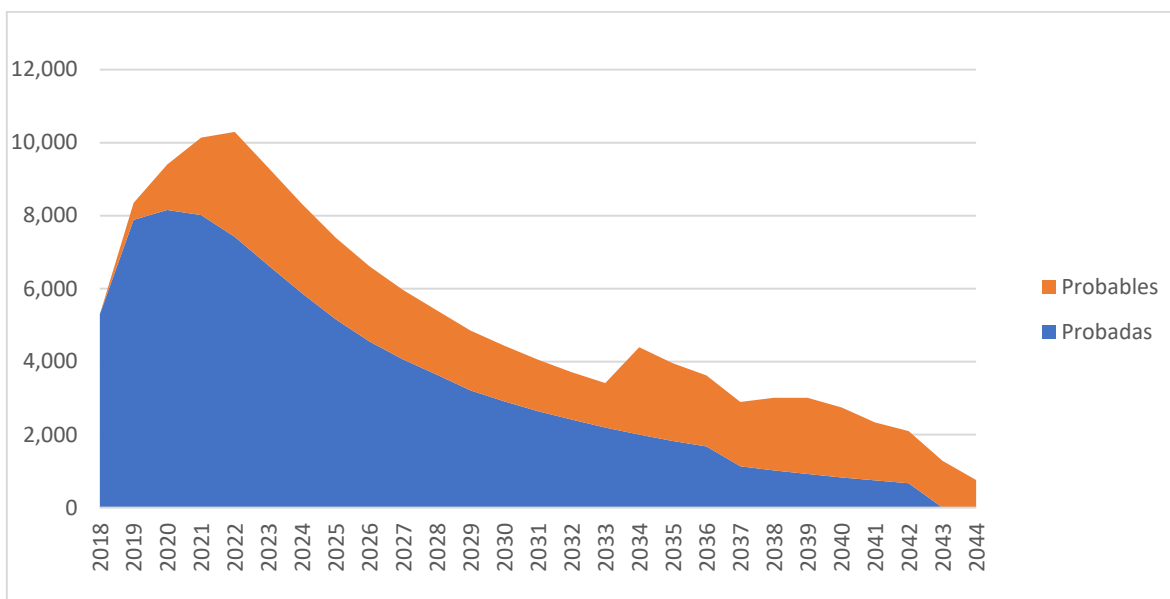
Tabla 39. Transporte de crudo por oleoducto caso bajo en la cuenca del Valle Superior del Magdalena en Barriles de petróleo por día.

Fuente: Cálculos propios

6.1.3.5. CUENCA CATATUMBO

En este escenario, se considera recuperar todos los volúmenes asociados a las reservas probadas y probables reportadas en el IRR 2017.

Figura 21. Producción de crudo cuenca del Catatumbo – Escenario bajo – BPPD



Fuente: cálculos propios e información ANH

Las inversiones para el desarrollo de las reservas probables contempladas en este escenario se pueden apreciar en la tabla 40.

CUENCA/TIPO DE RESERVA	VOLUMEN ACUMULADO	COSTO DE DESARROLLO TOTAL	COSTO HALLAZGO TOTAL
CAT	16.852.064	224.076.228	-
Contingente	-	-	-
Posibles	-	-	-
Probables	16.852.064	224.076.228	-
YTF	-	-	-

Tabla 40. Inversiones hallazgo desarrollo de reservas caso bajo de crudo en la cuenca del Catatumbo en Millones de dólares.

Fuente: Cálculos propios

La ocupación y los faltantes de capacidad para el transporte los crudos de esta cuenca hasta Ayacucho a través oleoducto Tibú – Miramontes - Ayacucho y sus aferentes se presenta en la tabla 41. Para este caso no hay faltantes de capacidad.

CUENCA	AÑO	PRODUCCIÓN DIARIA BPPD	Tibú - Ayacucho BPPD	Faltante Tibú - Ayacucho BPPD	Total Tibú - Ayacucho
CAT	2018	5.294	5.294	-	5.294
CAT	2019	8.344	8.344	-	8.344
CAT	2020	9.398	9.398	-	9.398
CAT	2021	10.138	10.138	-	10.138
CAT	2022	10.293	10.293	-	10.293
CAT	2023	9.311	9.311	-	9.311
CAT	2024	8.324	8.324	-	8.324
CAT	2025	7.389	7.389	-	7.389
CAT	2026	6.610	6.610	-	6.610
CAT	2027	5.964	5.964	-	5.964
CAT	2028	5.404	5.404	-	5.404
CAT	2029	4.854	4.854	-	4.854
CAT	2030	4.435	4.435	-	4.435
CAT	2031	4.048	4.048	-	4.048
CAT	2032	3.711	3.711	-	3.711
CAT	2033	3.410	3.410	-	3.410
CAT	2034	4.397	4.397	-	4.397
CAT	2035	3.959	3.959	-	3.959
CAT	2036	3.622	3.622	-	3.622
CAT	2037	2.899	2.899	-	2.899
CAT	2038	3.010	3.010	-	3.010
CAT	2039	3.013	3.013	-	3.013
CAT	2040	2.750	2.750	-	2.750
CAT	2041	2.330	2.330	-	2.330
CAT	2042	2.097	2.097	-	2.097
CAT	2043	1.285	1.285	-	1.285
CAT	2044	752	752	-	752

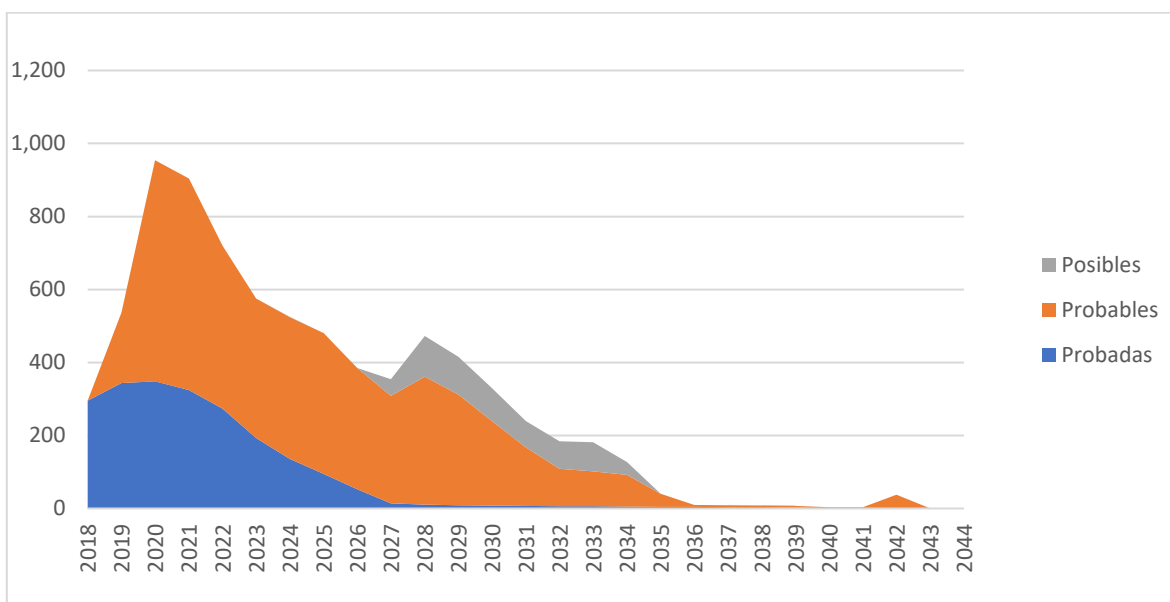
Tabla 41. Transporte de crudo por oleoducto caso bajo en la cuenca del Catatumbo en Barriles de petróleo por día.

Fuente: Cálculos propios

6.1.3.6. CUENCA VALLE INFERIOR DEL MAGDALENA

En este escenario, se considera recuperar todos los volúmenes asociados a las reservas probadas, probables y posibles reportadas en el IRR 2017.

Figura 22. Producción de crudo cuenca del Valle Inferior del Magdalena – Escenario bajo– BPPD



Fuente: cálculos propios e información ANH

Las inversiones para el desarrollo de las reservas probadas no desarrolladas y no produciendo, probables y posibles contempladas en este escenario se pueden apreciar en la tabla 42.

VIM	3.872.000	49.487.372	-
PND	1.782.006	24.948.084	-
PNP	27.334	218.672	-
Posibles	224.511	2.536.728	-
Probables	1.838.149	21.783.888	-
YTF	-	-	-

Tabla 42. Inversiones de desarrollo de reservas caso bajo de crudo en la cuenca del Catatumbo en Millones de dólares.

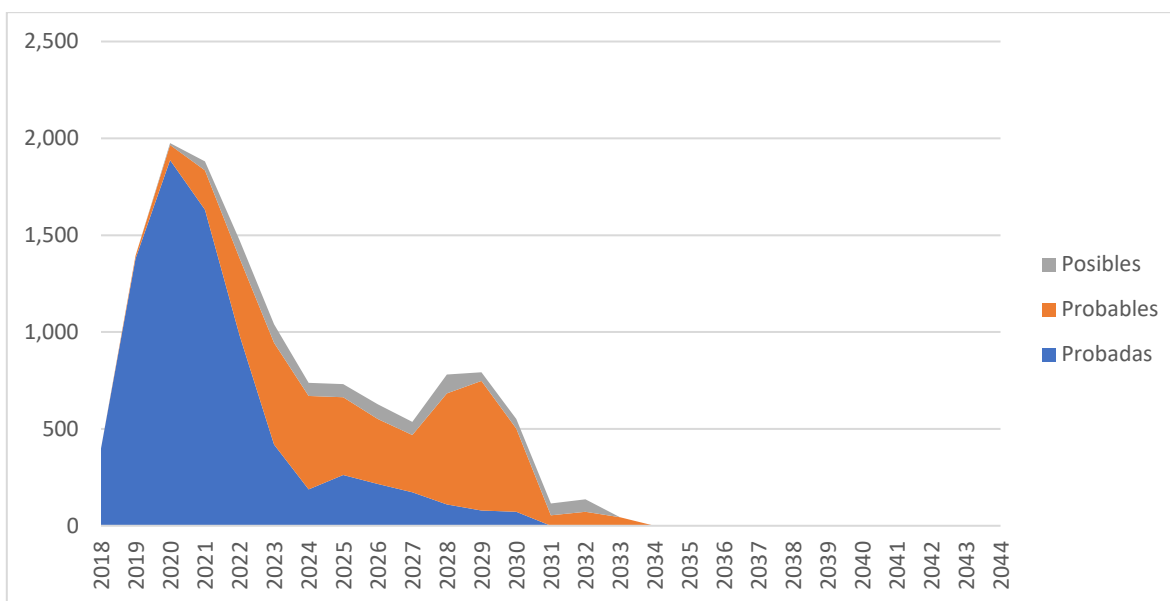
Fuente: Cálculos propios

Los crudos producidos en esta cuenca se inyectan al paso en Cicuco al oleoducto Ayacucho -Coveñas L- 16, por lo cual la necesidad de una ampliación de este sistema obedece a los requerimientos de evacuación de Ayacucho que se analizarán en el escenario integrado.

6.1.3.7. CUENCA CORDILLERA

En esta cuenca se encuentran los campos de producción de Bolívar y Corrales ubicados en el departamento de Boyacá. Solo se considera un escenario de producción que consiste en recuperar todos los volúmenes asociados a las reservas probadas, probables y posibles reportadas en el IRR 2017.

Figura 23. Producción de crudo cuenca Cordillera – Escenario bajo – BPPD



Fuente: cálculos propios e información ANH

Las inversiones para el desarrollo de las reservas probables y posibles contempladas en este escenario se pueden apreciar en la tabla 43.

CUENCA/TIPO DE RESERVA	VOLUMEN ACUMULADO	COSTO DE DESARROLLO TOTAL	COSTO HALLAZGO TOTAL
COR	1.978.097	30.285.109	-
Posibles	306.827	5.216.059	-
Probables	1.671.270	25.069.050	-

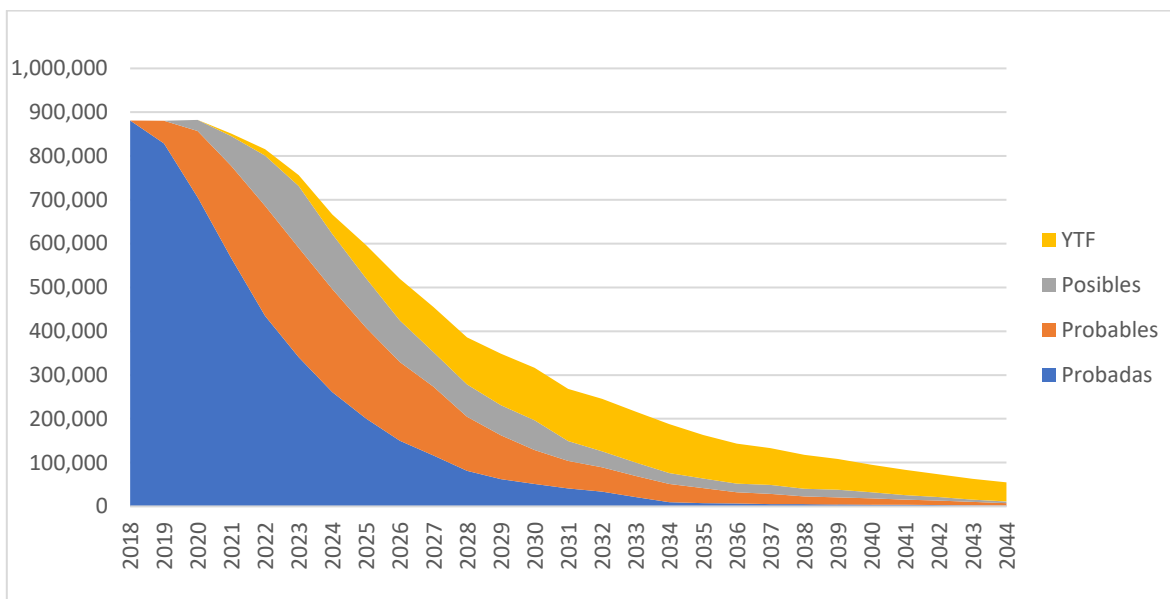
Tabla 43. Inversiones desarrollo de reservas caso bajo de crudo en la cuenca Cordillera en Millones de dólares

Fuente: Cálculos propios

6.1.3.8. ESCENARIO BAJO CONSOLIDADO DE PRODUCCION DE CRUDO

A continuación, se presenta la producción de crudo del país en el escenario bajo de producción de crudo.

Figura 24. Producción de crudo país – Escenario bajo – BPPD



Fuente: cálculos propios e información ANH

Las inversiones para el desarrollo de las reservas probadas no desarrolladas probables, posibles y las de hallazgo y desarrollo de los hidrocarburos por descubrir en el país se pueden apreciar en la tabla 44.

CUENCA/TIPO DE RESERVA	VOLUMEN ACUMULADO	COSTO DE DESARROLLO TOTAL	COSTO HALLAZGO TOTAL
CAG PUT	130.145.770	1.182.753.994	-
CAT	16.852.064	224.076.228	-
Llanos	1.495.303.800	13.158.664.377	510.043.468
VMM	773.069.152	7.323.066.911	495.532.930
VSM	59.227.236	550.958.466	-
VIM	3.872.000	49.487.372	-
COR	1.978.097	30.285.109	-
Total general	2.480.448.120	22.519.292.457	1.005.576.398

Tabla 44. Inversiones hallazgo y desarrollo de reservas y YTF caso bajo de crudo en el país en Millones de dólares

Fuente: Cálculos propios

En la tabla 45, se presenta el balance global de crudo en los dos nodos principales – Ayacucho y Vasconia - que reciben la producción de las cuencas del interior del país, a excepción del Putumayo, con destino a puerto exportador de Coveñas. Tal como se puede apreciar, la capacidad actual es suficiente para evacuar la totalidad del crudo producido en este escenario.

Año	Ayacucho BPPD	Vasconia BPPD	TOTAL BPPD	DISPONIBLE BPPD	FALTANTE BPPD
2018	67.829	606.077	673.905	1.086.000	-
2019	82.361	584.574	666.934	1.086.000	-
2020	92.135	548.310	640.445	1.086.000	-
2021	98.148	486.494	584.642	1.086.000	-
2022	97.843	448.135	545.978	1.086.000	-
2023	90.732	396.238	486.970	1.086.000	-
2024	84.866	320.624	405.489	1.086.000	-
2025	84.693	258.856	343.549	1.086.000	-
2026	84.170	198.895	283.065	1.086.000	-
2027	73.840	159.615	233.455	1.086.000	-
2028	61.331	103.482	164.813	1.086.000	-
2029	66.262	62.333	128.595	1.086.000	-
2030	51.811	41.794	93.605	1.086.000	-
2031	36.633	7.620	44.253	1.086.000	-
2032	25.421	-	25.421	1.086.000	-
2033	15.046	-	15.046	1.086.000	-
2034	2.273	-	2.273	1.086.000	-
2035	-	-	-	1.086.000	-
2036	-	-	-	1.086.000	-
2037	-	-	-	1.086.000	-
2038	-	-	-	1.086.000	-
2039	-	-	-	1.086.000	-
2040	-	-	-	1.086.000	-
2041	-	-	-	1.086.000	-
2042	-	-	-	1.086.000	-
2043	-	-	-	1.086.000	-
2044	-	-	-	1.086.000	-

Tabla 45. Transporte de crudo por oleoducto caso bajo país en Barriles de petróleo por día.

Fuente: Cálculos propios

6.2 ESCENARIOS DE GAS

A partir de la información que la ANH entregó sobre los pronósticos de producción para las reservas probadas, probables posibles y recursos contingentes y de la información preparada por el Consultor para los hidrocarburos por descubrir ("Yet to Find") se determinaron los siguientes escenarios:

6.2.1. ESCENARIO ALTO

El escenario alto de producción de gas es una visión optimista del desarrollo del potencial en cada una de las cuencas incluyendo los aportes de los campos de hidrocarburos no convencionales.

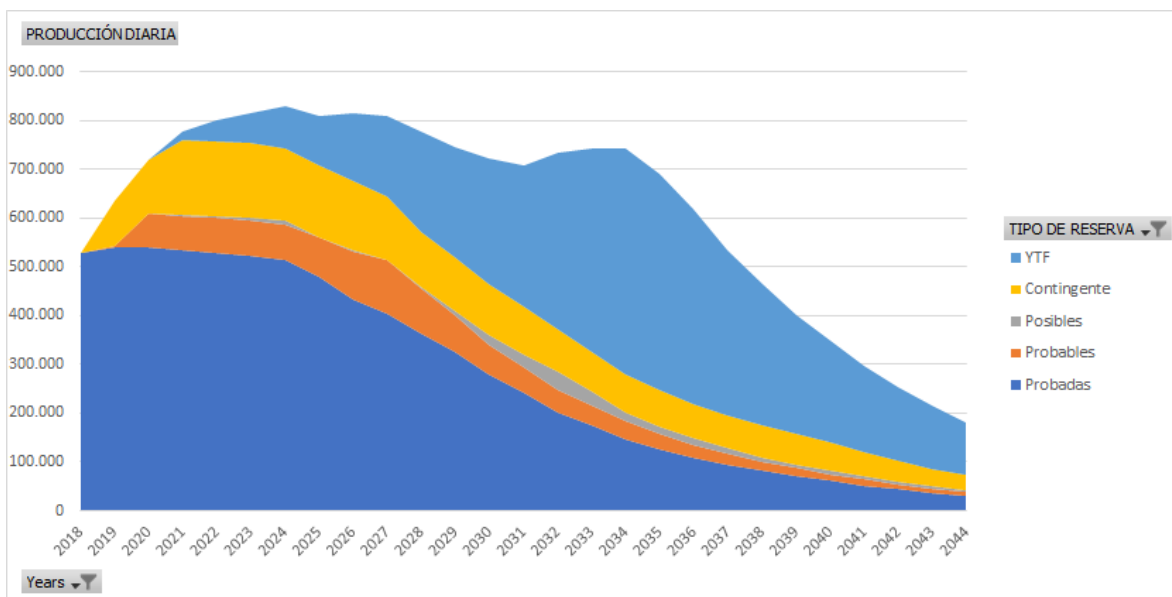
6.2.1.1. CUENCA DE LOS LLANOS ORIENTALES

En este escenario, se considera recuperar todos los volúmenes asociados a las reservas probadas, probables y posibles reportadas en el IRR 2017, así como los recursos contingentes provenientes de 19 pozos cerrados en los campos de Cusiana y Cupiagua que se planea ir abriendo desde diciembre de 2018 hasta el 2024.

En cuanto a los hidrocarburos por encontrar, se contempla el hallazgo de tres campos de crudo liviano y gas tipo Pauto en el piedemonte, uno de los cuales correspondería al reciente descubrimiento del campo de Acorazado y posiblemente otro se configure con el descubrimiento de Andino.

En la gráfica 25 se presenta la proyección de la producción para los próximos 25 años y se puede observar que, con los aportes mencionados, se estarían produciendo entre 700 y 800 MPCD en este escenario alto hasta el año 2034 en la Cuenca Llanos.

Figura 25. Producción de gas cuenca de los Llanos – Escenario Alto – KPCD



Fuente: cálculos propios e información ANH

Las inversiones para el desarrollo de las reservas probables y posibles contempladas en este escenario se pueden apreciar en la tabla 46.

CUENCA/TIPO DE RESERVA	VOLUMEN ACUMULADO	COSTO DE DESARROLLO TOTAL	COSTO HALLAZGO TOTAL
Llanos	3.377.616.019	166.263.310	-
Contingente	901.003.621	-	-
Posibles	89.262.785	79.939.880	-
Probables	444.310.493	86.323.430	-
YTF	1.943.039.119	-	-

Tabla 46. Inversiones desarrollo de reservas caso alto de gas en la cuenca Llanos en Millones de dólares.

Fuente: Cálculos propios

La ocupación y los faltantes de capacidad para el transporte de gas de esta cuenca hasta los nodos de Vasconia y Barrancabermeja (reversible Vasconia – Barrancabermeja) a través de los gasoductos Cusiana -Porvenir La Belleza– Vasconia y Vasconia – Barrancabermeja y hasta el nodo de Bogotá por los gasoductos La Belleza – Cogua y Cusiana – Apiay - Usme se presenta en la tabla 47.

Sobre la base que los volúmenes producido en el campo de Gibraltar se transportan por el sistema Gibraltar – Bucaramanga y se le da prioridad al suministro del nodo de Bogotá, se presentan faltantes de capacidad en los gasoductos Cusiana - Porvenir-La Belleza y La Belleza – Vasconia. Una vez el gas se encuentra en

Vasconia, una parte se envía por el gasoducto Vasconia – Mariquita al interior del país y otra a Medellín por el gasoducto Sebastopol - Medellín. El excedente si lo llegare a haber, se envía hacia Barrancabermeja por el gasoducto Vasconia – Barrancabermeja. En este caso la capacidad de esa línea es suficiente.

Para el sistema Cusiana – Porvenir – La Belleza se construiría un gasoducto de 300 MPCD con una longitud de 224 kilómetros y un diámetro de 16". Utilizando la tabla 10.1 del plan indicativo gas natural 2015 de la UPME, se estima que el costo de este gasoducto estaría alrededor de los MUSD 150. Adicionalmente, se considera una estación compresora de 7.500 HP a un costo de USD 3.500/HP para un valor de MUSD 26 para una inversión total en este gasoducto de MUSD 176.

Para el sistema La Belleza -Vasconia se construiría un gasoducto 250 MPCD con una longitud de 92 kilómetros y un diámetro de 16". Utilizando la tabla 10.1 del plan indicativo gas natural 2015 de la UPME, se estima que el costo de este gasoducto estaría alrededor de los MUSD 60. Adicionalmente, se considera una estación compresora de 5.000 HP a un costo de USD 4.000/HP para un valor de MUSD 20 para una inversión total en este gasoducto de MUSD 80.

CUENCA	AÑO	PRODUCCIÓN DIARIA KPCD	Volumen Gibraltar KPCD	Cusiana - Apiay - Bogotá KPCD	Floreña - Yopal KPCD	Total Cusiana - Porvenir - La Belleza KPCD	Faltante Cusiana - Porvenir - La Belleza KPCD	La Belleza - Cogua KPCD	Total La Belleza - Vasconia KPCD	Faltante La Belleza - Vasconia KPCD	Vasconia - Mariquita KPCD	Sebastopol - Medellín KPCD	Total Vasconia - Barrancabermeja KPCD	Faltante Vasconia - Barrancabermeja KPCD
Llanos	2018	527.858	34.222	64.000	12.000	417.637	5.637	217.000	200.637	-	192.000	8.637	-	-
Llanos	2019	634.682	44.125	64.000	12.000	514.557	102.557	217.000	297.557	38.557	192.000	64.000	41.557	-
Llanos	2020	719.417	44.271	64.000	12.000	599.146	187.146	217.000	382.146	123.146	192.000	64.000	126.146	-
Llanos	2021	778.629	44.150	64.000	12.000	658.479	246.479	217.000	441.479	182.479	192.000	64.000	185.479	-
Llanos	2022	800.547	44.452	64.000	12.000	680.094	268.094	217.000	463.094	204.094	192.000	64.000	207.094	-
Llanos	2023	814.782	42.955	64.000	12.000	695.827	283.827	217.000	478.827	219.827	192.000	64.000	222.827	-
Llanos	2024	829.902	35.172	64.000	12.000	718.730	306.730	217.000	501.730	242.730	192.000	64.000	245.730	-
Llanos	2025	808.313	36.517	64.000	12.000	695.796	283.796	217.000	478.796	219.796	192.000	64.000	222.796	-
Llanos	2026	815.550	31.585	64.000	12.000	707.965	295.965	217.000	490.965	231.965	192.000	64.000	234.965	-
Llanos	2027	809.648	42.540	64.000	12.000	691.108	279.108	217.000	474.108	215.108	192.000	64.000	218.108	-
Llanos	2028	777.795	44.536	64.000	12.000	657.259	245.259	217.000	440.259	181.259	192.000	64.000	184.259	-
Llanos	2029	744.640	43.442	64.000	12.000	625.198	213.198	217.000	408.198	149.198	192.000	64.000	152.198	-
Llanos	2030	721.082	41.625	64.000	12.000	603.457	191.457	217.000	386.457	127.457	192.000	64.000	130.457	-
Llanos	2031	708.693	47.219	64.000	12.000	585.474	173.474	217.000	368.474	109.474	192.000	64.000	112.474	-
Llanos	2032	735.309	53.036	64.000	12.000	606.273	194.273	217.000	389.273	130.273	192.000	64.000	133.273	-
Llanos	2033	743.344	41.649	64.000	12.000	625.695	213.695	217.000	408.695	149.695	192.000	64.000	152.695	-
Llanos	2034	741.914	29.856	64.000	12.000	636.058	224.058	217.000	419.058	160.058	192.000	64.000	163.058	-
Llanos	2035	690.621	25.378	64.000	12.000	589.243	177.243	217.000	372.243	113.243	192.000	64.000	116.243	-
Llanos	2036	618.948	21.571	64.000	12.000	521.377	109.377	217.000	304.377	45.377	192.000	64.000	48.377	-
Llanos	2037	535.326	18.335	64.000	12.000	440.991	28.991	217.000	223.991	-	192.000	31.991	-	-
Llanos	2038	463.588	15.585	64.000	12.000	372.003	-	217.000	155.003	-	155.003	-	-	-
Llanos	2039	402.374	13.247	64.000	12.000	313.127	-	217.000	96.127	-	96.127	-	-	-
Llanos	2040	350.019	11.260	64.000	12.000	262.759	-	217.000	45.759	-	45.759	-	-	-
Llanos	2041	297.422	9.571	64.000	12.000	211.851	-	211.851	-	-	-	-	-	-
Llanos	2042	252.858	8.136	64.000	12.000	168.723	-	168.723	-	-	-	-	-	-
Llanos	2043	214.300	6.207	64.000	12.000	132.094	-	132.094	-	-	-	-	-	-
Llanos	2044	182.214	5.276	64.000	12.000	100.939	-	100.939	-	-	-	-	-	-

Tabla 47. Transporte de gas caso alto en la cuenca Llanos en Kilo pies cúbicos por día

Fuente: Cálculos propios

6.1.1.2. CUENCA VALLE MEDIO DEL MAGDALENA

En este escenario, se considera recuperar todos los volúmenes asociados a las reservas probadas, probables y posibles reportadas en el IRR 2017, así como los recursos contingentes.

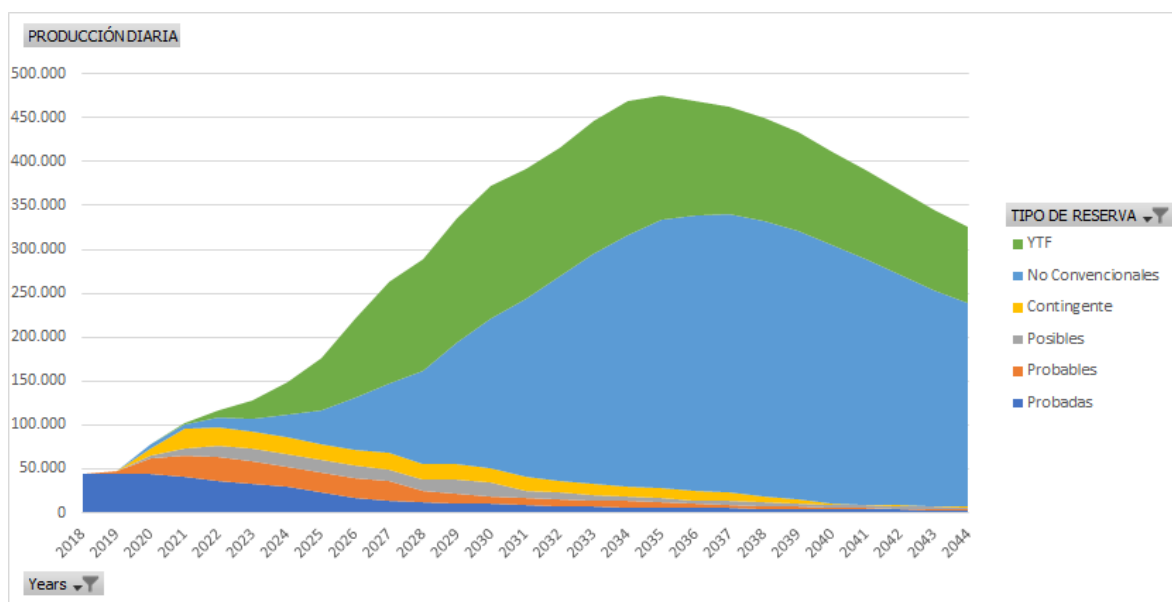
En cuanto a los hidrocarburos por encontrar, se contemplan los siguientes hallazgos de crudo, que por su relación gas – aceite producirán también volúmenes de gas, en las provincias norte, centro, sur y oriental de la cuenca así:

- **Norte:** dos campos de 100 MBP c/u y tres campos de 15 MBP c/u.
- **Centro:** un campo de 125 MBP.
- **Oriente:** dos campos de 60 MBP c/u y dos campos de 30 MBP c/u.
- **Sur:** dos campos de 30 MBP c/u y cuatro campos de 7 MBP c/u.

Este escenario incluye el desarrollo de los Yacimientos en Roca Generadora (YRG) por un valor de 1,65 Terapias cúbicas de gas que equivalen al escenario bajo del estimativo de ECOPETROL.

En la gráfica 26 se presenta la proyección de la producción para los próximos 25 años y se puede observar el aporte importante de los yacimientos en roca generadora.

Figura 26. Producción de gas cuenca del Valle medio del Magdalena – Escenario Alto – KPCD



Fuente: cálculos propios e información ANH

Las inversiones para el desarrollo de las reservas posibles contempladas en este escenario se pueden apreciar en la tabla 48.

CUENCA/TIPO DE RESERVA	VOLUMEN ACUMULADO	COSTO DE DESARROLLO TOTAL	COSTO HALLAZGO TOTAL
VMM	2.828.449.420	7.273.505	-
Contingente	108.468.836	-	-
No Convencionales	1.644.542.010	-	-
Posibles	74.501.558	7.273.505	-
Probables	102.202.920	-	-
YTF	898.734.096	-	-

Tabla 48. Inversiones desarrollo de reservas caso alto de gas en la cuenca del Valle Medio del Magdalena en Millones de dólares.

Fuente: Cálculos propios

La refinería de Barrancabermeja requiere parte del gas disponible en esta área (120 MPCD) por tanto para el análisis de la capacidad de transporte se descuenta este valor de la producción. La evacuación de gas desde Barrancabermeja, dependiendo del escenario de producción de la cuenca de los Llanos, se puede hacer hacia el interior de país por el gasoducto Barrancabermeja – Sebastopol – Vasconia y hacia la costa norte por el gasoducto Barrancabermeja – Ballena.

En este escenario de producción alta, la cuenca de los Llanos produce suficiente gas para abastecer el interior del país y requiere enviar los excedentes hacia la costa norte utilizando en primera instancia el gasoducto desde Vasconia a Barrancabermeja (reversible), por tanto, la disponibilidad de gas en Barrancabermeja de incluir este valor.

La producción de gas de la cuenca Cesar – Ranchería se debe evacuar hasta el gasoducto Ballena – Barrancabermeja y dependiendo del escenario de producción, se envía a Barrancabermeja si hay faltantes de gas en el interior de país o a la costa norte si hay excedentes. En este caso, escenario alto, hay excedentes por tanto se debe enviar a la costa caribe.

La ocupación y los faltantes de capacidad para el transporte de gas de esta cuenca hasta Ballena a través del gasoducto Barrancabermeja – Ballena, se presenta en la tabla 49.

De acuerdo con los resultados se requiere la construcción de un gasoducto entre Barrancabermeja y Ballena de una longitud de 580 km y una de capacidad de 350 MPCD, que haría en dos etapas a partir del año 2024: una primera con una tubería de 20" de diámetro con dos estaciones compresoras de 10.000 HP cada una y posteriormente, se adicionará una estación compresora de 10.000 HP.

Utilizando la ecuación que da lugar a la tabla 10.1 del plan indicativo gas natural 2015 de la UPME, se estima que el costo de este gasoducto estaría alrededor de los MUSD 450 y el costo de las tres estaciones compresoras (a USD 3.500/HP) se estima en MUSD 105 para una inversión total en este gasoducto de MUSD 555.

CUENCA	AÑO	VOLUMEN PRODUCIDO KPCD	VOLUMEN RECIBIDO DE VASCONIA KPCD	CONSUMO EN REFINERÍA KPCD	DISPONIBLE EN BARRANCAB ERMEJA KPCD	VOLUMEN PRODUCIDO CESAR - RANCHERIA KPCD	VOLUMEN A TRANSPORTAR KPCD	FALTANTE BARRANCAB ERMEJA - BALLENA KPCD
VMM	2018	44.594	-	120.000	- 75.406	1.856	- 73.550	-
VMM	2019	47.626	41.557	120.000	- 30.817	2.528	- 28.289	-
VMM	2020	78.459	126.146	120.000	84.604	10.518	95.123	-
VMM	2021	102.135	185.479	120.000	167.614	24.435	192.049	-
VMM	2022	116.689	207.094	120.000	203.783	35.114	238.897	-
VMM	2023	128.479	222.827	120.000	231.306	41.702	273.009	13.009
VMM	2024	148.466	245.730	120.000	274.196	47.987	322.183	62.183
VMM	2025	176.069	222.796	120.000	278.865	55.853	334.718	74.718
VMM	2026	221.893	234.965	120.000	336.857	64.460	401.318	141.318
VMM	2027	263.227	218.108	120.000	361.334	71.920	433.254	173.254
VMM	2028	288.747	184.259	120.000	353.006	79.338	432.344	172.344
VMM	2029	335.967	152.198	120.000	368.164	86.441	454.606	194.606
VMM	2030	372.947	130.457	120.000	383.403	89.769	473.172	213.172
VMM	2031	391.642	112.474	120.000	384.116	91.358	475.473	215.473
VMM	2032	415.882	133.273	120.000	429.155	91.896	521.051	261.051
VMM	2033	446.626	152.695	120.000	479.322	92.612	571.934	311.934
VMM	2034	469.602	163.058	120.000	512.660	93.131	605.791	345.791
VMM	2035	474.593	116.243	120.000	470.836	90.717	561.552	301.552
VMM	2036	469.670	48.377	120.000	398.047	84.321	482.368	222.368
VMM	2037	461.769	-	120.000	341.769	76.649	418.418	158.418
VMM	2038	448.926	-	120.000	328.926	70.515	399.442	139.442
VMM	2039	432.976	-	120.000	312.976	65.382	378.359	118.359
VMM	2040	411.433	-	120.000	291.433	60.218	351.652	91.652
VMM	2041	390.395	-	120.000	270.395	56.763	327.157	67.157
VMM	2042	367.566	-	120.000	247.566	54.069	301.635	41.635
VMM	2043	345.678	-	120.000	225.678	52.093	277.771	17.771
VMM	2044	326.090	-	120.000	206.090	50.295	256.385	-

Tabla 49. Transporte de gas caso alto en la cuenca Valle Medio del Magdalena en Kilo pies cúbicos por día

Fuente: Cálculos propios

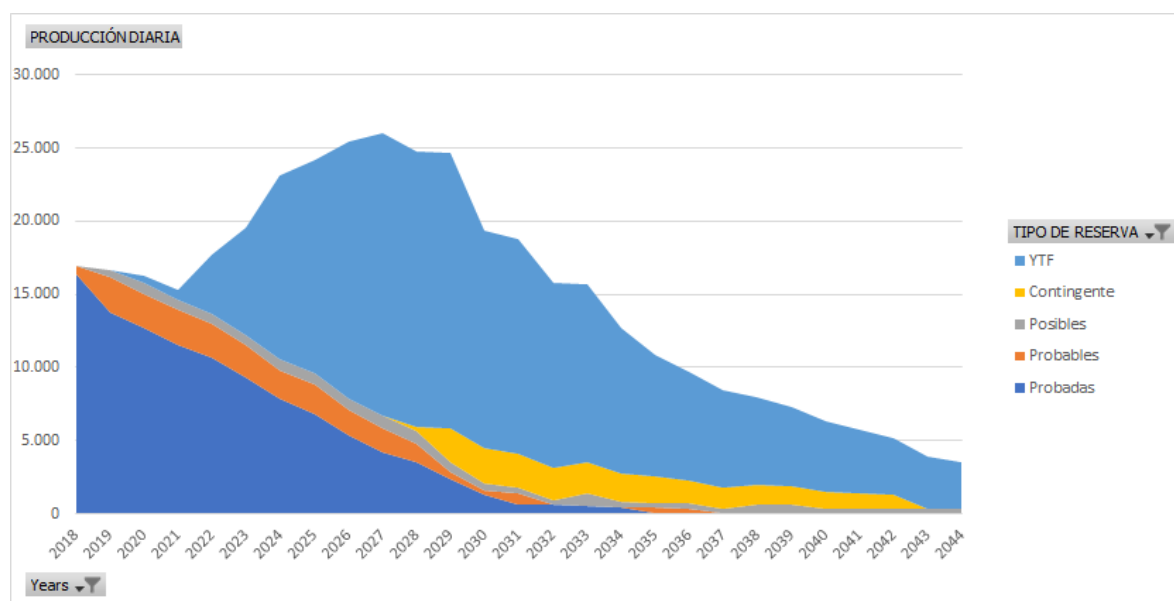
6.2.1.3. CUENCA DEL VALLE SUPERIOR DEL MAGDALENA

En este escenario, se considera recuperar todos los volúmenes asociados a las reservas probadas, probables y posibles reportadas en el IRR 2017, así como los recursos contingentes.

En cuanto a los hidrocarburos por encontrar, se contemplan los hallazgos de dos campos de crudo de 11 y 6 MBP, que por su relación gas – aceite producirán también volúmenes de gas.

En la gráfica 27 se presenta la proyección de la producción para los próximos 25 años, la cual se consume localmente en las áreas cercanas a los campo de producción en la misma cuenca.

Figura 27. Producción de gas cuenca del Valle Superior del Magdalena – Escenario Alto – KPCD



Fuente: cálculos propios e información ANH

No se requieren inversiones para el hallazgo y desarrollo de las reservas de gas puesto que estas vienen asociadas al crudo y se consideraron en este hidrocarburo.

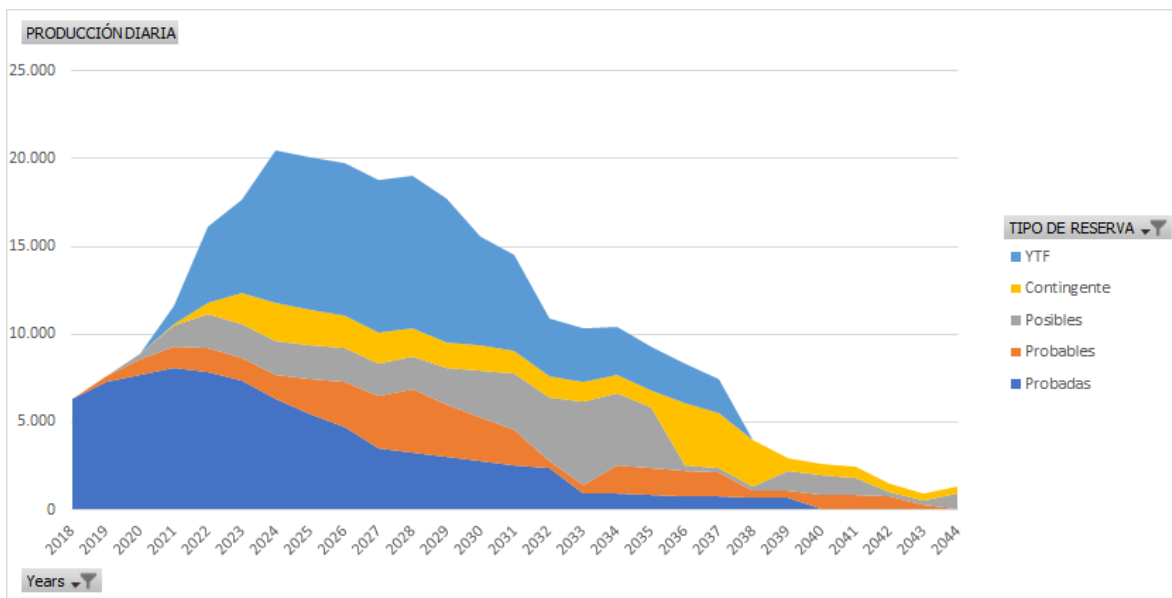
6.2.1.4. CUENCA DEL CATATUMBO

En este escenario, se considera recuperar todos los volúmenes asociados a las reservas probadas, probables y posibles reportadas en el IRR 2017, así como los recursos contingentes de los campos de Tibú y Oripaya.

En cuanto a los hidrocarburos por encontrar, se contemplan los hallazgos de dos campos de crudo de 5 MBPE cada uno y 6 campos de 1 MBPE cada uno.

En la gráfica 28 se presenta la proyección de la producción para los próximos 25 años, la cual se consume localmente en las áreas cercanas a los campo de producción en la misma cuenca.

**Figura 28. Producción de gas cuenca del Catatumbo
– Escenario Alto – KPCD**



Fuente: cálculos propios e información ANH

Las inversiones para el hallazgo y desarrollo de los hidrocarburos por descubrir contemplados en este escenario se pueden apreciar en la tabla 50.

CUENCA/TIPO DE RESERVA	VOLUMEN ACUMULADO	COSTO DE DESARROLLO TOTAL	COSTO HALLAZGO TOTAL
CAT	73.982.828	16.419.131	22.986.784
Contingente	12.046.470	-	-
Posibles	16.193.462	-	-
Probables	12.904.634	-	-
YTF	32.838.262	16.419.131	22.986.784

Tabla 50. Inversiones hallazgo y desarrollo del YTF caso alto de gas en la cuenca del Catatumbo en Millones de dólares.

Fuente: Cálculos propios

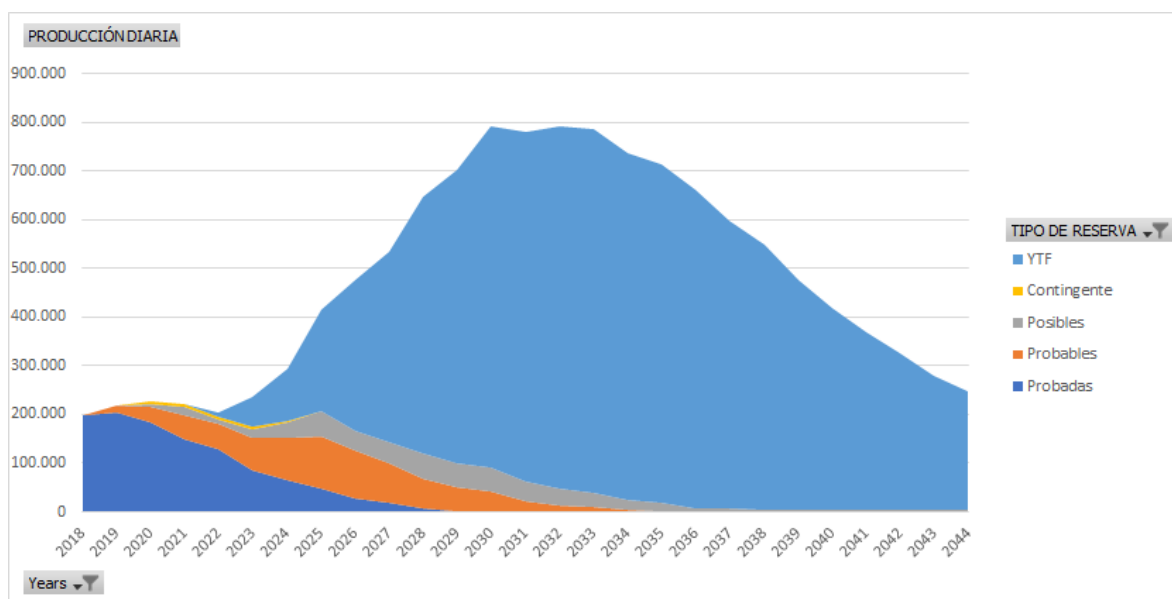
6.2.1.5. CUENCA DEL VALLE INFERIOR DEL MAGDALENA

En este escenario, se considera recuperar todos los volúmenes asociados a las reservas probadas, probables y posibles reportadas en el IRR 2017, así como los recursos contingentes.

En cuanto a los hidrocarburos por encontrar, se contemplan los hallazgos de los siguientes campos de crudo con alto contenido de gas: 2 campos de 47 MBPE cada uno, 2 campos de 20 MBPE cada uno, 12 campos de 10 MBPE y un campo de 1 MBPE. También se consideran los siguientes campos de gas seco: 5 campos de 300 GPC cada uno, 3 de 260 GPC cada uno, 5 de 190 GPC cada uno, 6 campos de 160 GPC cada uno, 5 campos de 145 GPC cada uno, 6 campos de 40 GPC cada uno y 3 de 25 GPC cada uno.

En la gráfica 29 se presenta la proyección de la producción para los próximos 25 años, la cual se consume localmente en las áreas cercanas a los campo de producción en la misma cuenca. Con la campaña planteada en el YTF se alcanzarían niveles de producción cercanos a los 800 MPD por lo que estaría compitiendo con las cuencas Llanos y Offshore como las mayores productoras de gas en las próximas décadas.

**Figura 29. Producción de gas cuenca del Valle Inferior del Magdalena
– Escenario Alto – KPCD**



Fuente: cálculos propios e información ANH

Las inversiones para el desarrollo de las reservas probables, posibles y recursos contingentes y las de hallazgo y desarrollo de los hidrocarburos por descubrir contemplados en este escenario se pueden apreciar en la tabla 51.

CUENCA/TIPO DE RESERVA	VOLUMEN ACUMULADO	COSTO DE DESARROLLO TOTAL	COSTO HALLAZGO TOTAL
VIM	4.300.114.549	2.934.573.033	1.614.914.613
Contingente	9.898.609	7.458.524	-
Posibles	203.905.139	149.297.011	-
Probables	287.024.812	220.631.838	-
YTF	3.799.285.989	2.557.185.660	1.614.914.613

Tabla 51. Inversiones hallazgo y desarrollo de reservas y YTF caso alto de gas en la cuenca del Valle Inferior del Magdalena en Millones de dólares.

Fuente: Cálculos propios

La ocupación y los faltantes de capacidad para el transporte de gas de esta cuenca hasta el nodo de Barranquilla, a través del gasoducto Jobo – Cartagena - Barranquilla se presenta en la tabla 52.

De acuerdo con los resultados se requiere la construcción de un gasoducto entre Jobo – Cartagena - Barranquilla de una longitud de 260 km y una de capacidad de 550 MPCD, que haría en dos etapas a partir del año 2024: una primera con una tubería de 24" de diámetro con dos estaciones compresoras de 10.000 HP cada una y posteriormente, se adicionarán dos estaciones compresoras de 10.000 HP.

Utilizando la ecuación que da lugar a la tabla 10.1 del plan indicativo gas natural 2015 de la UPME, se estima que el costo de este gasoducto estaría alrededor de los MUSD 240 y el costo de las tres estaciones compresoras (a USD 3.500/HP) se estima en MUSD 140 para una inversión total en este gasoducto de MUSD 380.

CUENCA	AÑO	PRODUCCIÓN DIARIA KPCD	Jobo - Cartagena - Barranquilla KPCD	Faltante Jobo - Cartagena - Barranquilla KPCD	Total Jobo - Cartagena - Barranquilla KPCD
VIM	2.018	198.016	198.016	-	198.016
VIM	2.019	219.682	219.682	-	219.682
VIM	2.020	227.669	227.669	-	227.669
VIM	2.021	220.929	220.929	-	220.929
VIM	2.022	202.721	202.721	-	202.721
VIM	2.023	236.225	230.000	6.225	236.225
VIM	2.024	295.061	230.000	65.061	295.061
VIM	2.025	415.375	230.000	185.375	415.375
VIM	2.026	476.599	230.000	246.599	476.599
VIM	2.027	534.861	230.000	304.861	534.861
VIM	2.028	647.182	230.000	417.182	647.182
VIM	2.029	702.695	230.000	472.695	702.695
VIM	2.030	790.906	230.000	560.906	790.906
VIM	2.031	780.546	230.000	550.546	780.546
VIM	2.032	792.109	230.000	562.109	792.109
VIM	2.033	784.838	230.000	554.838	784.838
VIM	2.034	737.485	230.000	507.485	737.485
VIM	2.035	712.836	230.000	482.836	712.836
VIM	2.036	662.061	230.000	432.061	662.061
VIM	2.037	596.681	230.000	366.681	596.681
VIM	2.038	547.709	230.000	317.709	547.709
VIM	2.039	475.759	230.000	245.759	475.759
VIM	2.040	419.170	230.000	189.170	419.170
VIM	2.041	369.734	230.000	139.734	369.734
VIM	2.042	326.381	230.000	96.381	326.381
VIM	2.043	278.670	230.000	48.670	278.670
VIM	2.044	246.312	230.000	16.312	246.312

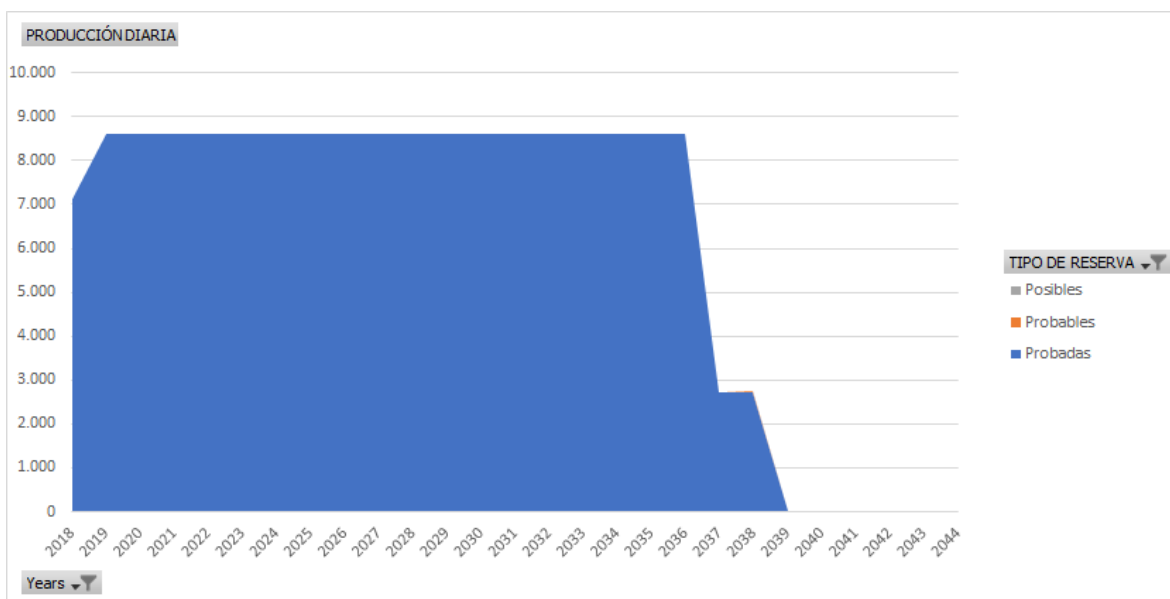
**Tabla 52. Transporte de gas caso alto en la cuenca Valle Inferior del Magdalena en Kilo pies
cúbicos por día**

Fuente: Cálculos propios

6.2.1.6. CUENCA CORDILLERA

En esta cuenca se encuentran los campos de producción de Bolívar y Corrales ubicados en el departamento de Boyacá. Solo se considera un escenario de producción que consiste en recuperar todos los volúmenes asociados a las reservas probadas, probables y posibles reportadas en el IRR 2017. En la gráfica 30 se presenta la proyección de la producción para los próximos 25 años, donde prácticamente no hay producción de reservas posibles y probables.

Figura 30. Producción de gas cuenca Cordillera – Escenario Alto – KPCD

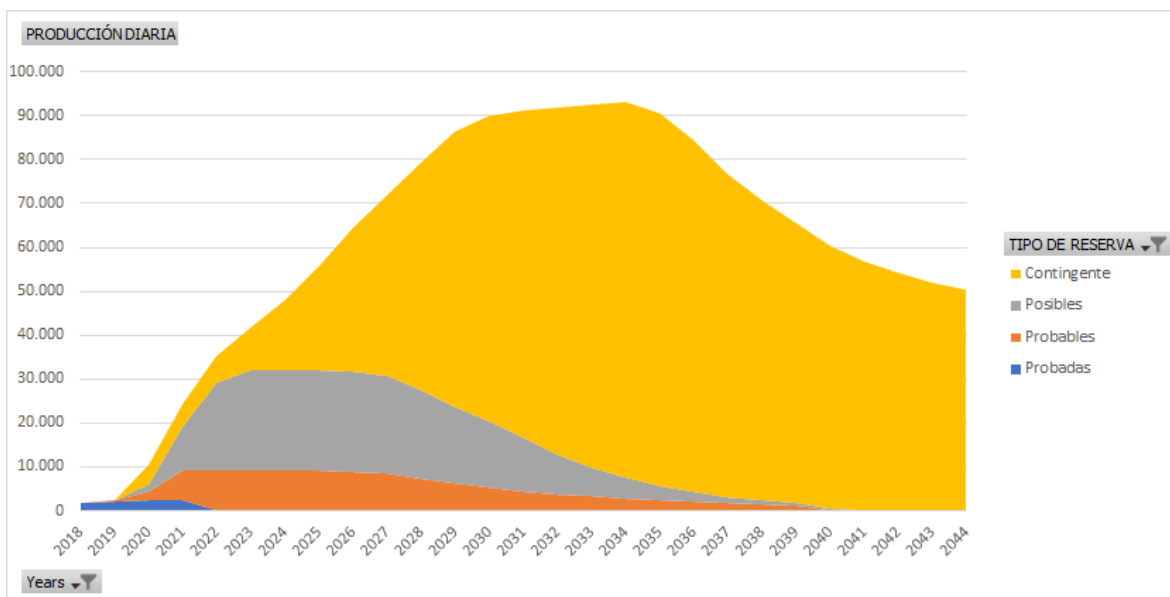


Fuente: cálculos propios e información ANH

6.2.1.7. CUENCA CESAR – RANCHERIA

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 escenario alto con las reservas probadas, probables, posibles y recursos contingentes planteados en el campo La Loma, que se puede ver en la gráfica 31.

Figura 31. Producción de gas cuenca Cesar - Ranchería– Escenario Alto – KPCD



Fuente: cálculos propios e información ANH

Las inversiones para el desarrollo de las reservas probables, posibles y recursos contingentes contemplados en este escenario se pueden apreciar en la tabla 53.

Cuenca / Tipo de reserva	VOLUMEN ACUMULADO	COSTO DE DESARROLLO TOTAL	COSTO HALLAZGO TOTAL
CES RAN	596.119.020	894.178.531	-
Contingente	470.635.912	705.953.867	-
Posibles	87.311.018	130.966.527	-
Probables	38.172.091	57.258.136	-

Tabla 53. Inversiones desarrollo de reservas caso alto de gas en la cuenca del Cesar - Ranchería en Millones de dólares.

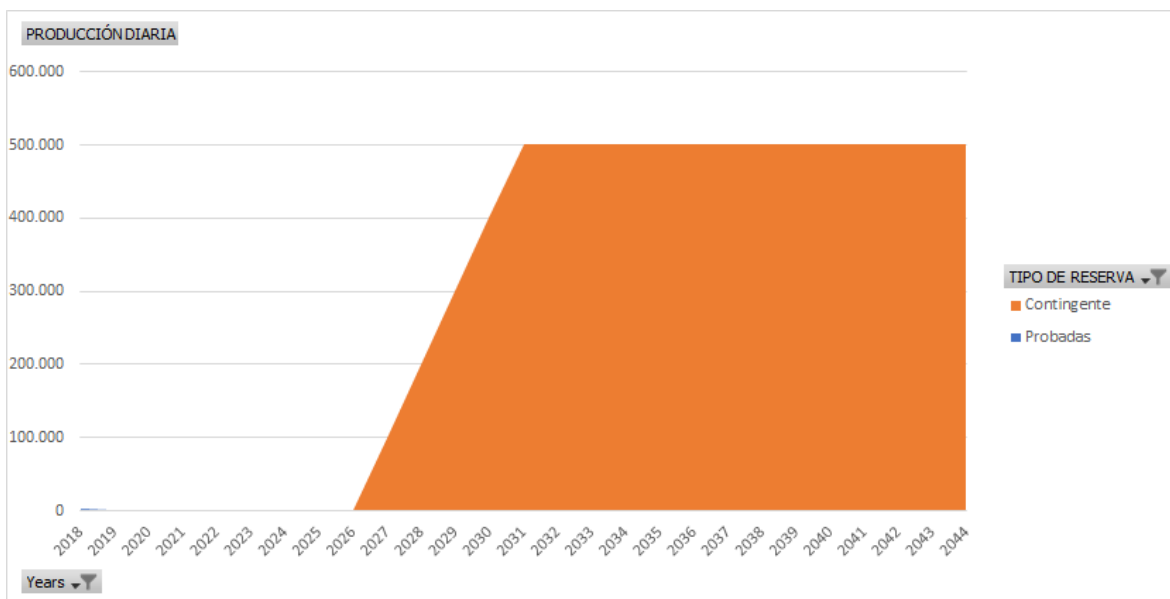
Fuente: Cálculos propios

El transporte de gas de esta cuenca hasta el nodo de Barranquilla se hace a través de una conexión al gasoducto Barrancabermeja - Ballena y los volúmenes ya están considerados en el análisis que se hizo de este gasoducto en la cuenca del Valle Medio del Magdalena.

6.2.1.8. CUENCA SINU – SAN JACINTO

Esta cuenca solo considera los volúmenes provenientes de los recientes descubrimientos offshore en los bloques Fuerte, correspondientes a los campos de Gorgon, Purple Ángel y Kronos, tal como se aprecia en la gráfica 32.

Figura 32. Producción de gas cuenca Sinú – san Jacinto– Escenario Alto – KPCD



Fuente: cálculos propios e información ANH

Las inversiones para el desarrollo de los recursos contingentes contemplados en este escenario se pueden apreciar en la tabla 54.

Cuenca / Tipo de reserva	VOLUMEN ACUMULADO	COSTO DE DESARROLLO TOTAL	COSTO HALLAZGO TOTAL
SIN SAJ	2.920.000.000	8.176.000.000	-
Contingente	2.920.000.000	8.176.000.000	-

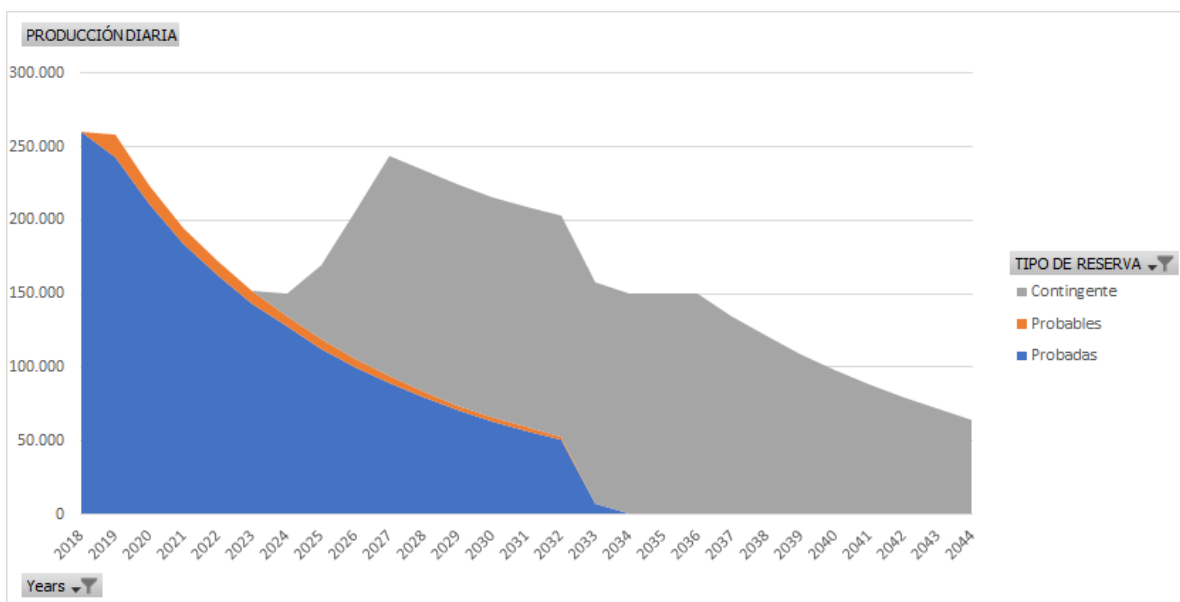
Tabla 54. Inversiones desarrollo contingentes caso alto de gas en la cuenca del Sinú – San Jacinto en Millones de dólares.

Fuente: Cálculos propios

6.2.1.9. CUENCA GUAJIRA

Este escenario consiste en recuperar todos los volúmenes asociados a las reservas probadas y probables reportadas en el IRR 2017 para los campos de Chuchupa – Ballena y los recursos contingentes del descubrimiento del campo Orca en el offshore, tal como se puede apreciar en la gráfica 33.

Figura 33. Producción de gas cuenca Guajira– Escenario Alto – KPCD

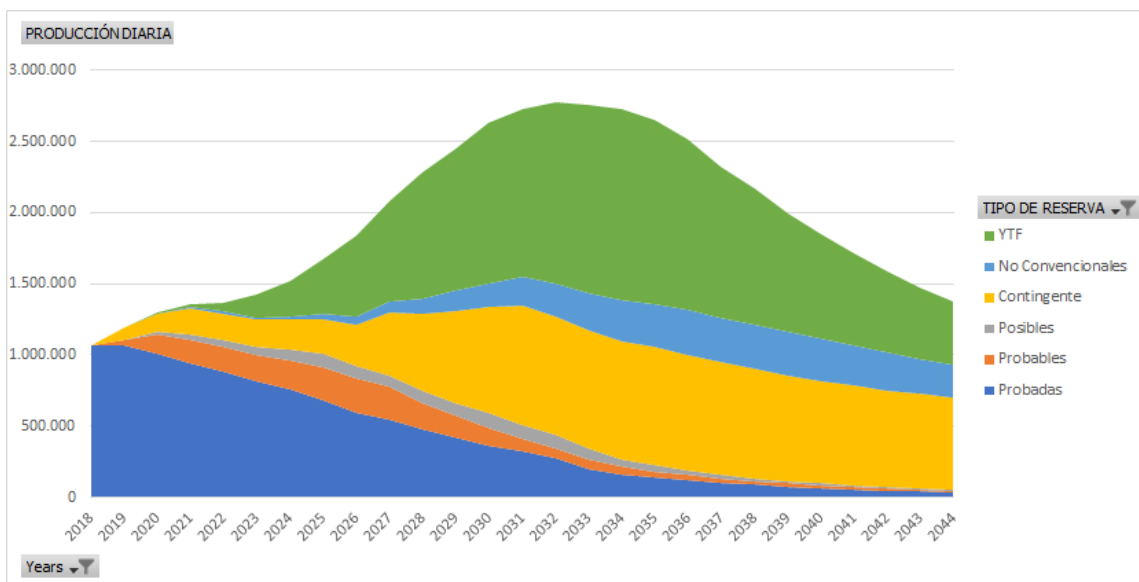


Fuente: cálculos propios e información ANH

6.2.1.10. ESCENARIO ALTO DE PRODUCCION DE GAS CONSOLIDADO PAIS

El escenario alto de producción de gas en el país se puede observar en al siguiente, grafica donde se presentan importantes excedentes, especialmente en el offshore y en la costa caribe, los cuales se deben licuar para su exportación. El negocio de licuefacción del gas es independiente debido a que en este estudio se consideran los precios de gas en boca de pozo relacionados con el Henry Hub, por tanto, no se consideran tampoco las inversiones en licuefacción.

Figura 34. Producción de gas consolidado País– Escenario Alto – KPCD



Fuente: cálculos propios e información ANH

Las inversiones para el desarrollo de las reservas probables, posibles y las de hallazgo y desarrollo de los hidrocarburos por descubrir en el país se pueden apreciar en la tabla 55.

Cuenca / Tipo de reserva	VOLUMEN ACUMULADO	COSTO DE DESARROLLO TOTAL	COSTO HALLAZGO TOTAL
CAT	73.982.828	16.419.131	22.986.784
CES RAN	596.119.020	894.178.531	-
COR	39.055	-	-
GUA OFS	923.587.233	1.335.811.493	-
Llanos	3.377.616.019	166.263.310	-
SIN SAJ	2.920.000.000	8.176.000.000	-
VIM	4.300.114.549	2.934.573.033	1.614.914.613
VMM	2.828.449.420	7.273.505	-
VSM	107.232.911	-	-
Total general	15.127.141.035	13.530.519.003	1.637.901.396

Tabla 55. Inversiones de hallazgo y desarrollo de reservas caso alto de gas en País en Millones de dólares.

Fuente: Cálculos propios

Con respecto a las inversiones en transporte, en este escenario hay que construir los siguientes gasoductos:

- 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.

6.2.2. ESCENARIO MEDIO

El escenario **alto** de producción de gas es una visión realista del desarrollo del potencial en cada una de las cuencas.

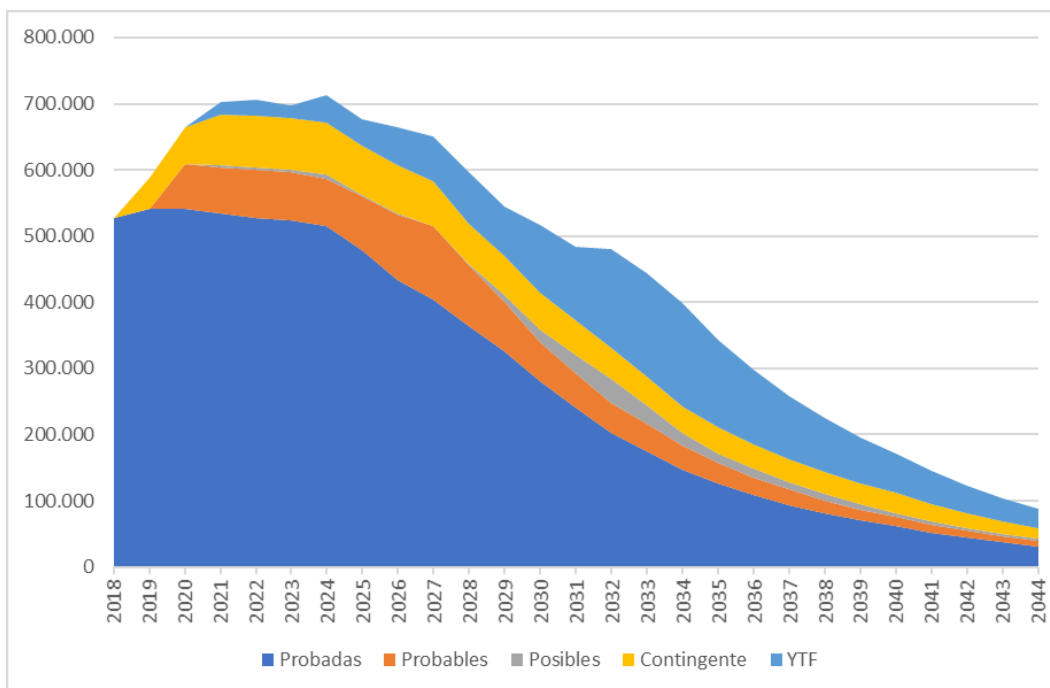
6.2.2.1. CUENCA DE LOS LLANOS ORIENTALES

En este escenario, se considera recuperar todos los volúmenes asociados a las reservas probadas, probables y posibles reportadas en el IRR 2017, Respecto a los recursos contingentes, se considera el aporte de la apertura de 10 pozos inactivos del área en Cusiana- Cupiagua que se planea ir abriendo desde diciembre de 2018 hasta el 2024 y que alcanzarían la mitad del pronóstico planteado por el operador, desarrollando del orden de 400 giga pies cúbicos.

En cuanto a los hidrocarburos por encontrar, se contempla el hallazgo de un campo de crudo liviano y gas tipo Pauto en el piedemonte, el cuales correspondería al reciente descubrimiento del campo de Acorazado y posiblemente se configure otro con el descubrimiento de Andino.

En la gráfica 35 se presenta la proyección de la producción para los próximos 25 años y se puede observar que, con los aportes mencionados, se estarían produciendo entre 600 y 700 MPCD en este escenario medio hasta el año 2028 en la Cuenca Llanos.

Figura 35. Producción de gas cuenca de los Llanos – Escenario Medio – KPCD



Fuente: cálculos propios e información ANH

Las inversiones para el desarrollo de las reservas probables y posibles contempladas en este escenario se pueden apreciar en la tabla 56.

Cuenca / Tipo de reserva	VOLUMEN ACUMULADO	COSTO DE DESARROLLO TOTAL	COSTO HALLAZGO TOTAL
Llanos	1.657.108.130	166.263.310	-
Contingente	464.036.649	-	-
Posibles	89.262.785	79.939.880	-
Probables	444.310.493	86.323.430	-
YTF	659.498.203	-	-

Tabla 56. Inversiones desarrollo de reservas caso medio de gas en la cuenca Llanos en Millones de dólares.

Fuente: Cálculos propios

La ocupación y los faltantes de capacidad para el transporte de gas de esta cuenca hasta los nodos de Vasconia y Barrancabermeja (reversible Vasconia – Barrancabermeja) a través de los gasoductos Cusiana -Porvenir La Belleza– Vasconia y Vasconia – Barrancabermeja y hasta el nodo de Bogotá por los gasoductos La Belleza – Cogua y Cusiana – Apiay - Usme se presenta en la tabla 57.

Sobre la base que los volúmenes producido en el campo de Gibraltar se transportan por el sistema Gibraltar – Bucaramanga y se le da prioridad al suministro del nodo

de Bogotá, se presentan faltantes de capacidad en los gasoductos Cusiana - Porvenir-La Belleza y La Belleza – Vasconia. Una vez el gas se encuentra en Vasconia, una parte se envía por el gasoducto Vasconia – Mariquita al interior del país y otra a Medellín por el gasoducto Sebastopol - Medellín. El excedente si lo llegare a haber, se envía hacia Barrancabermeja por el gasoducto Vasconia – Barrancabermeja. En este caso la capacidad de esa línea es suficiente.

Para el sistema Cusiana – Porvenir – La Belleza se construiría un gasoducto de 200 MPCD con una longitud de 224 kilómetros y un diámetro de 12”. Utilizando la tabla 10.1 del plan indicativo gas natural 2015 de la UPME, se estima que el costo de este gasoducto estaría alrededor de los MUSD 110. Adicionalmente, se considera una estación compresora de 7.500 HP a un costo de USD 3.500/HP para un valor de MUSD 26 para una inversión total en este gasoducto de MUSD 136.

Para el sistema La Belleza -Vasconia se construiría un gasoducto 130 MPCD con una longitud de 92 kilómetros y un diámetro de 12”. Utilizando la tabla 10.1 del plan indicativo gas natural 2015 de la UPME, se estima que el costo de este gasoducto estaría alrededor de los MUSD 50. Adicionalmente, se considera una estación compresora de 5.000 HP a un costo de USD 4.000/HP para un valor de MUSD 20 para una inversión total en este gasoducto de MUSD 70.

CUENCA	AÑO	PRODUCCIÓN DIARIA KPCD	Volúmen Gibraltar KPCD	Cusiana - Aplay - Bogotá KPCD	Floreña - Yopal KPCD	Total Cusiana - Porvenir - La Belleza KPCD	Faltante Cusiana - Porvenir - La Belleza KPCD	La Belleza - Cogua KPCD	Total La Belleza - Vasconia KPCD	Faltante La Belleza - Vasconia KPCD	Vasconia - Mariquita KPCD	Sebastopol - Medellín KPCD	Total Vasconia - Barrancabe rmeja KPCD	Faltante Vasconia - Barrancabe rmeja KPCD
Llanos	2018	527.858	34.222	64.000	12.000	417.637	5.637	217.000	200.637	-	192.000	8.637	-	-
Llanos	2019	588.102	44.125	64.000	12.000	467.977	55.977	217.000	250.977	-	192.000	58.977	-	-
Llanos	2020	664.066	44.271	64.000	12.000	543.795	131.795	217.000	326.795	67.795	192.000	64.000	70.795	-
Llanos	2021	702.167	44.150	64.000	12.000	582.017	170.017	217.000	365.017	106.017	192.000	64.000	109.017	-
Llanos	2022	705.728	44.452	64.000	12.000	585.275	173.275	217.000	368.275	109.275	192.000	64.000	112.275	-
Llanos	2023	696.564	42.955	64.000	12.000	577.609	165.609	217.000	360.609	101.609	192.000	64.000	104.609	-
Llanos	2024	713.884	35.172	64.000	12.000	602.711	190.711	217.000	385.711	126.711	192.000	64.000	129.711	-
Llanos	2025	675.877	36.517	64.000	12.000	563.361	151.361	217.000	346.361	87.361	192.000	64.000	90.361	-
Llanos	2026	664.864	31.585	64.000	12.000	557.279	145.279	217.000	340.279	81.279	192.000	64.000	84.279	-
Llanos	2027	651.334	42.540	64.000	12.000	532.794	120.794	217.000	315.794	56.794	192.000	64.000	59.794	-
Llanos	2028	597.227	44.536	64.000	12.000	476.690	64.690	217.000	259.690	690	192.000	64.000	3.690	-
Llanos	2029	545.327	43.442	64.000	12.000	425.884	13.884	217.000	208.884	-	192.000	16.884	-	-
Llanos	2030	517.431	41.625	64.000	12.000	399.806	-	217.000	182.806	-	182.806	-	-	-
Llanos	2031	483.849	47.219	64.000	12.000	360.630	-	217.000	143.630	-	143.630	-	-	-
Llanos	2032	480.740	53.036	64.000	12.000	351.704	-	217.000	134.704	-	134.704	-	-	-
Llanos	2033	444.313	41.649	64.000	12.000	326.664	-	217.000	109.664	-	109.664	-	-	-
Llanos	2034	398.304	29.856	64.000	12.000	292.448	-	217.000	75.448	-	75.448	-	-	-
Llanos	2035	342.725	25.378	64.000	12.000	241.347	-	217.000	24.347	-	24.347	-	-	-
Llanos	2036	297.118	21.571	64.000	12.000	199.546	-	199.546	-	-	-	-	-	-
Llanos	2037	257.928	18.335	64.000	12.000	163.592	-	163.592	-	-	-	-	-	-
Llanos	2038	224.201	15.585	64.000	12.000	132.616	-	132.616	-	-	-	-	-	-
Llanos	2039	195.348	13.247	64.000	12.000	106.100	-	106.100	-	-	-	-	-	-
Llanos	2040	170.612	11.260	64.000	12.000	83.352	-	83.352	-	-	-	-	-	-
Llanos	2041	144.880	9.571	64.000	12.000	59.309	-	59.309	-	-	-	-	-	-
Llanos	2042	123.156	8.136	64.000	12.000	39.020	-	39.020	-	-	-	-	-	-
Llanos	2043	104.016	6.207	64.000	12.000	21.809	-	21.809	-	-	-	-	-	-
Llanos	2044	88.439	5.276	64.000	12.000	7.163	-	7.163	-	-	-	-	-	-

Tabla 57. Transporte de gas caso medio en la cuenca Llanos en Kilo pies cúbicos por día

Fuente: Cálculos propios

6.2.2.2. CUENCA VALLE MEDIO DEL MAGDALENA

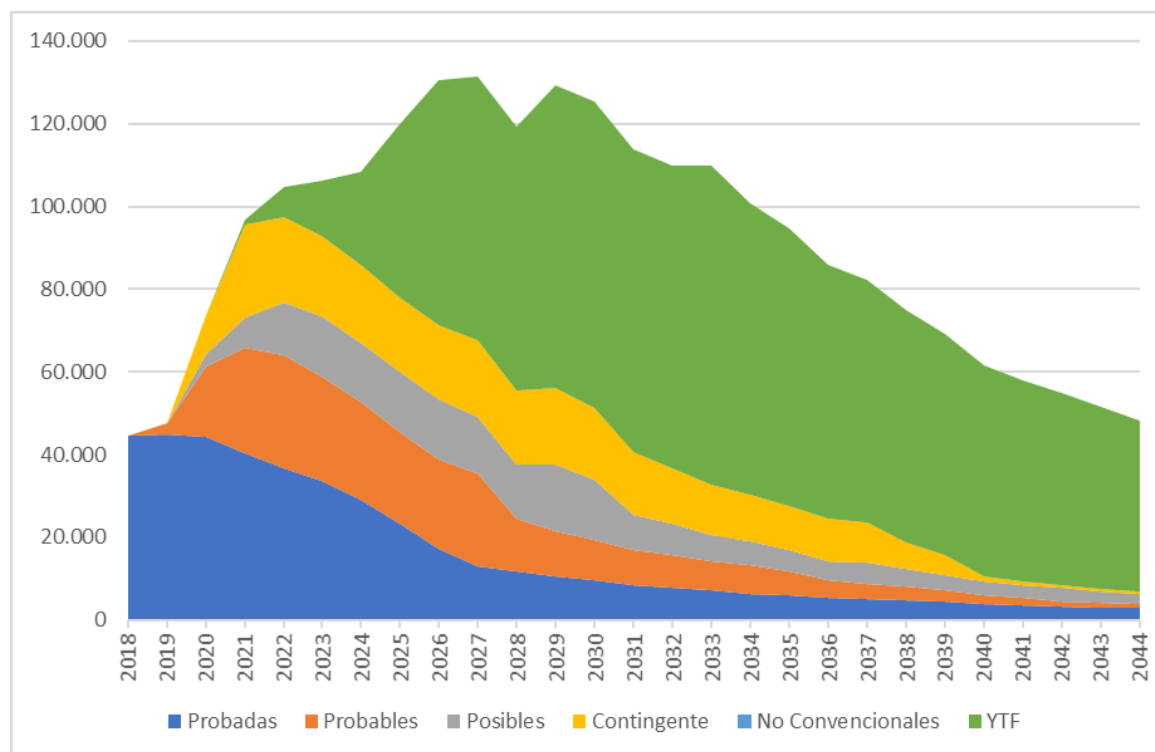
En este escenario, se considera recuperar todos los volúmenes asociados a las reservas probadas, probables y posibles reportadas en el IRR 2017, así como los recursos contingentes.

En cuanto a los hidrocarburos por encontrar, se contemplan los siguientes hallazgos de crudo, que por su relación gas – aceite producirán también volúmenes de gas, en las provincias norte, centro, sur y oriental de la cuenca así:

- **Norte:** un campo de 100 MBP y un campo de 15 MBP.
- **Centro:** un campo de 125 MBP.
- **Oriente:** un campo de 60 MBP y un campo de 30 MBP.
- **Sur:** un campo de 30 MBP y dos campos de 7 MBP c/u.

En la gráfica 36 se presenta la proyección de la producción para los próximos 25 años y se puede observar el aporte importante de los yacimientos en roca generadora.

**Figura 36. Producción de gas cuenca del Valle medio del Magdalena
– Escenario medio – KPCD**



Fuente: cálculos propios e información ANH

Las inversiones para el desarrollo de las reservas posibles contempladas en este escenario se pueden apreciar en la tabla 58.

Cuenca / Tipo de reserva	VOLUMEN ACUMULADO	COSTO DE DESARROLLO TOTAL	COSTO HALLAZGO TOTAL
VMM	738.915.522	7.273.505	-
Contingente	108.468.836	-	-
No Convencionales	-	-	-
Posibles	74.501.558	7.273.505	-
Probables	102.202.920	-	-
YTF	453.742.208	-	-
VSM	13.695.695	-	-

Tabla 58. Inversiones desarrollo de reservas caso medio de gas en la cuenca del Valle Medio del Magdalena en Millones de dólares.

Fuente: Cálculos propios

La refinería de Barrancabermeja requiere parte del gas disponible en esta área (120 MPCD) por tanto para el análisis de la capacidad de transporte se descuenta este valor de la producción. La evacuación de gas desde Barrancabermeja, dependiendo del escenario de producción de la cuenca de los Llanos, se puede hacer hacia el interior de país por el gasoducto Barrancabermeja – Sebastopol – Vasconia y hacia la costa norte por el gasoducto Barrancabermeja – Ballena.

En este escenario de producción media, la cuenca de los Llanos produce suficiente gas para abastecer el interior del país y requiere enviar los excedentes hacia la costa norte utilizando en primera instancia el gasoducto desde Vasconia a Barrancabermeja (reversible), por tanto, la disponibilidad de gas en Barrancabermeja de incluir este valor.

La producción de gas de la cuenca Cesar – Ranchería se debe evacuar hasta el gasoducto Ballena – Barrancabermeja y dependiendo del escenario de producción, se envía a Barrancabermeja si hay faltantes de gas en el interior de país o a la costa norte si hay excedentes. En este caso, escenario alto, hay excedentes por tanto se debe enviar a la costa caribe.

La ocupación y los faltantes de capacidad para el transporte de gas de esta cuenca hasta Ballena a través del gasoducto Barrancabermeja – Ballena, se presenta en la tabla 59. De acuerdo con los resultados no se requiere ninguna inversión en este gasoducto.

CUENCA	AÑO	VOLUMEN PRODUCIDO KPCD	VOLUMEN RECIBIDO DE VASCONIA KPCD	CONSUMO EN REFINERÍA KPCD	DISPONIBLE EN BARRANCAB ERMEJA KPCD	VOLUMEN PRODUCIDO CESAR - RANCHERÍA KPCD	VOLUMEN A TRANSPORTAR KPCD	FALTANTE BARRANCAB ERMEJA - BALLENA KPCD
VMM	2018	44.594	-	120.000	- 75.406	1.856	- 73.550	-
VMM	2019	47.626	-	120.000	- 72.374	2.528	- 69.846	-
VMM	2020	73.855	70.795	120.000	24.650	5.915	30.565	-
VMM	2021	96.913	109.017	120.000	85.930	19.212	105.142	-
VMM	2022	104.622	112.275	120.000	96.898	29.049	125.947	-
VMM	2023	106.391	104.609	120.000	91.000	31.943	122.943	-
VMM	2024	108.374	129.711	120.000	118.085	31.998	150.083	-
VMM	2025	119.927	90.361	120.000	90.288	32.027	122.315	-
VMM	2026	130.452	84.279	120.000	94.731	31.825	126.556	-
VMM	2027	131.424	59.794	120.000	71.217	30.781	101.998	-
VMM	2028	119.163	3.690	120.000	2.854	27.356	30.210	-
VMM	2029	129.449	-	120.000	9.449	23.670	33.120	-
VMM	2030	125.512	-	120.000	5.512	20.272	25.784	-
VMM	2031	113.730	-	120.000	- 6.270	16.532	10.262	-
VMM	2032	109.791	-	120.000	- 10.209	12.659	2.449	-
VMM	2033	109.844	-	120.000	- 10.156	9.720	- 436	-
VMM	2034	100.829	-	120.000	- 19.171	7.476	- 11.695	-
VMM	2035	94.794	-	120.000	- 25.206	5.772	- 19.435	-
VMM	2036	85.795	-	120.000	- 34.205	4.211	- 29.994	-
VMM	2037	82.122	-	120.000	- 37.878	3.003	- 34.875	-
VMM	2038	74.898	-	120.000	- 45.102	2.354	- 42.748	-
VMM	2039	69.268	-	120.000	- 50.732	1.889	- 48.843	-
VMM	2040	61.655	-	120.000	- 58.345	479	- 57.865	-
VMM	2041	58.018	-	120.000	- 61.982	-	- 61.982	-
VMM	2042	54.733	-	120.000	- 65.267	-	- 65.267	-
VMM	2043	51.524	-	120.000	- 68.476	-	- 68.476	-
VMM	2044	48.093	-	120.000	- 71.907	-	- 71.907	-

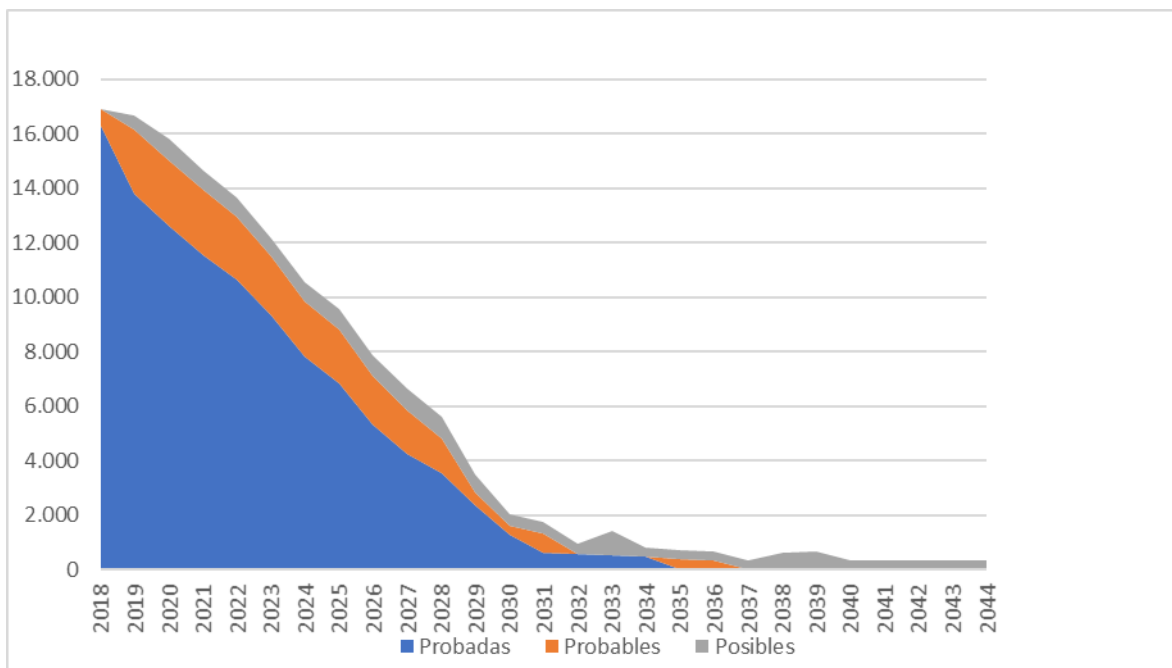
Tabla 59. Transporte de gas caso medio en la cuenca Valle Medio del Magdalena en Kilo pies cúbicos por día

Fuente: Cálculos propios

6.2.2.3. CUENCA DEL VALLE SUPERIOR DEL MAGDALENA

En este escenario, se considera recuperar todos los volúmenes asociados a las reservas probadas, probables y posibles reportadas en el IRR 2017. En la gráfica 37 se presenta la proyección de la producción para los próximos 25 años, la cual se consume localmente en las áreas cercanas a los campo de producción en la misma cuenca.

**Figura 37. Producción de gas cuenca del Valle Superior del Magdalena
– Escenario medio – KPCD**



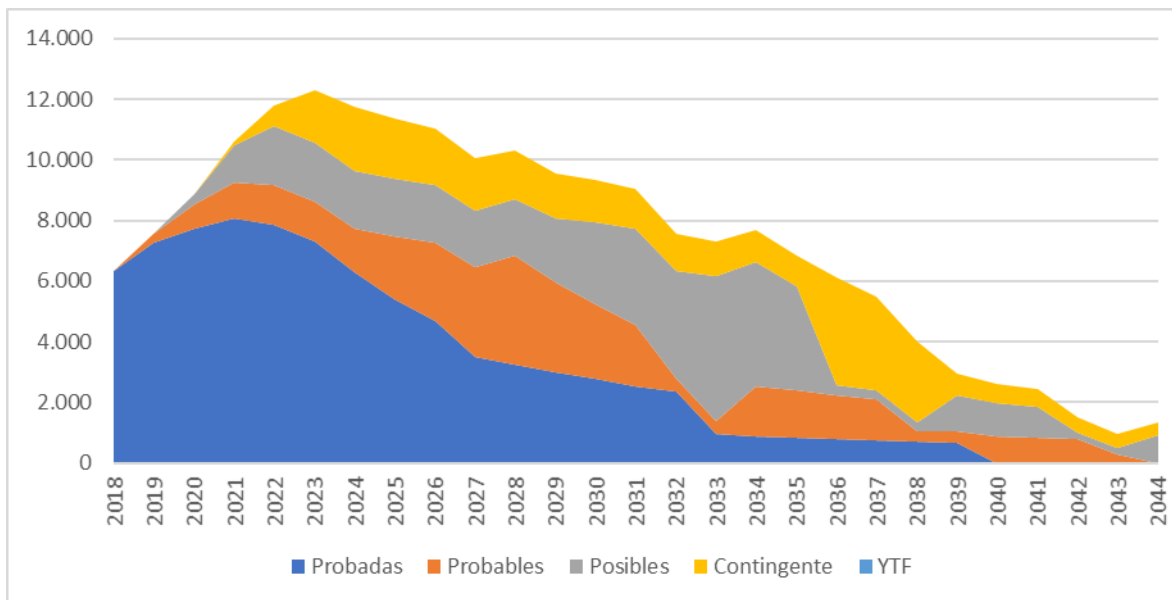
Fuente: cálculos propios e información ANH

6.2.2.4. CUENCA DEL CATATUMBO

En este escenario, se considera recuperar todos los volúmenes asociados a las reservas probadas, probables y posibles reportadas en el IRR 2017, así como los recursos contingentes de los campos de Tibú y Oripaya.

En la gráfica 38 se presenta la proyección de la producción para los próximos 25 años, la cual se consume localmente en las áreas cercanas a los campos de producción en la misma cuenca.

Figura 38. Producción de gas cuenca del Catatumbo – Escenario medio – KPCD



Fuente: cálculos propios e información ANH

No se requieren inversiones para el hallazgo y desarrollo de las reservas de gas puesto que estas vienen asociadas al crudo y se consideraron en este hidrocarburo.

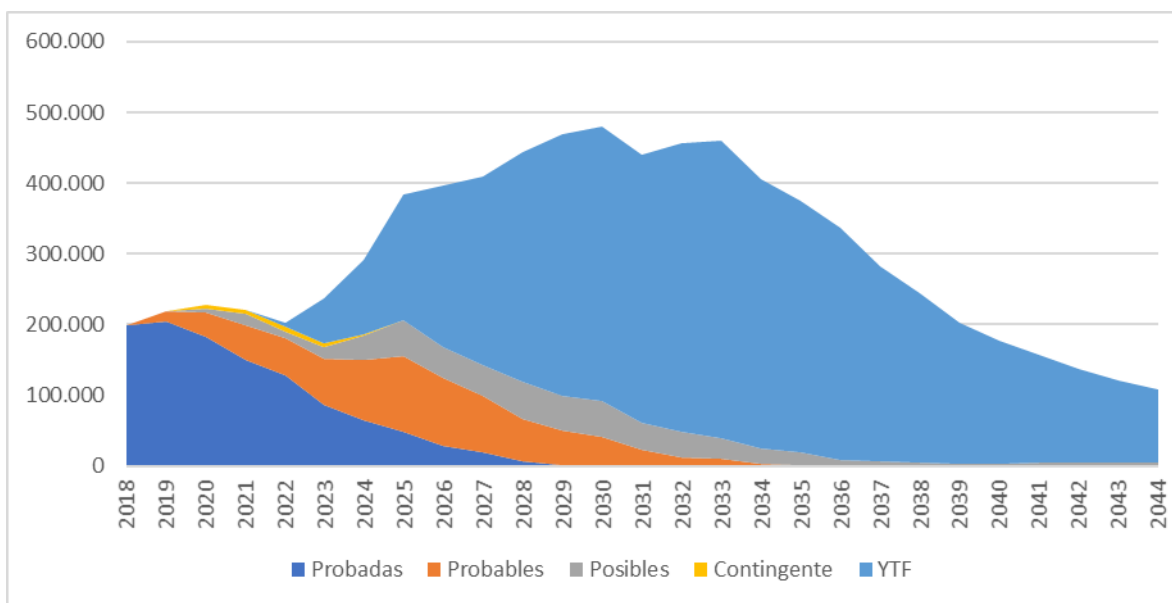
6.2.2.5. CUENCA DEL VALLE INFERIOR DEL MAGDALENA

En este escenario, se considera recuperar todos los volúmenes asociados a las reservas probadas, probables y posibles reportadas en el IRR 2017, así como los recursos contingentes.

En cuanto a los hidrocarburos por encontrar, se contemplan los hallazgos de los siguientes campos de crudo con alto contenido de gas: 1 campo de 47 MBPE, 1 campo de 20 MBPE, 6 campos de 10 MBPE y un campo de 1 MBPE. También se consideran los siguientes campos de gas seco: 3 campos de 300 GPC cada uno, 1 de 260 GPC, 3 de 190 GPC cada uno, 3 campos de 160 GPC cada uno, 2 campos de 145 GPC cada uno, 3 campos de 40 GPC cada uno y 1 de 25 GPC.

En la gráfica 39 se presenta la proyección de la producción para los próximos 25 años, la cual se consume localmente en las áreas cercanas a los campo de producción en la misma cuenca. Con la campaña planteada en el YTF se alcanzarían niveles superiores a 400 MPCD a partir del 2024 y por alrededor de 10 años.

**Figura 39. Producción de gas cuenca del Valle Inferior del Magdalena
– Escenario medio – KPCD**



Fuente: cálculos propios e información ANH

Las inversiones para el hallazgo y desarrollo de los hidrocarburos por descubrir contemplados en este escenario se pueden apreciar en la tabla 60.

Cuenca / Tipo de reserva	VOLUMEN ACUMULADO	COSTO DE DESARROLLO TOTAL	COSTO HALLAZGO TOTAL
VIM	2.542.659.274	1.752.631.577	873.511.193
Contingente	9.898.609	7.458.524	-
Posibles	203.905.139	149.297.011	-
Probables	287.024.812	220.631.838	-
YTF	2.041.830.714	1.375.244.204	873.511.193

Tabla 60. Inversiones hallazgo y desarrollo de reservas YTF caso medio de gas en la cuenca del Valle Inferior del Magdalena en Millones de dólares.

Fuente: Cálculos propios

La ocupación y los faltantes de capacidad para el transporte de gas de esta cuenca hasta el nodo de Barranquilla, a través del gasoducto Jobo – Cartagena - Barranquilla se presenta en la tabla 61.

De acuerdo con los resultados se requiere la construcción de un gasoducto entre Jobo – Cartagena - Barranquilla de una longitud de 260 km y una de capacidad de 250 MPCD, a partir del año 2024 con una tubería de 16" de diámetro con una estación compresora de 10.000 HP.

Utilizando la ecuación que da lugar a la tabla 10.1 del plan indicativo gas natural 2015 de la UPME, se estima que el costo de este gasoducto estaría alrededor de los MUSD 160 y el costo de la estación compresora (a USD 3.500/HP) se estima en MUSD 35 para una inversión total en este gasoducto de MUSD 195

CUENCA	AÑO	PRODUCCIÓN DIARIA KPCD	Jobo - Cartagena - Barranquilla KPCD	Faltante Jobo - Cartagena - Barranquilla KPCD	Total Jobo - Cartagena - Barranquilla KPCD
VIM	2.018	198.016	198.016	-	198.016
VIM	2.019	219.682	219.682	-	219.682
VIM	2.020	227.669	227.669	-	227.669
VIM	2.021	220.929	220.929	-	220.929
VIM	2.022	202.721	202.721	-	202.721
VIM	2.023	236.125	230.000	6.125	236.125
VIM	2.024	290.672	230.000	60.672	290.672
VIM	2.025	384.115	230.000	154.115	384.115
VIM	2.026	396.241	230.000	166.241	396.241
VIM	2.027	408.744	230.000	178.744	408.744
VIM	2.028	443.649	230.000	213.649	443.649
VIM	2.029	469.043	230.000	239.043	469.043
VIM	2.030	479.581	230.000	249.581	479.581
VIM	2.031	441.065	230.000	211.065	441.065
VIM	2.032	456.863	230.000	226.863	456.863
VIM	2.033	460.376	230.000	230.376	460.376
VIM	2.034	405.183	230.000	175.183	405.183
VIM	2.035	375.300	230.000	145.300	375.300
VIM	2.036	336.141	230.000	106.141	336.141
VIM	2.037	282.516	230.000	52.516	282.516
VIM	2.038	245.060	230.000	15.060	245.060
VIM	2.039	203.305	203.305	-	203.305
VIM	2.040	176.827	176.827	-	176.827
VIM	2.041	156.743	156.743	-	156.743
VIM	2.042	137.850	137.850	-	137.850
VIM	2.043	121.458	121.458	-	121.458
VIM	2.044	107.390	107.390	-	107.390

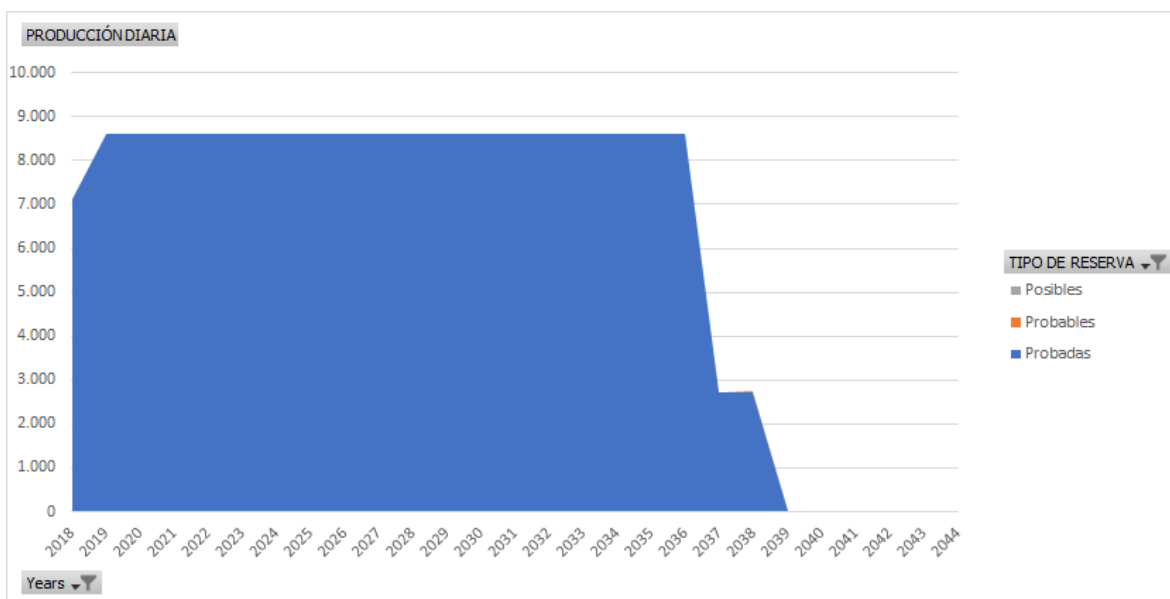
**Tabla 61. Transporte de gas caso medio en la cuenca Valle Inferior del Magdalena en Kilo
pies cúbicos por día**

Fuente: Cálculos propios

6.2.2.6. CUENCA CORDILLERA

En esta cuenca se encuentran los campos de producción de Bolívar y Corrales ubicados en el departamento de Boyacá. Solo se considera un escenario de producción que consiste en recuperar todos los volúmenes asociados a las reservas probadas, probables y posibles reportadas en el IRR 2017. En la gráfica 40 se presenta la proyección de la producción para los próximos 25 años, donde prácticamente no hay producción de reservas posibles y probables.

Figura 40. Producción de gas cuenca Cordillera – Escenario medio – KPCD

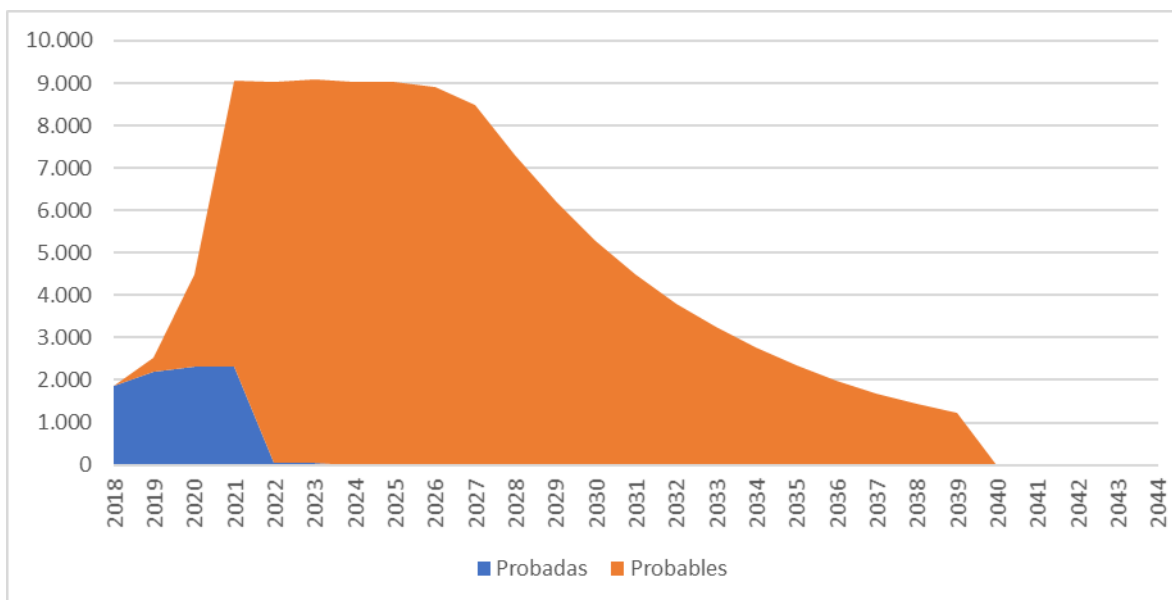


Fuente: cálculos propios e información ANH

6.2.2.7. CUENCA CESAR – RANCHERIA

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 escenario medio con las reservas probadas y probables planteadas en el campo La Loma, que se puede ver en la gráfica 41.

Figura 41. Producción de gas cuenca Cesar - Ranchería– Escenario medio – KPCD



Las inversiones para el desarrollo de las reservas probables contempladas en este escenario se pueden apreciar en la tabla 62.

Cuenca / Tipo de reserva	VOLUMEN ACUMULADO	COSTO DE DESARROLLO TOTAL	COSTO HALLAZGO TOTAL
CES RAN	38.172.091	57.258.136	-
Contingente	-	-	-
Posibles	-	-	-
Probables	38.172.091	57.258.136	-

Tabla 62. Inversiones desarrollo de reservas caso medio de gas en la cuenca del Cesar - Ranchería en Millones de dólares.

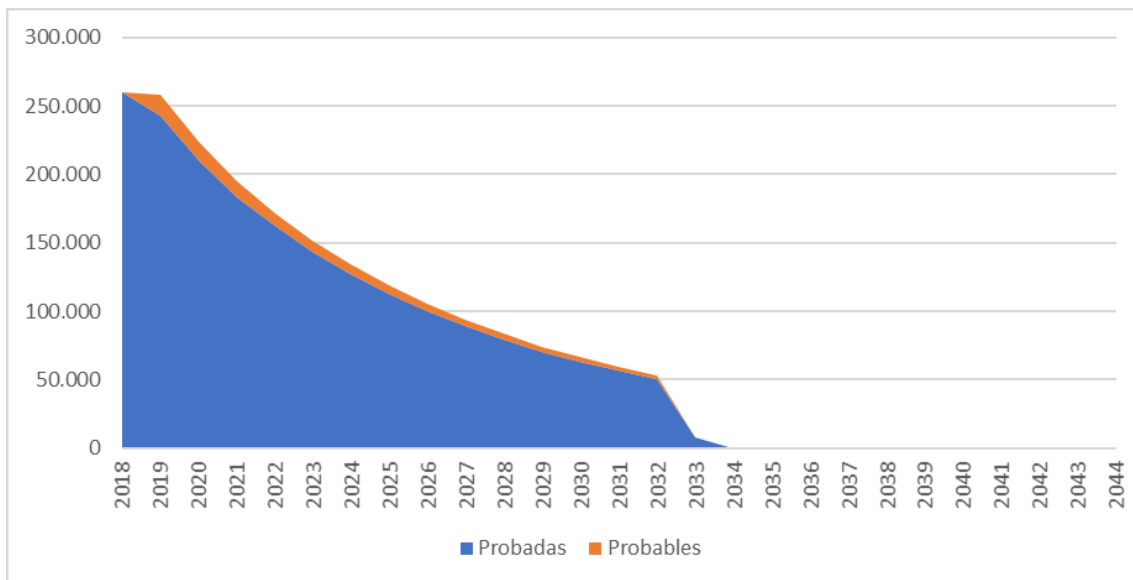
Fuente: Cálculos propios

El transporte de gas de esta cuenca hasta el nodo de Barranquilla se hace a través de una conexión al gasoducto Barrancabermeja - Ballena y los volúmenes ya están considerados en el análisis que se hizo de este gasoducto en la cuenca del Valle Medio del Magdalena.

6.2.2.8. CUENCA GUAJIRA

Este escenario consiste en recuperar todos los volúmenes asociados a las reservas probadas y probables reportadas en el IRR 2017 para los campos de Chuchupa – Ballena, tal como se puede apreciar en la gráfica 42.

Figura 42. Producción de gas cuenca Guajira– Escenario medio – KPCD



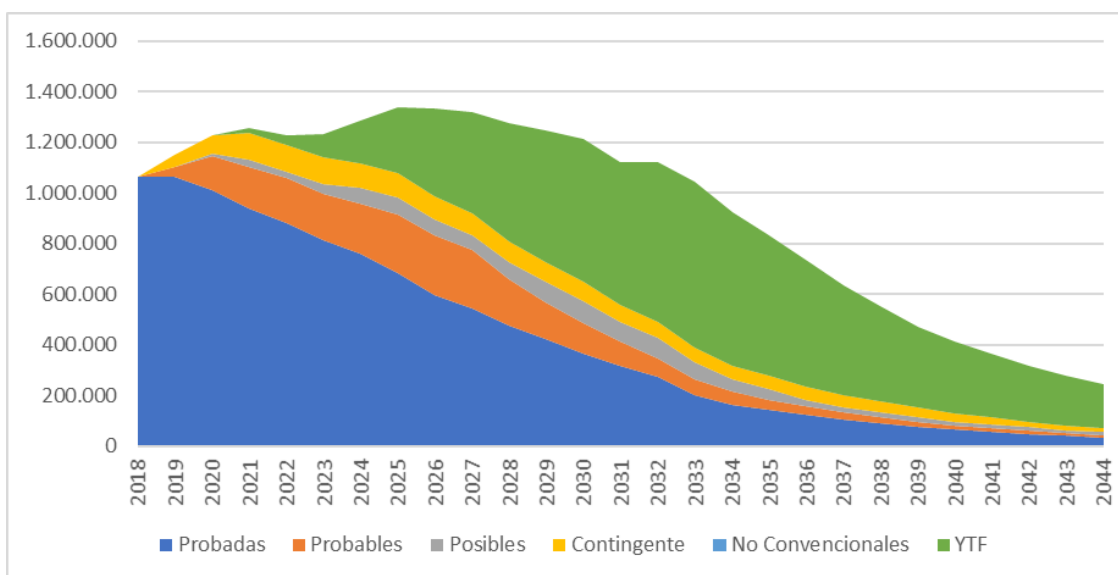
Fuente: cálculos propios e información ANH

Inversiones?

6.2.2.9. ESCENARIO MEDIO DE PRODUCCION DE GAS CONSOLIDADO PAIS

El escenario medio de producción de gas en el país se puede observar en la siguiente, grafica donde se presentan producciones superiores a 1.200 MPCD durante más de 10 años a partir del año 2020.

Figura 43. Producción de gas consolidado País– Escenario medio – KPCD



Fuente: cálculos propios e información ANH

Las inversiones para el desarrollo de las reservas probadas no desarrolladas probables, posibles y las de hallazgo y desarrollo de los hidrocarburos por descubrir en el país se pueden apreciar en la tabla 63.

Cuenca / Tipo de reserva	VOLUMEN ACUMULADO	COSTO DE DESARROLLO TOTAL	COSTO HALLAZGO TOTAL
CAT	41.144.566	-	-
CES RAN	38.172.091	57.258.136	-
COR	39.055	-	-
GUA OFS	35.406.683	3.540.668	-
Llanos	1.657.108.130	166.263.310	-
SIN SAJ	-	-	-
VIM	2.542.659.274	1.752.631.577	873.511.193
VMM	738.915.522	7.273.505	-
VSM	13.695.695	-	-
Total general	5.067.141.016	1.986.967.196	873.511.193

Tabla 63. Inversiones desarrollo y hallazgo de reservas caso medio de gas consolidado país en Millones de dólares.

Fuente: Cálculos propios

Con respecto a las inversiones en transporte, en este escenario hay que construir los siguientes gasoductos:

- 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

6.2.3. ESCENARIO BAJO

El escenario alto de producción de gas es una visión pesimista del desarrollo del potencial en cada una de las cuencas.

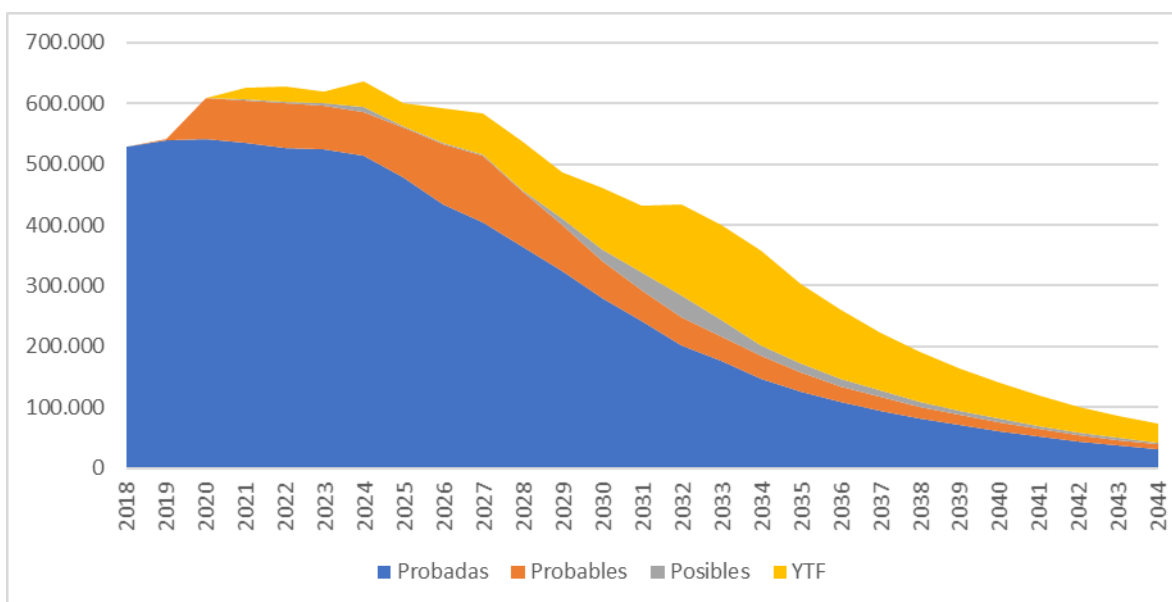
6.2.3.1. CUENCA DE LOS LLANOS ORIENTALES

En este escenario, se considera recuperar todos los volúmenes asociados a las reservas probadas, probables y posibles reportadas en el IRR 2017.

En cuanto a los hidrocarburos por encontrar, se contempla el hallazgo de un campo de crudo liviano y gas tipo Pauto en el piedemonte, el cuales correspondería al reciente descubrimiento del campo de Acorazado y posiblemente se configure otro con el descubrimiento de Andino.

En la gráfica 44 se presenta la proyección de la producción para los próximos 25 años y se puede observar que, con los aportes mencionados, se estarían produciendo alrededor de 600 MPCD entre 2020 y 2027 en la Cuenca Llanos.

Figura 44. Producción de gas cuenca de los Llanos – Escenario bajo – KPCD



Fuente: cálculos propios e información ANH

Las inversiones para el desarrollo de las reservas probables y posibles contempladas en este escenario se pueden apreciar en la tabla 64.

Cuenca / Tipo de reserva	VOLUMEN ACUMULADO	COSTO DE DESARROLLO TOTAL	COSTO HALLAZGO TOTAL
Llanos	1.193.071.481	166.263.310	-
Contingente	-	-	-
Posibles	89.262.785	79.939.880	-
Probables	444.310.493	86.323.430	-
YTF	659.498.203	-	-

Tabla 64. Inversiones desarrollo de reservas caso bajo de gas en la cuenca Llanos en Millones de dólares.

Fuente: Cálculos propios

La ocupación y los faltantes de capacidad para el transporte de gas de esta cuenca hasta los nodos de Vasconia y Barrancabermeja (reversible Vasconia – Barrancabermeja) a través de los gasoductos Cusiana -Porvenir La Belleza– Vasconia y Vasconia – Barrancabermeja y hasta el nodo de Bogotá por los gasoductos La Belleza – Cogua y Cusiana – Apiay - Usme se presenta en la tabla 65.

Sobre la base que los volúmenes producido en el campo de Gibraltar se transportan por el sistema Gibraltar – Bucaramanga y se le da prioridad al suministro del nodo de Bogotá, se presentan faltantes de capacidad en los gasoductos Cusiana - Porvenir-La Belleza y La Belleza – Vasconia. Una vez el gas se encuentra en Vasconia, una parte se envía por el gasoducto Vasconia – Mariquita al interior del país y otra a Medellín por el gasoducto Sebastopol - Medellín. El excedente si lo

llegare a haber, se envía hacia Barrancabermeja por el gasoducto Vasconia – Barrancabermeja. En este caso la capacidad de esa línea es suficiente.

Para el sistema Cusiana – Porvenir – La Belleza ampliará el gasoducto en 100 MPCD con la instalación de dos estaciones compresoras de 7.500 HP a un costo de USD 3.500/HP para un valor de MUSD 52.

Para el sistema La Belleza -Vasconia se ampliará el gasoducto en 50 MPCD con la instalación de una estación compresora de 5.000 HP a un costo de USD 4.000/HP para un valor de MUSD 20.

CUENCA	AÑO	PRODUCCIÓN DIARIA KPCD	Volumen Gibraltar KPCD	Cusiana - Aplay - Bogotá KPCD	Floreña - Yopal KPCD	Total Cusiana - Porvenir - La Belleza KPCD	Faltante Cusiana - Porvenir - La Belleza KPCD	La Belleza - Cogua KPCD	Total La Belleza - Vasconia KPCD	Faltante La Belleza - Vasconia KPCD	Vasconia - Mariquita KPCD	Sebastopol - Medellín KPCD	Total Vasconia - Barrancabe rmeja KPCD	Faltante Vasconia - Barrancabe rmeja KPCD
Llanos	2018	527.858	34.222	64.000	12.000	417.637	5.637	217.000	200.637	-	192.000	8.637	-	-
Llanos	2019	541.521	44.125	64.000	12.000	421.396	9.396	217.000	204.396	-	192.000	12.396	-	-
Llanos	2020	608.613	44.271	64.000	12.000	488.342	76.342	217.000	271.342	12.342	192.000	64.000	15.342	-
Llanos	2021	625.101	44.150	64.000	12.000	504.951	92.951	217.000	287.951	28.951	192.000	64.000	31.951	-
Llanos	2022	627.855	44.452	64.000	12.000	507.402	95.402	217.000	290.402	31.402	192.000	64.000	34.402	-
Llanos	2023	619.007	42.955	64.000	12.000	500.052	88.052	217.000	283.052	24.052	192.000	64.000	27.052	-
Llanos	2024	637.351	35.172	64.000	12.000	526.179	114.179	217.000	309.179	50.179	192.000	64.000	53.179	-
Llanos	2025	600.859	36.517	64.000	12.000	488.342	76.342	217.000	271.342	12.342	192.000	64.000	15.342	-
Llanos	2026	591.867	31.585	64.000	12.000	484.282	72.282	217.000	267.282	8.282	192.000	64.000	11.282	-
Llanos	2027	584.098	42.540	64.000	12.000	465.558	53.558	217.000	248.558	-	192.000	56.558	-	-
Llanos	2028	536.921	44.536	64.000	12.000	416.384	4.384	217.000	199.384	-	192.000	7.384	-	-
Llanos	2029	487.130	43.442	64.000	12.000	367.687	-	217.000	150.687	-	150.687	-	-	-
Llanos	2030	461.896	41.625	64.000	12.000	344.271	-	217.000	127.271	-	127.271	-	-	-
Llanos	2031	431.737	47.219	64.000	12.000	308.517	-	217.000	91.517	-	91.517	-	-	-
Llanos	2032	434.292	53.036	64.000	12.000	305.257	-	217.000	88.257	-	88.257	-	-	-
Llanos	2033	400.994	41.649	64.000	12.000	283.345	-	217.000	66.345	-	66.345	-	-	-
Llanos	2034	357.301	29.856	64.000	12.000	251.444	-	217.000	34.444	-	34.444	-	-	-
Llanos	2035	303.781	25.378	64.000	12.000	202.403	-	202.403	-	-	-	-	-	-
Llanos	2036	260.198	21.571	64.000	12.000	162.627	-	162.627	-	-	-	-	-	-
Llanos	2037	222.838	18.335	64.000	12.000	128.503	-	128.503	-	-	-	-	-	-
Llanos	2038	190.922	15.585	64.000	12.000	99.337	-	99.337	-	-	-	-	-	-
Llanos	2039	163.617	13.247	64.000	12.000	74.369	-	74.369	-	-	-	-	-	-
Llanos	2040	140.288	11.260	64.000	12.000	53.028	-	53.028	-	-	-	-	-	-
Llanos	2041	119.245	9.571	64.000	12.000	33.674	-	33.674	-	-	-	-	-	-
Llanos	2042	101.358	8.136	64.000	12.000	17.223	-	17.223	-	-	-	-	-	-
Llanos	2043	85.446	6.207	64.000	12.000	3.239	-	3.239	-	-	-	-	-	-
Llanos	2044	72.629	5.276	64.000	3.354	-	-	-	-	-	-	-	-	-

Tabla 65. Transporte de gas caso bajo en la cuenca Llanos en Kilo pies cúbicos por día

Fuente: Cálculos propios

6.2.3.2. CUENCA VALLE MEDIO DEL MAGDALENA

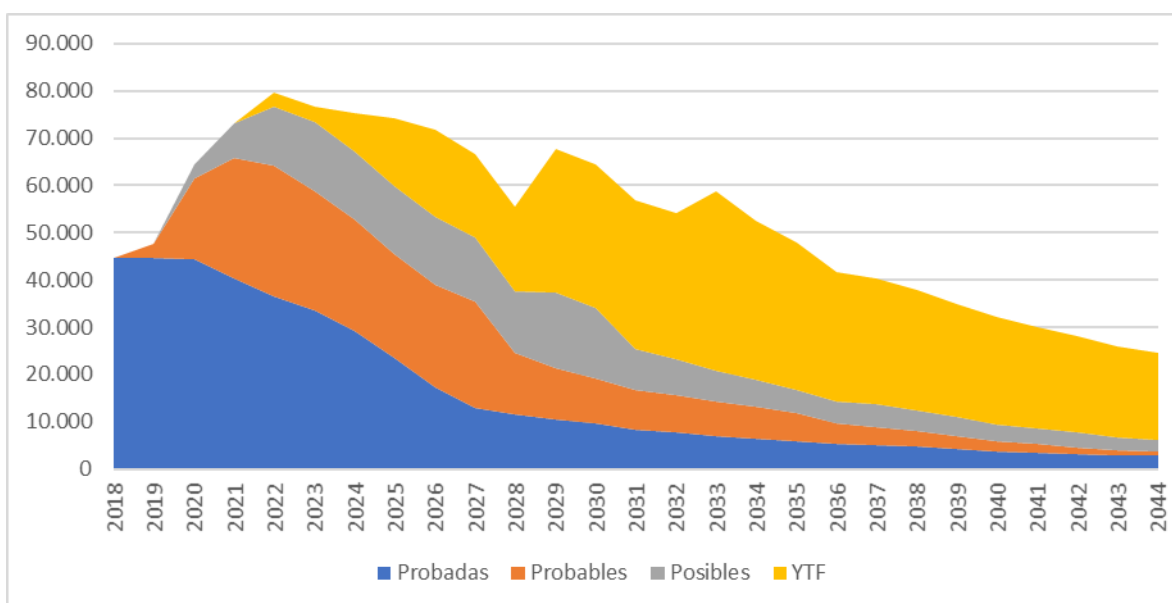
En este escenario, se considera recuperar todos los volúmenes asociados a las reservas probadas, probables y posibles reportadas en el IRR 2017.

En cuanto a los hidrocarburos por encontrar, se contemplan los siguientes hallazgos de crudo, que por su relación gas – aceite producirán también volúmenes de gas, en las provincias norte, centro, sur y oriental de la cuenca así:

- **Norte:** un campo de 15 MBP.
- **Oriente:** un campo de 30 MBP.
- **Sur:** un campo de 7 MBP.

En la gráfica 45 se presenta la proyección de la producción para los próximos 25 años y se puede observar el aporte importante de los yacimientos en roca generadora.

**Figura 45. Producción de gas cuenca del Valle medio del Magdalena
– Escenario bajo – KPCD**



Fuente: cálculos propios e información ANH

Las inversiones para el desarrollo de las reservas posibles contempladas en este escenario se pueden apreciar en la tabla 66.

Cuenca / Tipo de reserva	VOLUMEN ACUMULADO	COSTO DE DESARROLLO TOTAL	COSTO HALLAZGO TOTAL
VMM	364.493.111	7.273.505	-
Contingente	-	-	-
No Convencionales	-	-	-
Posibles	74.501.558	7.273.505	-
Probables	102.202.920	-	-
YTF	187.788.633	-	-
VSM	8.427.232	-	-
Total general	2.143.444.238	604.264.468	-

Tabla 66. Inversiones desarrollo de reservas caso bajo de gas en la cuenca del Valle Medio del Magdalena en Millones de dólares.

Fuente: Cálculos propios

La refinería de Barrancabermeja requiere parte del gas disponible en esta área (120 MPCD) por tanto para el análisis de la capacidad de transporte se descuenta este valor de la producción.

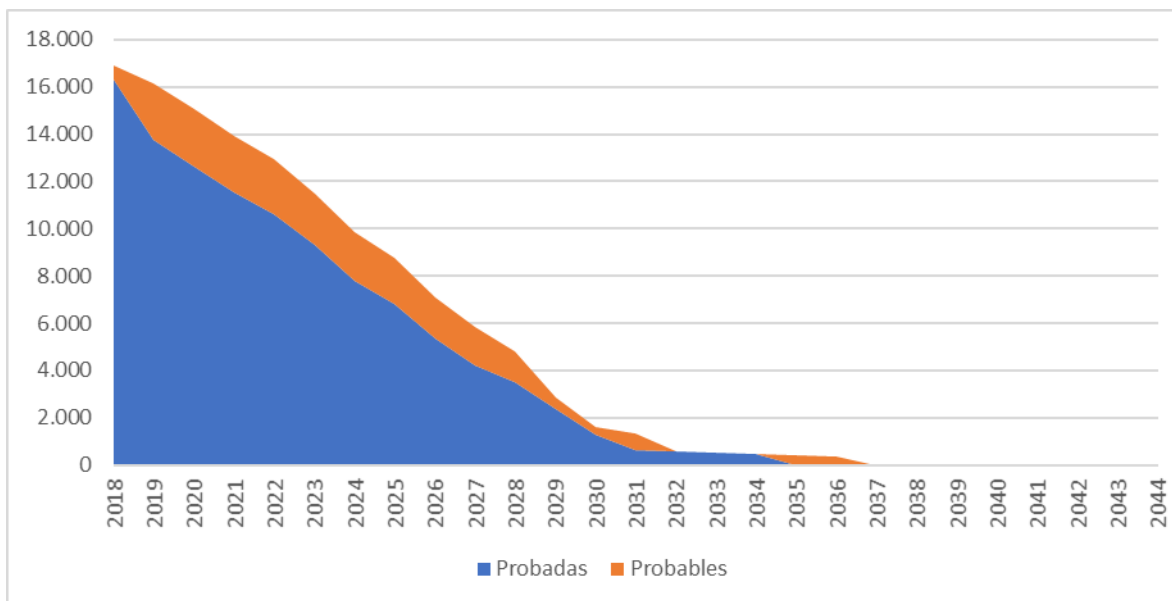
En este escenario de producción baja, la cuenca de los Llanos produce suficiente gas para abastecer el interior del país y no requiere enviar excedentes por el gasoducto desde Vasconia a Barrancabermeja (reversible)

Debido a los bajos volúmenes de producción, en el mejor de los casos de 80 MPCD, no se requiere ninguna ampliación en sistema Barrancabermeja – Ballena.

6.2.3.3. CUENCA DEL VALLE SUPERIOR DEL MAGDALENA

En este escenario, se considera recuperar todos los volúmenes asociados a las reservas probadas y probables reportadas en el IRR 2017. En la gráfica 46 se presenta la proyección de la producción para los próximos 25 años, la cual se consume localmente en las áreas cercanas a los campo de producción en la misma cuenca.

**Figura 46. Producción de gas cuenca del Valle Superior del Magdalena
– Escenario bajo – KPCD**



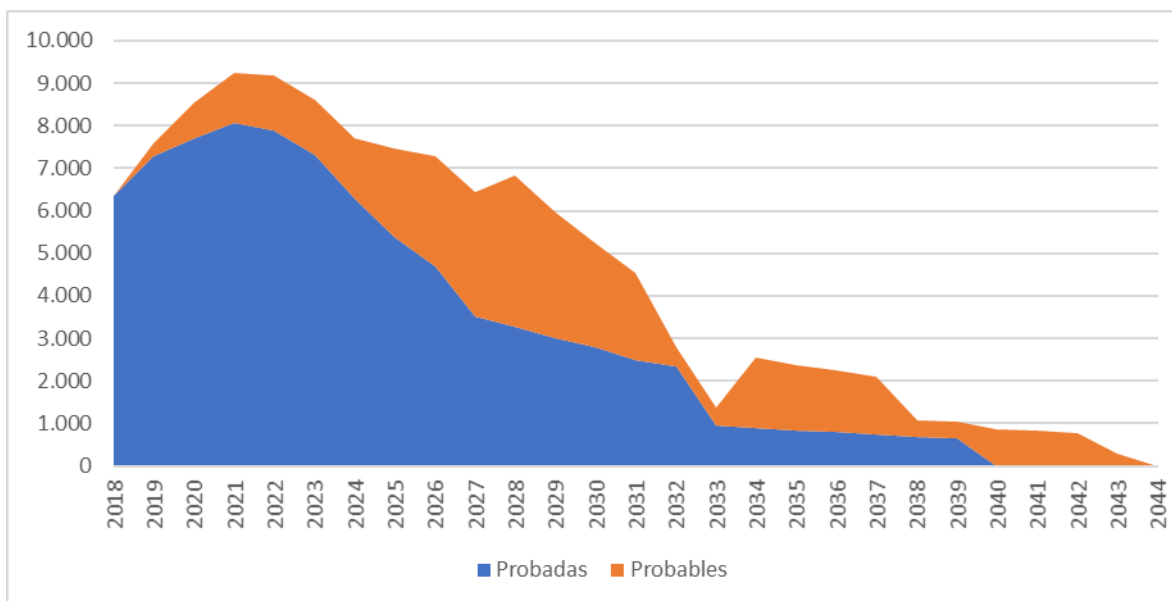
Fuente: cálculos propios e información ANH

6.2.3.4. CUENCA DEL CATATUMBO

En este escenario, se considera recuperar todos los volúmenes asociados a las reservas probadas y probables reportadas en el IRR 2017.

En la gráfica 47 se presenta la proyección de la producción para los próximos 25 años, la cual se consume localmente en las áreas cercanas a los campo de producción en la misma cuenca.

Figura 47. Producción de gas cuenca del Catatumbo – Escenario bajo – KPCD



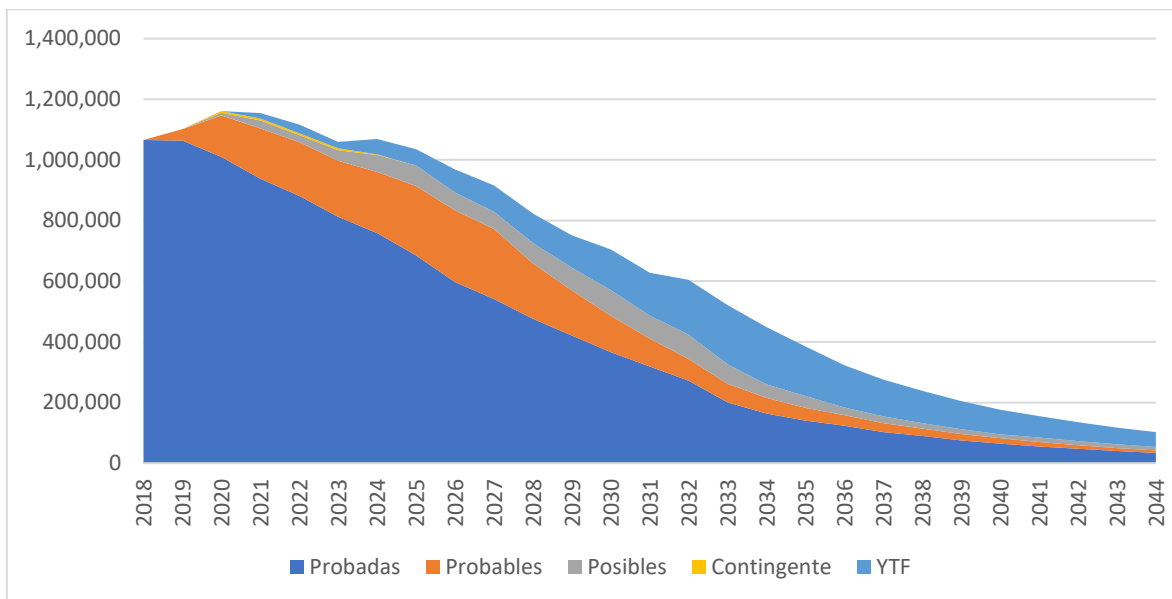
Fuente: cálculos propios e información ANH

6.2.3.5. CUENCA DEL VALLE INFERIOR DEL MAGDALENA

En este escenario, se considera recuperar todos los volúmenes asociados a las reservas probadas, probables y posibles reportadas en el IRR 2017, así como los recursos contingentes.

En la gráfica 48 se presenta la proyección de la producción para los próximos 25 años, la cual se consume localmente en las áreas cercanas a los campo de producción en la misma cuenca. Con la campaña planteada en el YTF se alcanzarían niveles superiores a 400 MPCD a partir del 2024 y por alrededor de 10 años.

**Figura 48. Producción de gas cuenca del Valle Inferior del Magdalena
– Escenario bajo – KPCD**



Fuente: cálculos propios e información ANH

Las inversiones para el desarrollo de las reservas posibles, probables y contingentes contempladas en este escenario se pueden apreciar en la tabla 67.

Cuenca / Tipo de reserva	VOLUMEN ACUMULADO	COSTO DE DESARROLLO TOTAL	COSTO HALLAZGO TOTAL
VIM	500.828.560	377.387.373	-
Contingente	9.898.609	7.458.524	-
Posibles	203.905.139	149.297.011	-
Probables	287.024.812	220.631.838	-
YTF	-	-	-

Tabla 67. Inversiones desarrollo de reservas caso bajo de gas en la cuenca del Valle Inferior del Magdalena en Millones de dólares.

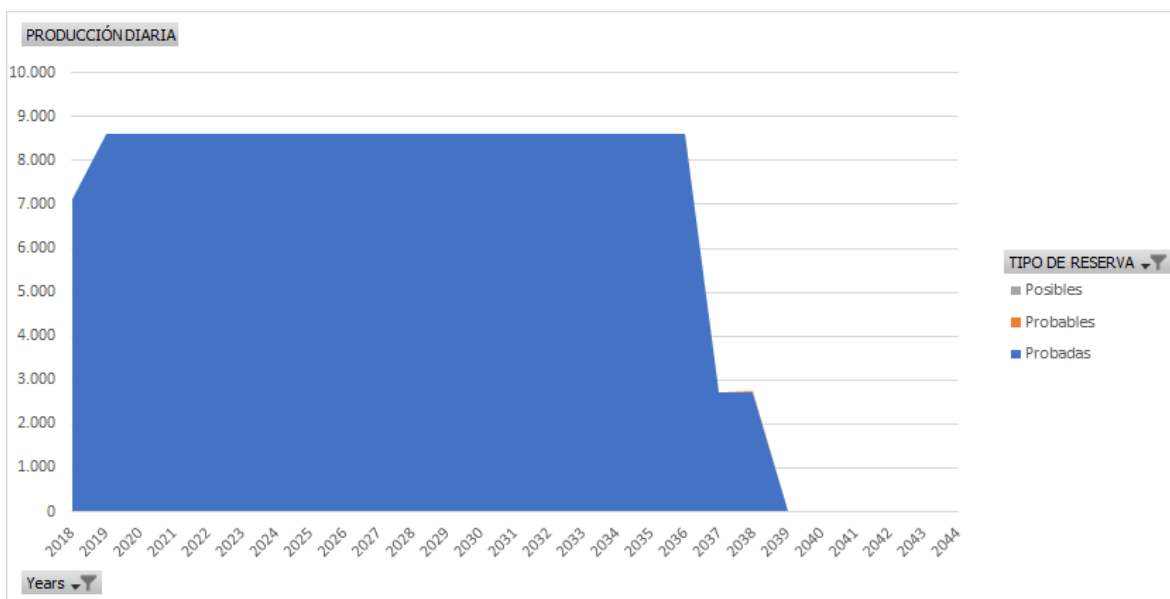
Fuente: Cálculos propios

El transporte de gas de esta cuenca hasta el nodo de Barranquilla se hace a través del gasoducto Jobo – Cartagena – Barranquilla. Como la producción es inferior a la capacidad del gasoducto (230 MPCD) no se requiere ninguna inversión en transporte en este escenario.

6.2.3.6. CUENCA CORDILLERA

En esta cuenca se encuentran los campos de producción de Bolívar y Corrales ubicados en el departamento de Boyacá. Solo se considera un escenario de producción que consiste en recuperar todos los volúmenes asociados a las reservas probadas, probables y posibles reportadas en el IRR 2017. En la gráfica 49 se presenta la proyección de la producción para los próximos 25 años, donde prácticamente no hay producción de reservas posibles y probables.

Figura 49. Producción de gas cuenca Cordillera – Escenario bajo – KPCD

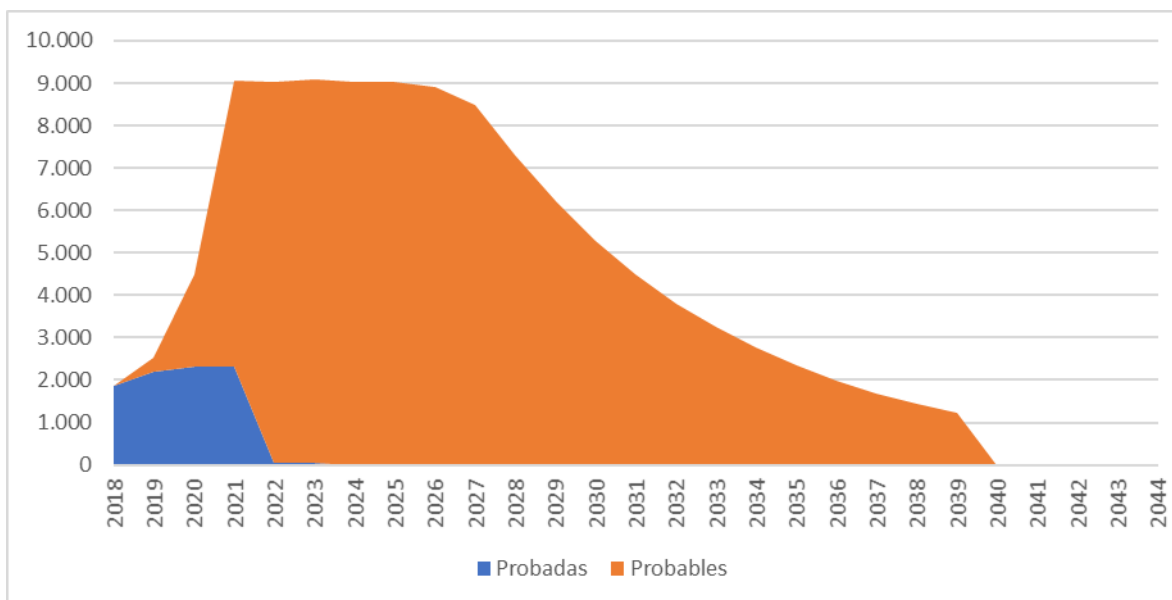


Fuente: cálculos propios e información ANH

6.2.3.7. CUENCA CESAR – RANCHERIA

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 escenario medio con las reservas probadas y probables planteadas en el campo La Loma, que se puede ver en la gráfica 50.

Figura 50. Producción de gas cuenca Cesar - Ranchería– Escenario bajo – KPCD



Fuente: cálculos propios e información ANH

Las inversiones para el desarrollo de las reservas probables contempladas en este escenario se pueden apreciar en la tabla 68.

Cuenca / Tipo de reserva	VOLUMEN ACUMULADO	COSTO DE DESARROLLO TOTAL	COSTO HALLAZGO TOTAL
CES RAN	38.172.091	57.258.136	-
Contingente	-	-	-
Posibles	-	-	-
Probables	38.172.091	57.258.136	-

Tabla 68. Inversiones desarrollo de reservas caso bajo de gas en la cuenca del Cesar - Ranchería en Millones de dólares.

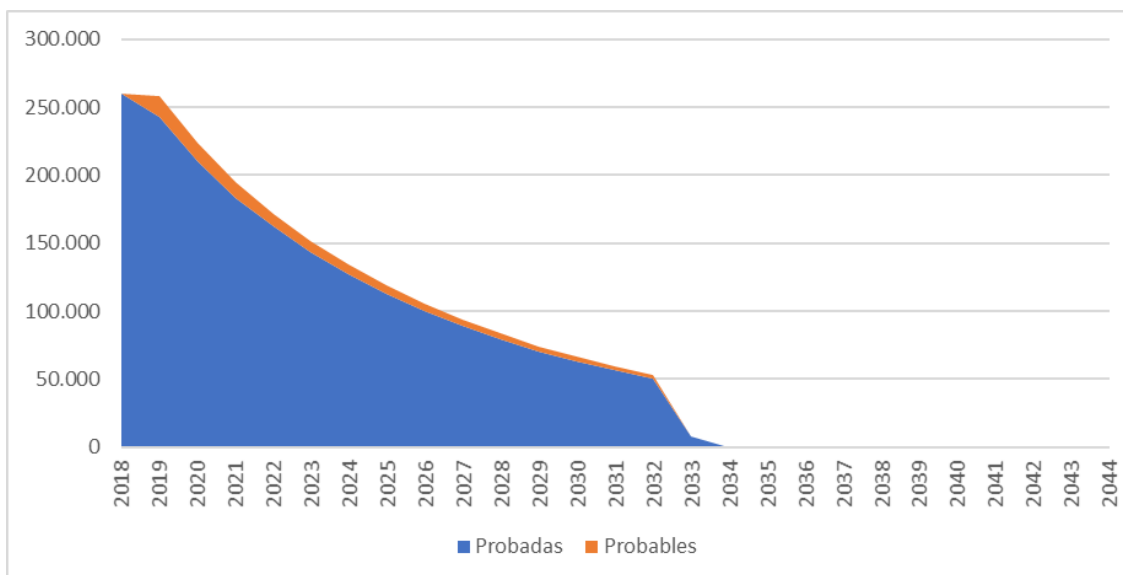
Fuente: Cálculos propios

El transporte de gas de esta cuenca hasta el nodo de Barranquilla se hace a través de una conexión al gasoducto Barrancabermeja - Ballena y los volúmenes ya están considerados en el análisis que se hizo de este gasoducto en la cuenca del Valle Medio del Magdalena.

6.2.8.8. CUENCA GUAJIRA

Este escenario consiste en recuperar todos los volúmenes asociados a las reservas probadas y probables reportadas en el IRR 2017 para los campos de Chuchupa – Ballena, tal como se puede apreciar en la gráfica 51.

Figura 51. Producción de gas cuenca Guajira– Escenario bajo – KPCD

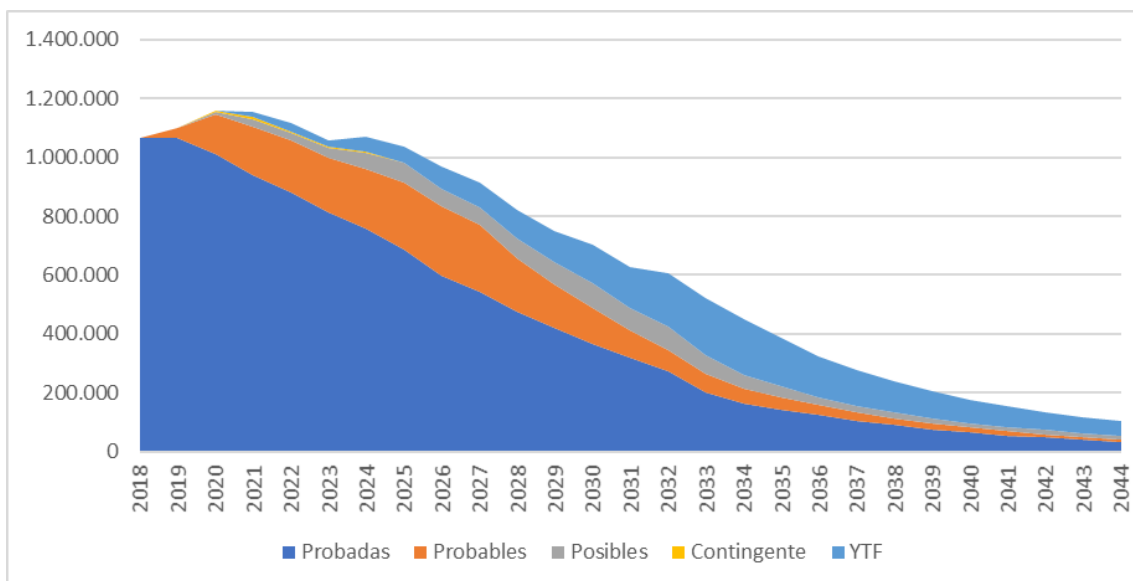


Fuente: cálculos propios e información ANH

6.2.2.9. ESCENARIO BAJO DE PRODUCCION DE GAS CONSOLIDADO PAIS

El escenario bajo de producción de gas en el país se puede observar en la siguiente, grafica donde se presenta declinación grande a partir del año 2020.

Figura 52. Producción de gas consolidado País– Escenario bajo – KPCD



Fuente: cálculos propios e información ANH

Las inversiones para el desarrollo de las reservas en el país se pueden apreciar en la tabla 69.

Cuenca / Tipo de reserva	VOLUMEN ACUMULADO	COSTO DE DESARROLLO TOTAL	COSTO HALLAZGO TOTAL
CAT	12.904.634	-	-
CES RAN	38.172.091	57.258.136	-
COR	39.055	-	-
GUA OFS	35.406.683	3.540.668	-
Llanos	1.193.071.481	166.263.310	-
SIN SAJ	-	-	-
VIM	500.828.560	377.387.373	-
VMM	364.493.111	7.273.505	-
VSM	8.427.232	-	-
Total general	2.153.342.847	611.722.992	-

Tabla 69. Inversiones desarrollo de reservas caso bajo de gas consolidado país en Millones de dólares.

Fuente: Cálculos propios

Con respecto a las inversiones en transporte, en este escenario hay que ampliar los siguientes gasoductos:

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

Adicionalmente, se debería considerar lo establecido por la UPME en el plan de gas respecto a la construcción de una planta regasificadora en el pacífico con una capacidad de 400 MPCD, un gasoducto Buenaventura – Yumbo de 400 MPCD y un gasoducto bidireccional hasta Vasconia

6.3. 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.

6.3.1. 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.

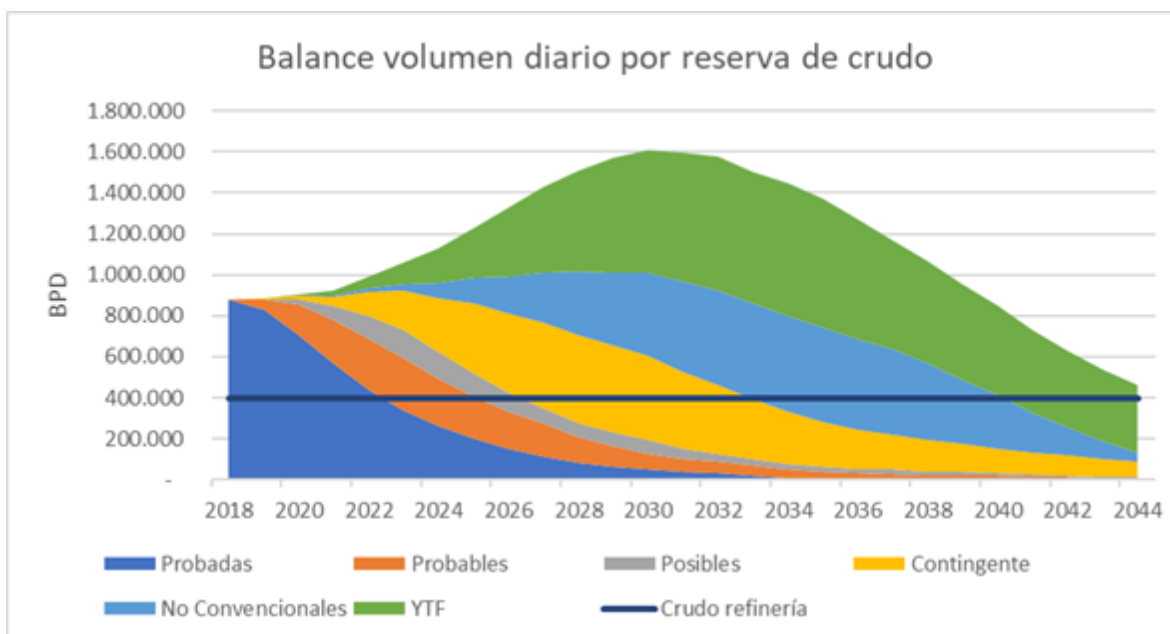
La carga a las refinerías se estima durante todo el periodo de análisis, así:

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

6.3.1.1. 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 53. Balance oferta – demanda de crudo País– Escenario alto – BPPD

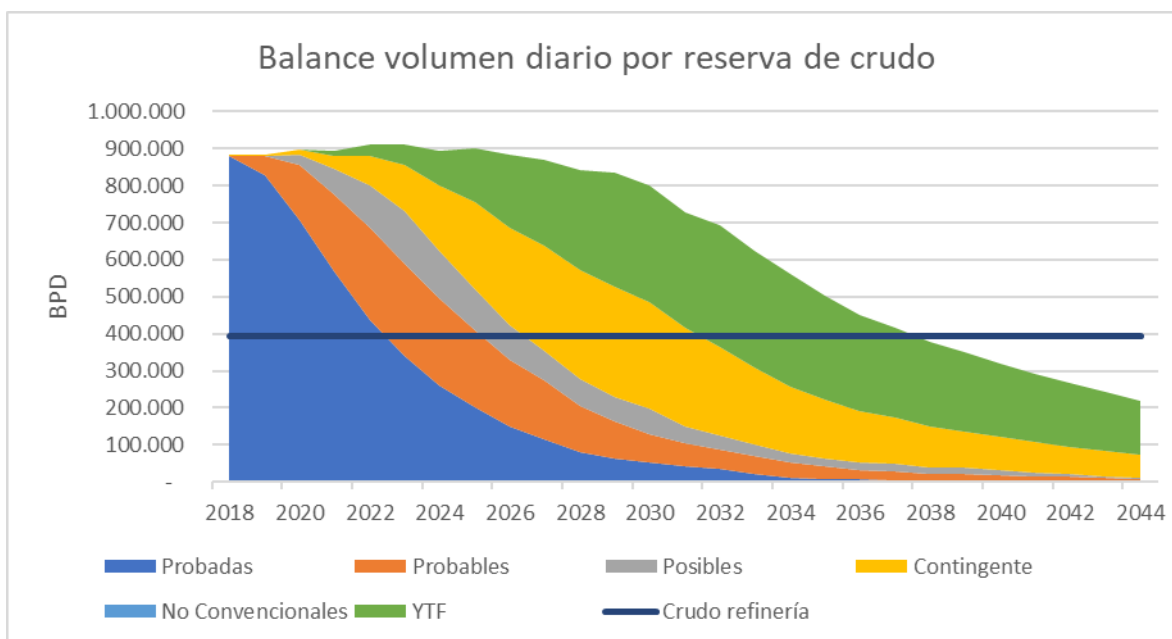


Fuente: cálculos propios e información ANH

6.3.1.2. BALANCES OFERTA DEMANDA DE CRUDO ESCENARIO MEDIO

En este escenario el crudo producido es suficiente para abastecer la carga a las refinерías 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 refinерías.

Figura 54. Balance oferta – demanda de crudo País– Escenario medio – BPPD

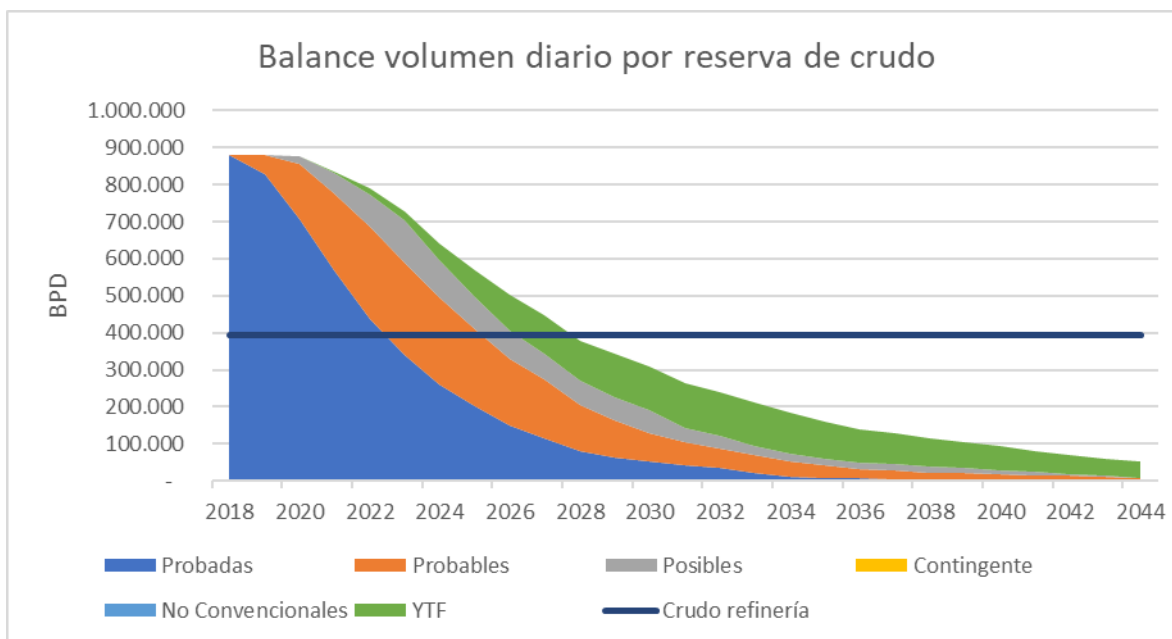


Fuente: cálculos propios e información ANH

6.3.1.3. BALANCES OFERTA DEMANDA DE CRUDO ESCENARIO BAJO

En este escenario el crudo producido es suficiente para abastecer la carga a las refinерías 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 refinерías.

Figura 55. Balance oferta – demanda de crudo País– Escenario bajo – BPPD



Fuente: cálculos propios e información ANH

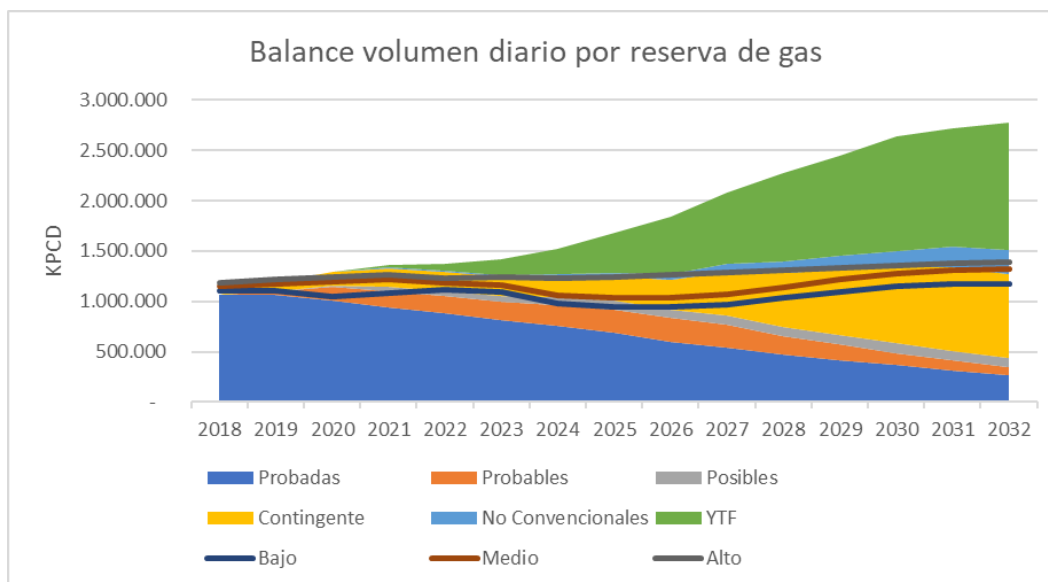
6.3.2. BALANCES OFERTA DEMANDA DE GAS.

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.

6.3.2.1. 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 56. Balance oferta – demanda de gas País– Escenario alto – KPCD

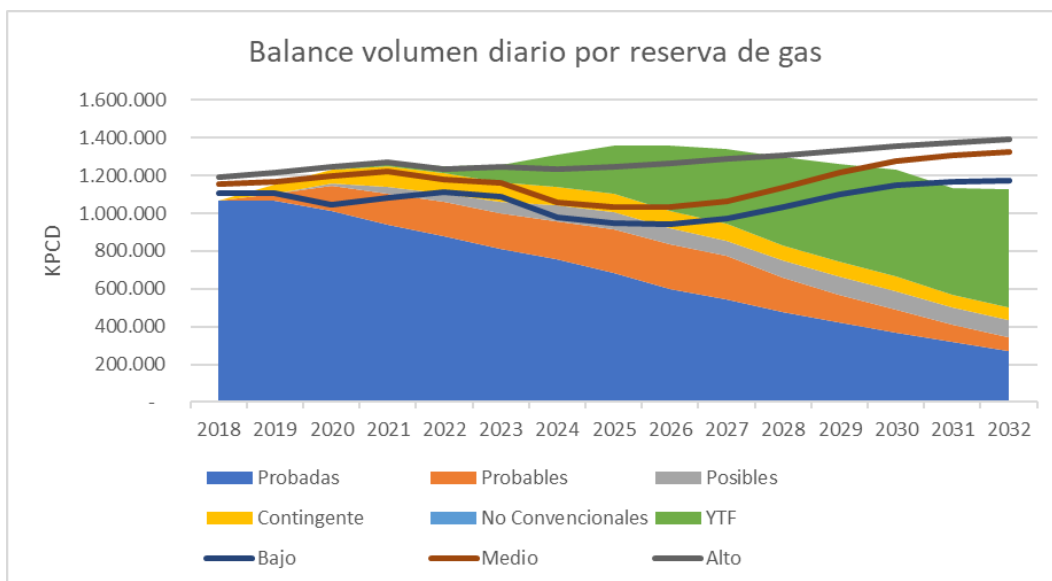


Fuente: cálculos propios e información ANH

6.3.2.2. 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 57. Balance oferta – demanda de gas País– Escenario medio – KPCD

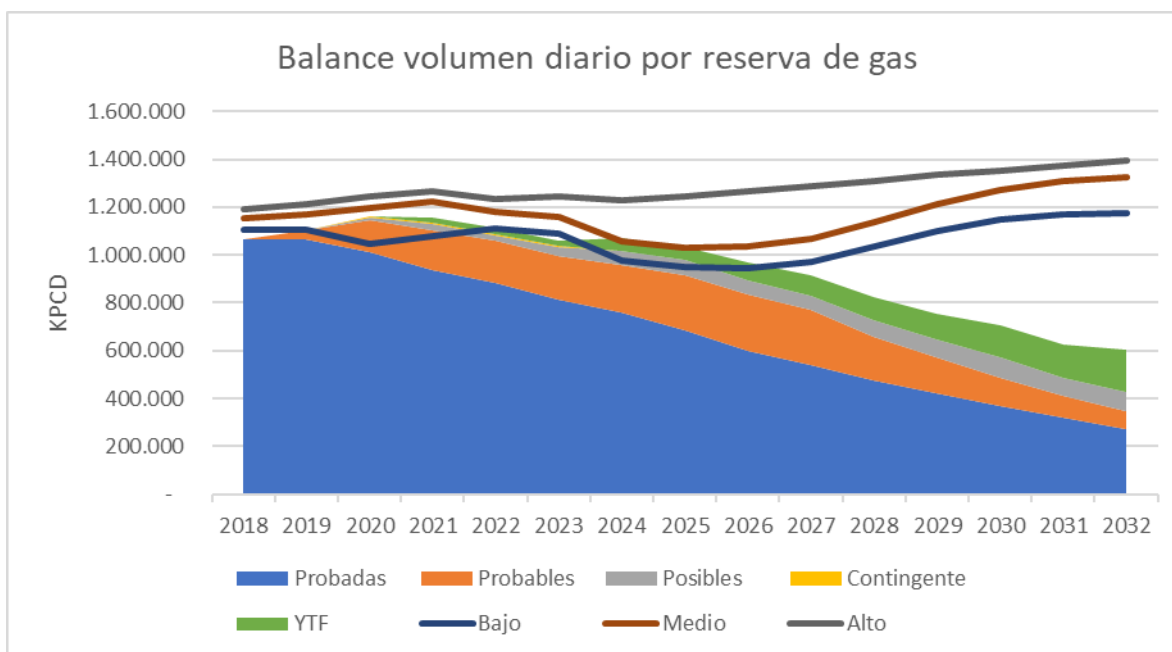


Fuente: cálculos propios e información ANH

6.3.2.3. 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 58. Balance oferta – demanda de gas País– Escenario bajo – KPCD



GLOSARIO

ABREVIATURAS

a = Año

AAPG = American Association Petroleum Geologist

A/D = Gas asociado/disuelto

ACP = Asociación Colombiana del Petróleo

ANH = Agencia Nacional de Hidrocarburos

API = Gravedad del petróleo (American Petroleum Institute)

AVG = Promedio

B = barril

BAF = Barriles/acre – pie

Bbl = Barriles

bl = Barriles

BOE = Barriles de petróleo equivalente

BPD = Barriles por día.

BPPD = Barriles de Petróleo Por Día

BTU = British Thermal Unit

°C = Grados Celsius (centígrados)

CAT = Catatumbo

CAG – PUT = Caguán – Putumayo

Cc = Centímetro cúbico

CERT = Certificados de Reembolso Tributario

CIS = Combustión In Situ

Col = Colombia

COT = Carbono Orgánico Total (TOC en inglés)

CR = CES- RAN = Cesar Ranchería

C/u = Cada uno

D = Darcy (Unidad de la permeabilidad)

Dol = Dolomita

E = Este

EIA = U.S. Energy Information Administration – Consultor independiente

E&P = Exploración y Producción

°F = Grados Fahrenheit

FT = pie

Fm = formación Geológica

g = Gramo
GC = Gradiente Geotérmico
GB = 10⁹ Barriles (1 giga)
GOES = Gas original en sitio – GIP en inglés- Gas in Place
GOR = Relación gas / petróleo
GS = Escudo de Guyana (Guyana Shield)
Gua = Guajira
GUA OFF = Guajira Offshore (Costa Afuera)

HCs = hidrocarburos
Ha = Hectáreas
HI = Índice de hidrogeno
Hlo = Índice de hidrogeno original
HF = Flujo de calor
HSE = Health, Safety, and Environment

IEA = International Energy Agency
IRR = Información de Recursos y Reservas

K = Permeabilidad
°K = Grados kelvin.
KBPD = Miles de Barriles Por Día
km = kilómetro
km² = Kilómetro cuadrado
KPD = Miles de barriles Día
KPCs = Miles de pies cúbicos por día.

LLA = Llanos
Ls = caliza (carbonato – en inglés -Limestone)

Ma = Millones de años (10⁶ años) (MY en inglés)
Mb/D = Millones de barriles por día
MBLS = millones de barriles
MBP = Millones de Barriles de Petróleo.
md = Milidarcy – Unidad de permeabilidad
MHCP = Ministerio de Hacienda y Crédito Público.
MMBD = Millón de barriles por día
MMBTU= Millón de BTU
MME = Ministerio de Minas y Energía
MO = Materia orgánica
MPCD = Millones de pies cúbicos por día
MPCGD = Millones de Pies Cúbicos de Gas Día
Mtons = Megatonelada
MUS \$ = Millones de dólares americanos

MUSD = Millones de dólares americanos
MW/m² = Mega Watt por metro cuadrado – unidad de Flujo de calor

N = Norte
N/G = Relación net to gross
NW = Noroeste

OI = Índice de oxígeno
OOIP = Original Oil In Place - Petróleo Original En Sitio

PM = Rocas metamórficas del Precámbrico (Precambrian metamorphic rocks)
PND = Probadas No Desarrolladas (Reservas)
PNP = Probadas No Produciendo (Reservas)
POES = Petróleo Original En Sitio
POESE = Petróleo Original En Sitio Equivalente
PPM Cl – = Partes Por Millón de Cloro.
PUT = Putumayo

RC = Ronda Caribe
Ro = Reflectancia de la vitrinita

S = Sur
S1 = Cantidad de materia orgánica libre
S2 = Cantidad de productos de petróleo
SIN OFF = Sinú Offshore (Costa Afuera)
SM = Sierra de la Macarena
SP(!) = Sistema petrolero activo
SW = Saturación de agua (%)

TEA = Contrato de Evaluación Técnica (Technical Evaluation agreement)
Tmax = Temperatura máxima
TR% = Taza de transformación

UPME = Unidad de Planeación Minero Energética
US \$/BL= dólares americanos por barril
US \$/bl = dólares americanos por barril
US \$/KPC = dólares americanos por mil pies cúbicos
US \$/ MBTU = dólares americanos por millón de BTU
USD = dólares americanos
US D/BL = dólares americanos por barril

VIM = Valle Inferior del Magdalena
VMM = Valle Medio del Magdalena
VSH = Volumen de arcilla (lutita / shale)

VSM = Valle Superior del Magdalena

VORP = Vicepresidencia de Operaciones Regalías y Participaciones ANH

W = Oeste

YNC = Yacimientos no Convencionales

YRG = Yacimientos en Roca Generadora

YTF = Yet To Find – Hidrocarburo por encontrar

Φ = Porosidad

% S = Porcentaje de Azufre

DEFINICIONES

Análogo = Similitud geológica entre un campo conocido o play productivo con un prospecto o play a evaluar.

Área Madura = Un área con extensiva perforación exploratoria y producción de hidrocarburos.

Balance de masas = Es un método para calcular los hidrocarburos por descubrir en una cuenca, el cual incluye el cálculo de la cantidad de hidrocarburos: (1) generado por las rocas fuentes maduras y sobremaduras, (2) expulsado por las rocas fuentes maduras y sobremaduras, (3) perdido por dispersión durante la migración y escape hacia la superficie, (4) descubierto (OOIP - POES). Los numerales 1, 2 y 3 dan como resultado el hidrocarburo disponible, del cual se descuenta el numeral 4 para obtener los hidrocarburos remanentes o por descubrir.

Basin (Cuenca) = Una cuenca sedimentaria es una acumulación importante de sedimentos (cientos de metros) producidos principalmente por la erosión de la superficie de la Tierra o por la acumulación de minerales de origen biológico.

Bitumen (Betún) = Materia orgánica en las rocas sedimentarias que es soluble en solventes orgánicos.

Biodegradación = Es la degradación del petróleo por efecto de la temperatura y la oxidación microbiana (generalmente ocurre en yacimientos someros, el límite máximo de temperatura para la biodegradación es de 80°C).

Blend = Mezcla

Brent = El Brent es un tipo de petróleo que se extrae principalmente del Mar del Norte. Marca la referencia en los mercados europeos. El crudo Brent recibe su nombre del yacimiento Brent, en el Mar del Norte, que a su vez fue nombrado según la costumbre de la compañía Shell de poner a sus yacimientos nombres de aves acuáticas por orden alfabético. El nombre del yacimiento y del crudo corresponde a la barnacla carinegra, en inglés brent goose.

Cementación = Es el taponamiento del espacio poroso de las rocas, por minerales.

Carga = Es la cantidad de petróleo o gas migrada disponible en la trampa.

Conductividad Térmica = Es la facilidad de un material (roca) para transmitir calor, su eficiencia depende de la porosidad de la roca, siendo alta en rocas compactas.

Cuencas Antepaís (foreland) = Es una depresión flexural ubicada en el margen de un orógeno (Cadena de montañas – Cordillera) en donde se acumulan sedimentos provenientes principalmente del mismo. Debido al peso del orógeno sobre la litosfera terrestre, la región del antepaís se hunde isostáticamente y genera el espacio necesario (cuenca) para atrapar los sedimentos aportados principalmente por ríos desde el orógeno. Ej. La cuenca de los Llanos Orientales.

Cuencas tipo pull – apart = Formadas en zona de desgarre tectónico (strike – slip – desplazamiento de rumbo), en la que dos placas se desplazan sin producir extensión ni compresión.

Cuencas Petrolíferas (petroleum basin) = Una zona, que han sido geológicamente favorables para la generación, acumulación y producción de hidrocarburos.

Flujo de Calor = Es la transferencia de calor desde el interior de la tierra (núcleo), hacia la superficie y es el principal agente que controla los procesos geológicos a escala cortical.

Facies = Es la suma de las características totales de una roca, incluyendo sus características químicas, físicas y biológicas que lo distinguen de la roca adyacente.

Asociaciones de Facies = Grupo o conjunto de facies que guardan una clara relación física y genética entre sí, caracterizando ambientes o subambientes sedimentarios, el concepto involucra todas las relaciones verticales como laterales entre las facies.

Formación (Fm) = Formación geológica es una unidad de roca sedimentaria que define cuerpos de rocas caracterizados por unas propiedades litológicas comunes (composición y estructura) que las diferencian de las adyacentes.

GOR = Relación gas / aceite (Gas Oil Ratio), es el volumen de gas disuelto por unidad de volumen del petróleo.

Gradiente Geotérmico (GC) = Es la variación de la temperatura que aumenta con la profundidad.

Gradiente térmico (gradiente de temperatura) = Es la variación de temperatura por unidad de distancia, ('kelvin/mts). La existencia de un gradiente térmico provoca la transferencia de calor desde el cuerpo más caliente al cuerpo más frío.

Inertita = kerogeno tipo IV, inerte.

Inmaduro = Una roca – Roca generadora potencial de hidrocarburos, que no ha generado a causa de insuficiente alteración termal del kerogeno.

Isoterma = Es un curva que presenta las mismas temperaturas en la unidad de tiempo considerada.

Isópaca = Es una línea que une espesores iguales de una unidad geológica.

Kerógeno = Es la fracción orgánica contenida en las rocas sedimentarias que bajo condiciones de presión y temperatura determinadas da origen a los hidrocarburos. Los Kerógenos se componen de una variedad de materiales orgánicos, incluyendo algas, polen, madera, vitrinita y material sin estructura. Los tipos de kerógenos presentes en una roca controlan en gran medida el tipo de hidrocarburos generados en esa roca. Diferentes tipos de kerógeno contienen diferentes cantidades de hidrógeno en relación con el carbono y el oxígeno. El contenido de hidrógeno del kerógeno es el factor de control de los rendimientos de petróleo y gas de las reacciones generadoras de hidrocarburos.

Kerógeno Tipo I = Alginita amorfa (microfósiles marinos - algas), con valores altos H/C (mayor 15) y bajo contenido de oxígeno, origen lacustrino.

Kerógeno Tipo II = Exinita (Grupo de macerales procedente de exinas, esporas, polen, material cuticular y derivados de algas y cuerpos resinosos), asociado a

ambientes marinos y lacustres, generador de petróleo, con valores intermedios H/C y O/C.

Kerógeno Tipo III = Vitritina, generador de gas asociado a ambientes cenagosos, pantanosos y paludales, con baja relación H/C (menor 1.0) y alto O/C. Generador principalmente de gas.

Kerógeno Tipo IV = Inertita, sin suficiente alteración termal, bajo contenido de H.
Madurez = Una roca fuente – generadora, que ha tenido suficiente alteración termal de su kerógeno para producir hidrocarburo.

Migración Primaria = Es el movimiento del hidrocarburo desde la cocina de generación hasta el límite exterior de la cocina.

Migración Secundaria = Es el desplazamiento del hidrocarburo desde el límite exterior de la cocina a la trampa.

N/G = Relación net to gross, de un reservorio espesor efectivo (net) de reservorio (adecuada porosidad y permeabilidad) dividido por el espesor total (gross) de la unidad litológica.

Net Play = El espesor de un reservorio que contiene petróleo o gas.

NA = Gas no asociado.

Pay Zone = Zona productiva.

Pirolisis = Destilación destructiva de la materia orgánica por efecto termal, con la ausencia de aire.

Plateau = Es la producción de petróleo relativamente plana que se mantiene durante un lapso de tiempo.

Play = Región con rasgos geológicos comunes, el nombre del “play” puede estar relacionado a un aspecto geológico que resalta (ej. “play” de fracturados, estratigráficos, “Thrust”, etc.).

Play Concept = Un modelo conceptual para un tipo de acumulación de hidrocarburos utilizado por los exploracionistas para desarrollar las áreas prospectivas (oportunidad exploratoria) de una cuenca,

Play Maps = Mapas que resumen los controles geológicos críticos para definir áreas favorables del play en consideración.

Preservación = Protección del hidrocarburo en una trampa, contra factores como lavado, sobrecalentamiento o biodegradación.

Prone = Propenso a. Gas prone – propenso a gas.

Prospecto = Posible trampa de hidrocarburos identificada geológicamente, para lo cual se ha usado toda la información relevante disponible, tiene un análisis de riesgo y el modelo económico es rentable para la empresa. Listo para perforar. Trampa potencial de petróleo y gas.

Recursos Contingentes = Son el petróleo descubierto, que se estima, serán recuperables, pero que no se consideran actualmente comerciales.

Recursos Prospectivos = son los volúmenes de petróleo aún no descubiertos, pero se estima que serán potencialmente recuperables.

Reflectancia de Vitrinita (Ro%) = Indica la madurez de la roca para generar hidrocarburos. De 0.7 a 1.0 - Ventana de aceite, de 1.3 a 2.0 ventana de gas húmedo, de 2.0 a 4.0 ventana de gas seco, > 4 sobremadura (se quemó la materia orgánica)

Reservas = Volumen de hidrocarburo que se considera comercial.

Reservas Probadas (1P) = Volumen de hidrocarburo que tiene un 90% de probabilidad de desarrollo.

Reservas Probables = Volumen de hidrocarburo que tiene un 50% de probabilidad de desarrollo.

Reservas Posibles = Volumen de hidrocarburo que tiene un 10% de probabilidad de desarrollo.

Reservas 2P = Reservas probadas mas Reservas probables

Reservas 3P = Reservas probadas más Reservas probables más Reservas posibles

Riesgo Geológico = La probabilidad (%) de que una trampa de petróleo o gas exista.

Riesgo Económico = La probabilidad de que una trampa de petróleo o gas sea económica.

Rift = Es una grieta o apertura que sufre la corteza terrestre por divergencia y distensiones, producto de la separación de placas tectónicas, que permite espacio de acomodación para la sedimentación y se puede iniciar la formación de una cuenca sedimentaria. Si el rift está activo, la tectónica puede producir sismos y vulcanismo recurrente. Los rifts pueden tener dimensiones de centenas a miles de kilómetros de longitud.

Roca Generadora = Roca con alto contenido de materia orgánica que bajo condiciones adecuadas de presión y temperatura transforma su contenido orgánico en hidrocarburos.

Roca Reservorio = Roca que contiene hidrocarburos en sus espacios porosos y/o fracturas

Sistema Petrolífero = Es el conjunto de componentes geológicos y los procesos necesarios para generar y almacenar hidrocarburos; esto incluye una roca generadora madura, un trayecto de migración, una roca yacimiento o reservorio, una trampa y un sello. La secuencia cronológica relativa correcta de estos elementos y los procesos de generación, migración y acumulación de hidrocarburos, son necesarios para la acumulación y la preservación de los hidrocarburos.

Sub Thrust = Estructura anticlinal formada por procesos de compresión debajo de una falla de cabalgamiento (Thrust).

Thrust fault = Una falla de cabalgamiento es un tipo de falla inversa que tiene un buzamiento de 45 grados o menos.

Tight Oil: Es aceite crudo ligero contenido en formaciones de baja permeabilidad baja, a menudo en Shale o arenisca apretada. También se denomina Yacimientos No Convencionales.

Trampa Estructural = Estructura geológica sellada con capacidad para retener hidrocarburos, tal como una falla o pliegue. Geoformas como resultado de

deformación por efectos compresivos y/o distensivos que resultan en plegamientos y/o fallamiento.

Trampa Estratigráfica = Estas trampas se forman donde los cambios producidos en el tipo de roca permiten la retención de hidrocarburos (cambios de facies).

Trampas Combinadas = Son las que presentan componente estructural y estratigráfico.

Vitrinita = Una clase de Kerógeno de tipo leñoso que es relativamente uniforme en lo que respecta a composición. Dado que la vitrinita cambia en forma predecible y consistente ante la aplicación de calor, su reflectancia es una medición útil de la maduración de la roca generadora.

Yacimiento no Convencional = Es aquel yacimiento cuya característica principal es la presentar permeabilidad del orden de nanodarcys (muy baja permeabilidad).

Yacimiento en Roca Generadora: Es la roca generadora de hidrocarburos que en el proceso de expulsión solo expulsa el 55% del hidrocarburo generado es decir, que retiene hasta un 45% del hidrocarburo y dependiendo del tipo de hidrocarburo es Oil Shale o Gas Shale.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS (ANH). 2007. Estudio Integral que Permita Calcular las Reservas Probadas y Probables Sustentables para Crudos con Gravedades Menores o Iguales a 20 ° API en la Cuenca de los Llanos Orientales (LANDMARK – HALLIBURTON, Escobar, J.). Bogotá.

AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS (ANH). 2009. Evaluación del Potencial Hidrocarburífero de las Cuencas Colombianas. (FONADE - Universidad Industrial de Santander (UIS), García et al). Bogotá.

AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS (ANH). 2009. Open Round Colombia 2010. Prospectividad Cuencas Catatumbo, Cesar–Ranchería, Cordillera Oriental, Llanos Orientales, Valle Medio y Superior del Magdalena. (Mojica, J.) Bogotá.

AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS (ANH). 2011. Petroleum Geology of Colombia - Geology and Hydrocarbon Potential. Upper Magdalena Basin. Vol. 14. (EAFIT - Roncancio, J., & Martínez, M). Medellín.

AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS (ANH). 2011. Petroleum Geology of Colombia - Geology and Hydrocarbon Potential. Llanos Basin Vol. 9. (EAFIT - Sarmiento, L. F.). Medellín.

AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS (ANH). 2012. Evaluación del Volumen Total de Hidrocarburos y Potencial por Descubrir en Colombia (Yet to Find). (Universidad Nacional de Colombia, Vargas, C.). Bogotá.

AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS (ANH). 2013. 2D Offshore Cuenca Colombia - (Caribe) 2012 - Informe de Interpretación (TGS). Bogotá.

AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS (ANH). 2013. Evaluación y Definición de los Sistemas Petrolíferos de las Cuencas del Valle Medio del Magdalena y Valle Superior del Magdalena (GEMS). Bogotá.

AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS (ANH). 2013. Evaluación y Definición de los Sistemas Petrolíferos de las Cuencas Sinú–San Jacinto Onshore, Sinú–San Jacinto Offshore y Valle Inferior del Magdalena. (LANDMARK - HALLIBURTON). Bogotá.

AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS (ANH). 2013. Caracterización Geológica y Geoquímica de las Doce Zonas Carboníferas de Colombia con base en información existente y con adquisición de nuevos datos geoquímicos de los

Carbones Colombianos para el diseño de Áreas de Exploración de CBM en Colombia. (GEMS). Bogotá.

AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS (ANH). 2014. Atlas de Sistemas Petrolíferos de Colombia para las Cuencas Guajira y Offshore, Cesar-Ranchería y Catatumbo (GEMS). Bogotá.

AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS (ANH). 2014. Yet To Find - Valle Superior del Magdalena - Metodologías Balance de Masas y Análisis de Distribución Fractal (ARDILEX). Bogotá.

AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS (ANH). 2014. Ronda Colombia 2014. Taller Nuevas Oportunidades Exploratorias (Osorio, J.) Bogotá.

AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS (ANH). 2015. Estimativo Yet To Find de las Cuencas Valle Superior del Magdalena, Valle Medio del Magdalena, Sinú-San Jacinto Offshore, Guajira Offshore y Colombia (KUENKA). Bogotá.

AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS (ANH). 2017. Brochure Cuenca Sinú-San Jacinto. Procedimiento Competitivo Permanente (Osorio, J.). Bogotá.

AMERISUR. 2018. Cash Generation – Balance Sheet – Exploration Upside (Putumayo Basin). www.amerisurresources.com

BARRERO, D.; PARDO, A.; VARGAS, C.; MARTÍNEZ, J. 2007. Colombian Sedimentary Basins: Nomenclature, Boundaries and Petroleum Geology, a New Proposal. Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH). Bogotá.

CADENA, A. 2013. Seismic and Sequence Stratigraphic Interpretation of the Area of Influence of the Magdalena Submarine Fan, Offshore Northern Colombia. AAPG. Marathon Oil Technology, Houston, TX.

DIAZ, L. et al. 2016. Evolución sedimentaria y estructural del Eoceno superior, Cordillera Oriental de Colombia, Sur América. Universidad de Barcelona. Tesis Doctoral. Barcelona.

ECOPETROL. 1998. Potencial de Hidrocarburos - Cuencas Sedimentarias de Colombia. (Vicepresidencia de Exploración) Bogotá.

ECOPETROL. 2004. Análisis Fractal de las Cuencas Colombianas (AGN). Bogotá.

ECOPETROL. 2004. Estudio Regional Cuenca Valle Superior del Magdalena. (Córdoba et al – Vicepresidencia de Exploración). Bogotá.

ECOPETROL. 2008. Estudios Regionales, “Play Fairway Maps” – Roca Generadora en las cuencas Llanos Orientales, Catatumbo, Valle Inferior del Magdalena y Caguán-Putumayo. (Vicepresidencia de Exploración) Bogotá.

GRAN TIERRA ENERGY. 2018. Creating Value in Colombia – Putumayo Snapshot (p. 18). www.grantierra.com

HUNT, J. M. 1995. Petroleum Geochemistry and Geology. Second Edition. W. H. Freeman.

SERVICIO GEOLÓGICO COLOMBIANO. 2014. Compilación de la Cuenca de la Caguán - Putumayo, Anexo C. (LOZANO, E. & ZAMORA, N.) Bogotá.

SERVICIO GEOLÓGICO COLOMBIANO. 2014. Compilación de la Cuenca de Catatumbo, Anexo D. (LOZANO, E. & ZAMORA, N.) Bogotá.

SERVICIO GEOLÓGICO COLOMBIANO. 2014. Compilación de la Cuenca de Cesar - Ranchería, Anexo E. (LOZANO, E. & ZAMORA, N.) Bogotá.

SERVICIO GEOLÓGICO COLOMBIANO. 2014. Compilación de la Cuenca de la Cordillera Oriental, Anexo G. (LOZANO, E. & ZAMORA, N.) Bogotá.

SERVICIO GEOLÓGICO COLOMBIANO. 2014. Compilación de la Cuenca de la Guajira, Anexo H. (LOZANO, E. & ZAMORA, N.) Bogotá.

SERVICIO GEOLÓGICO COLOMBIANO. 2014. Compilación de la Cuenca de los Llanos Orientales, Anexo I. (LOZANO, E. & ZAMORA, N.) Bogotá.

SERVICIO GEOLÓGICO COLOMBIANO. 2014. Compilación de la Cuenca Sinú– San Jacinto, Anexo K. (LOZANO, E. & ZAMORA, N.) Bogotá.

SERVICIO GEOLÓGICO COLOMBIANO. 2014. Compilación de la Cuenca del Valle Inferior del Magdalena, Anexo M. (LOZANO, E. & ZAMORA, N.) Bogotá.

SERVICIO GEOLÓGICO COLOMBIANO. 2014. Compilación de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena, Anexo N. (LOZANO, E. & ZAMORA, N.) Bogotá.

SERVICIO GEOLÓGICO COLOMBIANO. 2014. Compilación de la Cuenca del Valle Superior del Magdalena, Anexo O. (LOZANO, E. & ZAMORA, N.) Bogotá.