
CONTRATO No. C - 067 DE 2020



UNIÓN TEMPORAL
PROSPECCIÓN
UPME 2020

ESCENARIOS DE OFERTA DE HIDROCARBUROS CONVENCIONALES Y NO CONVENCIONALES

V1.1

18 de enero de 2021

UNIÓN TEMPORAL PROSPECCION UPME 2020
Calle 103 No. 20 – 21 Apto 202. Tel.: 312 5206505
Bogotá D.C.

TABLA DE CONTENIDO

	Pág.
12 PRECIOS DEL CRUDO Y DEL GAS	17
12.1 PRECIOS DEL GAS.....	17
12.2 PRECIOS DEL CRUDO	18
12.2.1 METODOLOGÍA.....	19
12.2.1.1 PRECIO DEL CRUDO BRENT	19
12.2.1.2 PRECIO DE CRUDOS EXPORTADOS EN PUERTO COLOMBIANO	20
12.2.1.3 CRUDOS NACIONALES DE REFERENCIA	21
12.2.1.4 PRECIO DE LOS CRUDOS EN PUERTO DE EXPORTACIÓN RELACIONADOS CON LOS CRUDOS DE REFERENCIA.....	22
12.2.1.5 PRECIO DE LOS CRUDOS NACIONALES EN BOCA DE POZO	22
13 COSTOS	23
13.1 INFORMACIÓN DE COSTOS DE OPERACIÓN, HALLAZGO Y DESARROLLO EN LOS CAMPOS DE PETRÓLEO Y GAS.....	23
13.1.1 ECOPETROL	23
13.1.2 FRONTERA ENERGY.....	24
13.1.3 GEOPARK.....	25
13.1.4 PAREX RESOURCES.....	26
13.1.5 GRANTIERRA	27
13.1.6 CANACOL	28
13.1.7 REPORTES IRR 2019 Y CONSIDERACIONES ADICIONALES	29
13.2 COSTOS INGRESADOS AL MODELO PARA LA CONSOLIDACION DE ESCENARIOS – CAMPOS DE CRUDO	31
13.2.1 COSTOS DE OPERACIÓN PETROLEO RESERVAS PROBADAS DESARROLLADAS	31
13.2.2 COSTOS DE OPERACIÓN Y DESARROLLO PETROLEO RESERVAS PROBADAS NO DESARROLLADAS.....	33
13.2.3 COSTOS DE OPERACIÓN Y DESARROLLO PETROLEO RESERVAS PROBADAS NO PRODUCIENDO	36
13.2.4 COSTOS DE OPERACIÓN Y DESARROLLO PETROLEO RESERVAS PROBABLES	38
13.2.5 COSTOS DE OPERACIÓN Y DESARROLLO PETROLEO RESERVAS POSIBLES 40	40
13.2.6 COSTOS DE OPERACIÓN Y DESARROLLO PETROLEO RECURSOS CONTINGENTES	42
13.2.7 COSTOS DE OPERACIÓN, DESARROLLO Y HALLAZGO RECURSOS PROSPECTIVOS DE PETROLEO.....	45

13.3	COSTOS INGRESADOS AL MODELO PARA LA CONSOLIDACION DE ESCENARIOS	
– CAMPOS DE GAS		47
13.3.1	COSTOS DE OPERACIÓN RESERVAS PROBADAS	47
13.3.2	COSTOS DE OPERACIÓN Y DESARROLLO RECURSOS CONTINGENTES DE GAS	48
13.3.3	COSTOS DE HALLAZGO, OPERACIÓN Y DESARROLLO RECURSOS PROSPECTIVOS DE GAS	49
14	ESCENARIOS DE OFERTA DE CRUDO	50
14.1	ESCENARIO ALTO	50
14.1.1	CUENCA DE LOS LLANOS ORIENTALES	50
14.1.2	CUENCA VALLE MEDIO DEL MAGDALENA	52
14.1.3	CUENCA CAGUAN - PUTUMAYO	56
14.1.4	CUENCA VALLE SUPERIOR DEL MAGDALENA	58
14.1.5	CUENCA CATATUMBO	61
14.1.6	CUENCA VALLE INFERIOR DEL MAGDALENA	63
14.1.7	CUENCA CORDILLERA	65
14.1.8	CUENCA SINU – SAN JACINTO ONSHORE	66
14.1.9	ESCENARIO ALTO CONSOLIDADO DE PRODUCCION DE CRUDO	67
14.2	ESCENARIO MEDIO	68
14.2.1	CUENCA DE LOS LLANOS ORIENTALES	68
14.2.2	CUENCA VALLE MEDIO DEL MAGDALENA	70
14.2.3	CUENCA CAGUAN - PUTUMAYO	73
14.2.4	CUENCA VALLE SUPERIOR DEL MAGDALENA	75
14.2.5	CUENCA CATATUMBO	77
14.2.6	CUENCA VALLE INFERIOR DEL MAGDALENA	79
14.2.7	CUENCA CORDILLERA	81
14.2.8	CUENCA SINÚ SAN JACINTO ONSHORE	82
14.2.9	ESCENARIO MEDIO CONSOLIDADO DE PRODUCCION DE CRUDO	83
14.3	ESCENARIO BAJO	84
14.3.1	CUENCA DE LOS LLANOS ORIENTALES	84
14.3.2	CUENCA VALLE MEDIO DEL MAGDALENA	86
14.3.3	CUENCA CAGUAN - PUTUMAYO	89
14.3.4	CUENCA VALLE SUPERIOR DEL MAGDALENA	91
14.3.5	CUENCA CATATUMBO	92
14.3.6	CUENCA VALLE INFERIOR DEL MAGDALENA	94
14.3.7	CUENCA CORDILLERA	96
14.3.8	CUENCA SINÚ SAN JACINTO ONSHORE	97
14.3.9	ESCENARIO BAJO CONSOLIDADO DE PRODUCCION DE CRUDO	98

15	ESCENARIOS DE GAS.....	99
15.1	ESCENARIO ALTO.....	99
15.1.1	CUENCA DE LOS LLANOS ORIENTALES.....	99
15.1.2	CUENCA VALLE MEDIO DEL MAGDALENA.....	102
15.1.3	CUENCA DEL VALLE SUPERIOR DEL MAGDALENA	105
15.1.4	CUENCA DEL CATATUMBO.....	106
15.1.5	CUENCA DEL VALLE INFERIOR DEL MAGDALENA	108
15.1.6	CUENCA CORDILLERA	112
15.1.7	CUENCA CESAR – RANCHERIA.....	112
15.1.8	CUENCA SINU – SAN JACINTO.....	114
15.1.9	CUENCA GUAJIRA OFFSHORE.....	114
15.1.10	CUENCA GUAJIRA ONSHORE	115
15.1.11	CUENCA SINÚ SAN JACINTO ONSHORE.....	116
15.1.12	ESCENARIO ALTO DE PRODUCCION DE GAS CONSOLIDADO PAIS	117
15.2	ESCENARIO MEDIO.....	119
15.2.1	CUENCA DE LOS LLANOS ORIENTALES.....	119
15.2.2	CUENCA VALLE MEDIO DEL MAGDALENA.....	121
15.2.3	CUENCA DEL VALLE SUPERIOR DEL MAGDALENA	124
15.2.4	CUENCA DEL CATATUMBO.....	124
15.2.5	CUENCA DEL VALLE INFERIOR DEL MAGDALENA	125
15.2.6	CUENCA CORDILLERA	128
15.2.7	CUENCA CESAR – RANCHERIA.....	128
15.2.8	CUENCA GUAJIRA OFFSHORE.....	129
15.2.9	CUENCA SINÚ SAN JACINTO ONSHORE.....	130
15.2.10	ESCENARIO MEDIO DE PRODUCCION DE GAS CONSOLIDADO PAIS	131
15.3	ESCENARIO BAJO	132
15.3.1	CUENCA DE LOS LLANOS ORIENTALES.....	133
15.3.2	CUENCA VALLE MEDIO DEL MAGDALENA.....	134
15.3.3	CUENCA DEL VALLE SUPERIOR DEL MAGDALENA	136
15.3.4	CUENCA DEL CATATUMBO.....	136
15.3.5	CUENCA DEL VALLE INFERIOR DEL MAGDALENA	137
15.3.6	CUENCA CORDILLERA	138
15.3.7	CUENCA CESAR – RANCHERIA.....	139
15.3.8	CUENCA GUAJIRA OFFSHORE.....	140
15.3.9	CUENCA SINÚ SAN JACINTO ONSHORE.....	141
15.3.10	ESCENARIO BAJO DE PRODUCCION DE GAS CONSOLIDADO PAIS	142

ÍNDICE DE FIGURAS

	Pág.
FIGURA 1: PROYECCIÓN PRECIOS GAS NATURAL HENRY HUB 2020 -2045 EN USD/MBTU 17	
FIGURA 2 PROYECCIÓN PRECIOS CRUDO BRENT 2020 -2045 EN USD/BARRIL.....	20
FIGURA 3 COMPARATIVOS DE COSTOS DE PRODUCCIÓN FRONTERA TRIMESTRES 2019 Y 2020	25
FIGURA 4 DISTRIBUCIÓN DE COSTOS GEOPARK.....	26
FIGURA 5 DISTRIBUCIÓN DE COSTOS Y NETBACK OPERATIVO PAREX RESOURCES.....	27
FIGURA 6 ESTRUCTURA OPERATIVA DE COSTOS GRANTTIERRA	28
FIGURA 7 PRECIOS DE GAS PARA DIFERENTES FUENTES CON BOGOTÁ COMO NODO....	30
FIGURA 8 PRECIO DE GAS CON DIFERENTES FUENTES NODO BARRANQUILLA.....	30
FIGURA 9 COSTOS DE OPERACIÓN VSM - RESERVAS PROBADAS PRODUCIENDO.....	31
FIGURA 10 COSTOS DE OPERACIÓN LLANOS - RESERVAS PROBADAS PRODUCIENDO ...	31
FIGURA 11 COSTOS DE OPERACIÓN VMM - RESERVAS PROBADAS PRODUCIENDO	32
FIGURA 12 COSTOS DE OPERACIÓN CAG-PUT - RESERVAS PROBADAS PRODUCIENDO .	32
FIGURA 13 COSTOS DE OPERACIÓN Y DE DESARROLLO VSM – RESERVAS PROBADAS NO DESARROLLADAS.....	33
FIGURA 14 COSTOS DE OPERACIÓN Y DE DESARROLLO VMM– RESERVAS PROBADAS NO DESARROLLADAS.....	34
FIGURA 15 COSTOS DE OPERACIÓN Y DE DESARROLLO LLANOS– RESERVAS PROBADAS NO DESARROLLADAS	34
FIGURA 16 COSTOS DE OPERACIÓN Y DE DESARROLLO CAGUÁN PUTUMAYO– RESERVAS PROBADAS NO DESARROLLADAS	35
FIGURA 17 COSTOS DE OPERACIÓN Y DE DESARROLLO CAGUÁN PUTUMAYO - RESERVAS PROBADAS NO PRODUCIENDO.....	36
FIGURA 18 COSTOS DE OPERACIÓN Y DE DESARROLLO LLANOS - RESERVAS PROBADAS NO PRODUCIENDO	36
FIGURA 19 COSTOS DE OPERACIÓN Y DE DESARROLLO VMM - RESERVAS PROBADAS NO PRODUCIENDO	37
FIGURA 20 COSTOS DE OPERACIÓN Y DE DESARROLLO VSM - RESERVAS PROBADAS NO PRODUCIENDO	37
FIGURA 21 COSTOS DE OPERACIÓN Y DE DESARROLLO VSM - RESERVAS PROBABLES.	38
FIGURA 22 COSTOS DE OPERACIÓN Y DE DESARROLLO VMM - RESERVAS PROBABLES	38
FIGURA 23 COSTOS DE OPERACIÓN Y DE DESARROLLO LLANOS - RESERVAS PROBABLES	39
FIGURA 24 COSTOS DE OPERACIÓN Y DE DESARROLLO CAGUÁN-PUTUMAYO - RESERVAS PROBABLES	40

FIGURA 25 COSTOS DE OPERACIÓN Y DE DESARROLLO CAGUÁN-PUTUMAYO – RESERVAS POSIBLES.....	41
FIGURA 26 COSTOS DE OPERACIÓN Y DE DESARROLLO LLANOS - RESERVAS POSIBLES	41
FIGURA 27 COSTOS DE OPERACIÓN Y DE DESARROLLO VMM - RESERVAS POSIBLES	41
FIGURA 28 COSTOS DE OPERACIÓN Y DE DESARROLLO LLANOS - RESERVAS POSIBLES	42
FIGURA 29 COSTOS DE OPERACIÓN Y DE DESARROLLO VMM – RECURSOS CONTINGENTES	43
FIGURA 30 COSTOS DE OPERACIÓN Y DE DESARROLLO LLANOS – RECURSOS CONTINGENTES.....	43
FIGURA 31 COSTOS DE OPERACIÓN Y DE DESARROLLO VSM – RECURSOS CONTINGENTES	44
FIGURA 32 COSTOS DE OPERACIÓN Y DE DESARROLLO CATATUMBO – RECURSOS CONTINGENTES.....	44
FIGURA 33 COSTOS DE OPERACIÓN Y DE DESARROLLO CAG-PUT – RECURSOS CONTINGENTES.....	45
FIGURA 34 COSTOS DE OPERACIÓN Y DE DESARROLLO CAG-PUT. – RECURSOS PROSPECTIVOS.....	46
FIGURA 35 COSTOS DE OPERACIÓN Y DE DESARROLLO LLANOS – RECURSOS PROSPECTIVOS.....	46
FIGURA 36 COSTOS DE OPERACIÓN Y DE DESARROLLO VMM – RECURSOS PROSPECTIVOS	46
FIGURA 37 COSTOS DE OPERACIÓN DE GAS – RESERVAS PROBADAS	47
FIGURA 38 COSTOS DE OPERACIÓN Y DE DESARROLLO DE GAS – RECURSOS CONTINGENTES.....	48
FIGURA 39 COSTOS DE HALLAZGO, OPERACIÓN Y DESARROLLO DE GAS.....	49
FIGURA 40 PRODUCCIÓN DE CRUDO CUENCA DE LOS LLANOS – ESCENARIO ALTO – KBD	51
FIGURA 41 PRODUCCIÓN DE CRUDO CUENCA DEL VALLE MEDIO DEL MAGDALENA – ESCENARIO ALTO – KBD	53
FIGURA 42 PRODUCCIÓN DE CRUDO CUENCA DEL CAGUÁN - PUTUMAYO – ESCENARIO ALTO – KBD	56
FIGURA 43 PRODUCCIÓN DE CRUDO CUENCA DEL VALLE SUPERIOR DEL MAGDALENA – ESCENARIO ALTO – KBD	59
FIGURA 44 PRODUCCIÓN DE CRUDO CUENCA DEL CATATUMBO – ESCENARIO ALTO – KBD	61
FIGURA 45 PRODUCCIÓN DE CRUDO CUENCA DEL VALLE INFERIOR DEL MAGDALENA – ESCENARIO ALTO – KBD	64
FIGURA 46 PRODUCCIÓN DE CRUDO CUENCA CORDILLERA – ESCENARIO ALTO – KBD ..	65

FIGURA 47 PRODUCCIÓN DE CRUDO CUENCA SINÚ SAN JACINTO ONSHORE– ESCENARIO ALTO – KBD	66
FIGURA 48 PRODUCCIÓN DE CRUDO PAÍS – ESCENARIO ALTO – KBD	67
FIGURA 49 PRODUCCIÓN DE CRUDO CUENCA LLANOS – ESCENARIO MEDIO – KBD.....	69
FIGURA 50 PRODUCCIÓN DE CRUDO CUENCA DEL VALLE MEDIO DEL MAGDALENA ESCENARIO MEDIO – KBD.....	71
FIGURA 51 PRODUCCIÓN DE CRUDO CUENCA DEL CAGUÁN - PUTUMAYO – ESCENARIO MEDIO – KBD	74
FIGURA 52 PRODUCCIÓN DE CRUDO CUENCA DEL VALLE SUPERIOR DEL MAGDALENA – ESCENARIO MEDIO – KBD.....	76
FIGURA 53 PRODUCCIÓN DE CRUDO CUENCA DEL CATATUMBO – ESCENARIO MEDIO – KBD	78
FIGURA 54. PRODUCCIÓN DE CRUDO CUENCA DEL VALLE INFERIOR DEL MAGDALENA – ESCENARIO MEDIO – KBD.....	80
FIGURA 55 PRODUCCIÓN DE CRUDO CUENCA CORDILLERA – ESCENARIO MEDIO – KBD	81
FIGURA 56 PRODUCCIÓN DE CRUDO CUENCA SINÚ SAN JACINTO ONSHORE– ESCENARIO MEDIO – KBD	82
FIGURA 57 PRODUCCIÓN DE CRUDO PAÍS – ESCENARIO MEDIO – KBD	83
FIGURA 58 PRODUCCIÓN DE CRUDO CUENCA LLANOS – ESCENARIO BAJO – KBD	84
FIGURA 59 PRODUCCIÓN DE CRUDO CUENCA DEL VALLE MEDIO DEL MAGDALENA – ESCENARIO BAJO – KBD	87
FIGURA 60 PRODUCCIÓN DE CRUDO CUENCA DEL CAGUÁN - PUTUMAYO – ESCENARIO BAJO – KBD	89
FIGURA 61 PRODUCCIÓN DE CRUDO CUENCA DEL VALLE SUPERIOR DEL MAGDALENA – ESCENARIO BAJO – KBD	91
FIGURA 62 PRODUCCIÓN DE CRUDO CUENCA DEL CATATUMBO – ESCENARIO BAJO – KBD	93
FIGURA 63 PRODUCCIÓN DE CRUDO CUENCA DEL VALLE INFERIOR DEL MAGDALENA – ESCENARIO BAJO– KBD	95
FIGURA 64 PRODUCCIÓN DE CRUDO CUENCA CORDILLERA – ESCENARIO BAJO – KBD ..	96
FIGURA 65 PRODUCCIÓN DE CRUDO CUENCA SINÚ SAN JACINTO ONSHORE – ESCENARIO BAJO – KBD	97
FIGURA 66. PRODUCCIÓN DE CRUDO PAÍS – ESCENARIO BAJO – KBD	98
FIGURA 67 PRODUCCIÓN DE GAS CUENCA DE LOS LLANOS – ESCENARIO ALTO – MPCD	100
FIGURA 68 PRODUCCIÓN DE GAS CUENCA DEL VALLE MEDIO DEL MAGDALENA MPCD.	103
FIGURA 69 PRODUCCIÓN DE GAS CUENCA DEL VALLE SUPERIOR DEL MAGDALENA MPCD	106
FIGURA 70 PRODUCCIÓN DE GAS CUENCA DEL CATATUMBO – ESCENARIO ALTO – MPCD	107

FIGURA 71 PRODUCCIÓN DE GAS CUENCA DEL VALLE INFERIOR DEL MAGDALENA.....	108
FIGURA 72 PRODUCCIÓN DE GAS CUENCA CORDILLERA – ESCENARIO ALTO – MPCD ..	112
FIGURA 73 PRODUCCIÓN DE GAS CUENCA CESAR - RANCHERÍA– ESCENARIO ALTO – MPCD	113
FIGURA 74 PRODUCCIÓN DE GAS CUENCA SINÚ – SAN JACINTO OFFSHORE – ESCENARIO ALTO – MPCD	114
FIGURA 75 PRODUCCIÓN DE GAS CUENCA GUAJIRA OFFSHORE– ESCENARIO ALTO – MPCD	115
FIGURA 76 PRODUCCIÓN DE GAS CUENCA GUAJIRA ONSHORE– ESCENARIO ALTO – MPCD	116
FIGURA 77 PRODUCCIÓN DE GAS CUENCA SINÚ SAN JACINTO ONSHORE– ESCENARIO ALTO – MPCD	117
FIGURA 78 PRODUCCIÓN DE GAS CONSOLIDADO PAÍS– ESCENARIO ALTO – MPCD	118
FIGURA 79 PRODUCCIÓN DE GAS CUENCA DE LOS LLANOS – ESCENARIO MEDIO – MPCD	120
FIGURA 80 PRODUCCIÓN DE GAS CUENCA DEL VALLE MEDIO DEL MAGDALENA – ESCENARIO MEDIO – MPCD.....	122
FIGURA 81 PRODUCCIÓN DE GAS CUENCA DEL VALLE SUPERIOR DEL MAGDALENA	124
FIGURA 82 PRODUCCIÓN DE GAS CUENCA DEL CATATUMBO – ESCENARIO MEDIO – MPCD	125
FIGURA 83 PRODUCCIÓN DE GAS CUENCA DEL VALLE INFERIOR DEL MAGDALENA.....	126
FIGURA 84 PRODUCCIÓN DE GAS CUENCA CORDILLERA – ESCENARIO MEDIO – MPCD	128
FIGURA 85 PRODUCCIÓN DE GAS CUENCA CESAR - RANCHERÍA– ESCENARIO MEDIO – MPCD.....	129
FIGURA 86 PRODUCCIÓN DE GAS CUENCA GUAJIRA OFFSHORE– ESCENARIO MEDIO – MPCD.....	130
FIGURA 87 PRODUCCIÓN DE GAS CUENCA SINÚ SAN JACINTO ONSHORE– ESCENARIO MEDIO – MPCD	131
FIGURA 88 PRODUCCIÓN DE GAS CONSOLIDADO PAÍS– ESCENARIO MEDIO – MPCD.....	132
FIGURA 89 PRODUCCIÓN DE GAS CUENCA DE LOS LLANOS – ESCENARIO BAJO – MPCD	133
FIGURA 90 PRODUCCIÓN DE GAS CUENCA DEL VALLE MEDIO DEL MAGDALENA	135
FIGURA 91 PRODUCCIÓN DE GAS CUENCA DEL VALLE SUPERIOR DEL MAGDALENA	136
FIGURA 92 PRODUCCIÓN DE GAS CUENCA DEL CATATUMBO – ESCENARIO BAJO – MPCD	137
FIGURA 93 PRODUCCIÓN DE GAS CUENCA DEL VALLE INFERIOR DEL MAGDALENA.....	138
FIGURA 94 PRODUCCIÓN DE GAS CUENCA CORDILLERA – ESCENARIO BAJO – MPCD ..	139
FIGURA 95 PRODUCCIÓN DE GAS CUENCA CESAR - RANCHERÍA– ESCENARIO BAJO – MPCD	140
FIGURA 96 PRODUCCIÓN DE GAS CUENCA GUAJIRA– ESCENARIO BAJO – MPCD	141

FIGURA 97 PRODUCCIÓN DE GAS CUENCA SINÚ SAN JACINTO ONSHORE– ESCENARIO BAJO – MPCD	141
FIGURA 98 PRODUCCIÓN DE GAS CONSOLIDADO PAÍS– ESCENARIO BAJO – MPCD	142

ÍNDICE DE TABLAS

	Pág.
TABLA 1 CALIDAD CRUDOS COLOMBIANOS DE EXPORTACIÓN	18
TABLA 2 DIFERENCIALES CON BRENT DE CRUDOS COLOMBIANOS DE EXPORTACIÓN AÑO 2015-2018	20
TABLA 3 DIFERENCIALES CON BRENT DE CRUDOS COLOMBIANOS DE EXPORTACIÓN AÑO 2018	21
TABLA 4 DIFERENCIALES CON BRENT DE CRUDOS COLOMBIANOS DE EXPORTACIÓN AÑO 2015-2020	21
TABLA 5 CORRECCIÓN DE PRECIO DE CRUDOS POR °API Y %S.....	22
TABLA 6 COSTOS DE PRODUCCIÓN INTEGRADOS DE ECOPETROL.....	24
TABLA 7 INFORMACIÓN OPERACIONAL DE FRONTERA ENERGY A SEPTIEMBRE 2020	24
TABLA 8 INVERSIONES HALLAZGO Y DESARROLLO DE RESERVAS Y YTF ESCENARIO ALTO DE CRUDO EN LA CUENCA LLANOS EN MILLONES DE DÓLARES.	51
TABLA 9 TRANSPORTE DE CRUDO POR OLEODUCTO ESCENARIO ALTO EN LA CUENCA LLANOS EN MILES DE BARRILES POR DÍA.	52
TABLA 10 INVERSIONES HALLAZGO Y DESARROLLO DE RESERVAS Y YTF ESCENARIO ALTO DE CRUDO EN LA CUENCA DEL VALLE MEDIO DEL MAGDALENA EN MILLONES DE DÓLARES	54
TABLA 11 TRANSPORTE DE CRUDO POR OLEODUCTO ESCENARIO ALTO EN LA CUENCA DEL VALLE MEDIO DEL MAGDALENA EN MILES DE BARRILES POR DÍA.....	55
TABLA 12 INVERSIONES HALLAZGO Y DESARROLLO DE RESERVAS Y YTF ESCENARIO ALTO DE CRUDO EN LA CUENCA DEL CAGUÁN - PUTUMAYO EN MILLONES DE DÓLARES	57
TABLA 13 TRANSPORTE DE CRUDO POR OLEODUCTO ESCENARIO ALTO EN LA CUENCA DEL CAGUÁN - PUTUMAYO EN MILES DE BARRILES POR DÍA.	58
TABLA 14 INVERSIONES HALLAZGO Y DESARROLLO DE RESERVAS Y YTF ESCENARIO ALTO DE CRUDO EN LA CUENCA DEL VALLE SUPERIOR DEL MAGDALENA EN MILLONES DE DÓLARES	59
TABLA 15 TRANSPORTE DE CRUDO POR OLEODUCTO ESCENARIO ALTO EN LA CUENCA DEL VALLE SUPERIOR DEL MAGDALENA EN MILES DE BARRILES POR DÍA.....	60
TABLA 16 INVERSIONES HALLAZGO Y DESARROLLO DE RESERVAS Y YTF ESCENARIO ALTO DE CRUDO EN LA CUENCA DEL CATATUMBO EN MILLONES DE DÓLARES.	62
TABLA 17 TRANSPORTE DE CRUDO POR OLEODUCTO ESCENARIO ALTO EN LA CUENCA DEL CATATUMBO EN MILES DE BARRILES POR DÍA.	63
TABLA 18 INVERSIONES HALLAZGO Y DESARROLLO DE RESERVAS Y YTF ESCENARIO ALTO DE CRUDO EN LA CUENCA DEL VALLE INFERIOR MAGDALENA EN MILLONES DE DÓLARES	64
TABLA 19. INVERSIONES DESARROLLO DE RESERVAS ESCENARIO ALTO DE CRUDO EN LA CUENCA CORDILLERA EN MILLONES DE DÓLARES	65

TABLA 20 INVERSIONES DESARROLLO DE RESERVAS ESCENARIO ALTO DE CRUDO EN LA CUENCA SINÚ SAN JACINTO ONSHORE EN MILLONES DE DÓLARES	66
TABLA 21 INVERSIONES HALLAZGO Y DESARROLLO DE RESERVAS Y YTF ESCENARIO ALTO DE CRUDO EN EL PAÍS EN MILLONES DE DÓLARES.....	67
TABLA 22 INVERSIONES HALLAZGO Y DESARROLLO DE RESERVAS Y YTF ESCENARIO MEDIO DE CRUDO EN LA CUENCA LLANOS EN MILLONES DE DÓLARES	69
TABLA 23 TRANSPORTE DE CRUDO POR OLEODUCTO ESCENARIO MEDIO EN LA CUENCA LLANOS EN MILES DE BARRILES POR DÍA	70
TABLA 24 INVERSIONES HALLAZGO Y DESARROLLO DE RESERVAS Y YTF ESCENARIO MEDIO DE CRUDO EN LA CUENCA DEL VALLE MEDIO DEL MAGDALENA EN MILLONES DE DÓLARES.....	72
TABLA 25 TRANSPORTE DE CRUDO POR OLEODUCTO ESCENARIO MEDIO EN LA CUENCA DEL VALLE MEDIO DEL MAGDALENA EN MILES DE BARRILES POR DÍA.....	73
TABLA 26 INVERSIONES HALLAZGO Y DESARROLLO DE RESERVAS Y YTF ESCENARIO MEDIO DE CRUDO EN LA CUENCA DEL CAGUÁN - PUTUMAYO EN MILLONES DE DÓLARES	74
TABLA 27 TRANSPORTE DE CRUDO POR OLEODUCTO ESCENARIO MEDIO EN LA CUENCA DEL CAGUÁN - PUTUMAYO EN MILES DE BARRILES POR DÍA.	75
TABLA 28 INVERSIONES HALLAZGO Y DESARROLLO DE RESERVAS ESCENARIO MEDIO DE CRUDO EN LA CUENCA DEL VALLE SUPERIOR DEL MAGDALENA EN MILLONES DE DÓLARES.	76
TABLA 29 TRANSPORTE DE CRUDO POR OLEODUCTO ESCENARIO MEDIO EN LA CUENCA DEL VALLE SUPERIOR DEL MAGDALENA EN MILES DE BARRILES POR DÍA.....	77
TABLA 30 INVERSIONES DESARROLLO DE RESERVAS ESCENARIO MEDIO DE CRUDO EN LA CUENCA DEL CATATUMBO EN MILLONES DE DÓLARES.....	78
TABLA 31 TRANSPORTE DE CRUDO POR OLEODUCTO ESCENARIO MEDIO EN LA CUENCA DEL CATATUMBO EN MILES DE BARRILES POR DÍA.....	79
TABLA 32 INVERSIONES HALLAZGO Y DESARROLLO DE RESERVAS Y YTF ESCENARIO MEDIO DE CRUDO EN LA CUENCA DEL VALLE INFERIOR DEL MAGDALENA EN MILLONES DE DÓLARES.....	80
TABLA 33 INVERSIONES DESARROLLO DE RESERVAS ESCENARIO MEDIO DE CRUDO EN LA CUENCA CORDILLERA EN MILLONES DE DÓLARES	81
TABLA 34 INVERSIONES DESARROLLO DE RESERVAS ESCENARIO MEDIO DE CRUDO EN LA CUENCA SINÚ SAN JACINTO ONSHORE EN MILLONES DE DÓLARES	82
TABLA 35 INVERSIONES HALLAZGO Y DESARROLLO DE RESERVAS Y YTF ESCENARIO MEDIO DE CRUDO EN EL PAÍS EN MILLONES DE DÓLARES.....	83
TABLA 36 INVERSIONES HALLAZGO Y DESARROLLO DE RESERVAS ESCENARIO BAJO DE CRUDO EN LA CUENCA LLANOS EN MILLONES DE DÓLARES.	85
TABLA 37 TRANSPORTE DE CRUDO POR OLEODUCTO ESCENARIO BAJO EN LA CUENCA LLANOS EN MILES DE BARRILES POR DÍA	86
TABLA 38 INVERSIONES HALLAZGO Y DESARROLLO DE RESERVAS ESCENARIO BAJO DE CRUDO EN LA CUENCA DEL VALLE MEDIO DEL MAGDALENA EN MILLONES DE DÓLARES	87

TABLA 39	TRANSPORTE DE CRUDO POR OLEODUCTO ESCENARIO BAJO EN LA CUENCA DEL VALLE MEDIO DEL MAGDALENA EN MILES DE BARRILES POR DÍA.....	88
TABLA 40	INVERSIONES DE DESARROLLO DE RESERVAS NO DESARROLLADAS Y PROBABLES ESCENARIO BAJO DE CRUDO EN LA CUENCA DEL CAGUÁN - PUTUMAYO EN MILLONES DE DÓLARES.	89
TABLA 41	TRANSPORTE DE CRUDO POR OLEODUCTO ESCENARIO BAJO EN LA CUENCA DEL CAGUÁN - PUTUMAYO EN MILES DE BARRILES POR DÍA.	90
TABLA 42	INVERSIONES DESARROLLO DE RESERVAS ESCENARIO BAJO DE CRUDO EN LA CUENCA DEL VALLE SUPERIOR DEL MAGDALENA EN MILLONES DE DÓLARES.	91
TABLA 43	TRANSPORTE DE CRUDO POR OLEODUCTO ESCENARIO BAJO EN LA CUENCA DEL VALLE SUPERIOR DEL MAGDALENA EN MILES DE BARRILES POR DÍA.....	92
TABLA 44	INVERSIONES HALLAZGO DESARROLLO DE RESERVAS ESCENARIO BAJO DE CRUDO EN LA CUENCA DEL CATATUMBO EN MILLONES DE DÓLARES.	93
TABLA 45	TRANSPORTE DE CRUDO POR OLEODUCTO ESCENARIO BAJO EN LA CUENCA DEL CATATUMBO EN MILES DE BARRILES POR DÍA.	94
TABLA 46	INVERSIONES DE DESARROLLO DE RESERVAS ESCENARIO BAJO DE CRUDO EN LA CUENCA DEL VALLE INFERIOR DEL MAGDALENA EN MILLONES DE DÓLARES.	95
TABLA 47	INVERSIONES DESARROLLO DE RESERVAS ESCENARIO BAJO DE CRUDO EN LA CUENCA CORDILLERA EN MILLONES DE DÓLARES	96
TABLA 48	INVERSIONES DESARROLLO DE RESERVAS ESCENARIO BAJO DE CRUDO EN LA CUENCA SINÚ SAN JACINTO ONSHORE EN MILLONES DE DÓLARES	97
TABLA 49	INVERSIONES HALLAZGO Y DESARROLLO DE RESERVAS ESCENARIO BAJO DE CRUDO EN EL PAÍS EN MILLONES DE DÓLARES.....	98
TABLA 50	INVERSIONES DESARROLLO DE RESERVAS, RECURSOS CONTINGENTES Y RECURSOS PROSPECTIVOS ESCENARIO ALTO DE GAS EN LA CUENCA LLANOS EN MILLONES DE DÓLARES.....	100
TABLA 51	TRANSPORTE DE GAS ESCENARIO ALTO EN LA CUENCA LLANOS EN MPCD ..	102
TABLA 52	INVERSIONES DESARROLLO DE RESERVAS, RECURSOS CONTINGENTES Y PROSPECTIVOS ESCENARIO ALTO DE GAS EN LA CUENCA DEL VALLE MEDIO DEL MAGDALENA EN MILLONES DE DÓLARES.....	103
TABLA 53	TRANSPORTE DE GAS ESCENARIO ALTO EN LA CUENCA VALLE MEDIO DEL MAGDALENA EN MPCD	105
TABLA 54	INVERSIONES DESARROLLO DE RESERVAS RECURSOS CONTINGENTES Y PROSPECTIVOS ESCENARIO ALTO DE GAS EN LA CUENCA DEL VALLE SUPERIOR DEL MAGDALENA EN MILLONES DE DÓLARES.....	106
TABLA 55	INVERSIONES DESARROLLO DE RESERVAS RECURSOS CONTINGENTES Y PROSPECTIVOS ESCENARIO ALTO DE GAS EN LA CUENCA DEL CATATUMBO EN MILLONES DE DÓLARES.....	107
TABLA 56	INVERSIONES DESARROLLO DE RESERVAS RECURSOS CONTINGENTES Y PROSPECTIVOS ESCENARIO ALTO DE GAS EN LA CUENCA DEL VALLE INFERIOR DEL MAGDALENA EN MILLONES DE DÓLARES.....	109

TABLA 57 TRANSPORTE DE GAS ESCENARIO ALTO EN LA CUENCA VALLE INFERIOR DEL MAGDALENA EN MPCD	111
TABLA 58 INVERSIONES DESARROLLO DE RESERVAS ESCENARIO ALTO DE GAS EN LA CUENCA CORDILLERA EN MILLONES DE DÓLARES	112
TABLA 59 INVERSIONES DESARROLLO DE RESERVAS Y RECURSOS ESCENARIO ALTO DE GAS EN LA CUENCA DEL CESAR - RANCHERÍA EN MILLONES DE DÓLARES ...	113
TABLA 60 INVERSIONES DESARROLLO PROSPECTIVOS ESCENARIO ALTO DE GAS EN LA CUENCA DEL SINÚ – SAN JACINTO OFFSHORE EN MILLONES DE DÓLARES...	114
TABLA 61 INVERSIONES DESARROLLO RESERVAS Y RECURSOS PROSPECTIVOS ESCENARIO ALTO DE GAS EN LA CUENCA DEL GUAJIRA OFFSHORE EN MILLONES DE DÓLARES.....	115
TABLA 62 INVERSIONES DESARROLLO RESERVAS Y RECURSOS PROSPECTIVOS ESCENARIO ALTO DE GAS EN LA CUENCA DEL GUAJIRA ONSHORE EN MILLONES DE DÓLARES	116
TABLA 63 INVERSIONES DESARROLLO RESERVAS Y RECURSOS PROSPECTIVOS ESCENARIO ALTO DE GAS EN LA CUENCA DEL SINÚ SAN JACINTO ONSHORE EN MILLONES DE DÓLARES.....	117
TABLA 64 INVERSIONES DE HALLAZGO Y DESARROLLO DE RESERVAS Y RECURSOS ESCENARIO ALTO DE GAS EN PAÍS EN MILLONES DE DÓLARES.....	118
TABLA 65 INVERSIONES DESARROLLO DE RESERVAS Y RECURSOS CONTINGENTES ESCENARIO MEDIO DE GAS EN LA CUENCA LLANOS EN MILLONES DE DÓLARES	120
TABLA 66 TRANSPORTE DE GAS ESCENARIO MEDIO EN LA CUENCA LLANOS EN MPCD	121
TABLA 67 INVERSIONES DESARROLLO DE RESERVAS Y RECURSOS ESCENARIO MEDIO DE GAS EN LA CUENCA DEL VALLE MEDIO DEL MAGDALENA EN MILLONES DE DÓLARES	122
TABLA 68 TRANSPORTE DE GAS ESCENARIO MEDIO EN LA CUENCA VALLE MEDIO DEL MAGDALENA EN MPCD	123
TABLA 69 INVERSIONES PARA DESARROLLO DE RESERVAS Y RECURSOS DE GAS CUENCA DEL CATATUMBO – ESCENARIO MEDIO EN MILLONES DE DÓLARES.....	125
TABLA 70 INVERSIONES DESARROLLO DE RESERVAS Y RECURSOS ESCENARIO MEDIO DE GAS EN LA CUENCA DEL VALLE INFERIOR DEL MAGDALENA EN MILLONES DE DÓLARES	126
TABLA 71 TRANSPORTE DE GAS ESCENARIO MEDIO EN LA CUENCA VALLE INFERIOR DEL MAGDALENA EN MPCD	127
TABLA 72 INVERSIONES DESARROLLO DE RESERVAS ESCENARIO MEDIO DE GAS EN LA CUENCA DEL CESAR - RANCHERÍA EN MILLONES DE DÓLARES	129
TABLA 73 INVERSIONES DESARROLLO RESERVAS Y RECURSOS PROSPECTIVOS ESCENARIO MEDIO DE GAS EN LA CUENCA DEL GUAJIRA OFFSHORE EN MILLONES DE DÓLARES.....	130
TABLA 74 INVERSIONES DESARROLLO RESERVAS Y RECURSOS PROSPECTIVOS ESCENARIO MEDIO DE GAS EN LA CUENCA DEL SINÚ SAN JACINTO ONSHORE EN MILLONES DE DÓLARES.....	131

TABLA 75 INVERSIONES DESARROLLO Y HALLAZGO DE RESERVAS Y RECURSOS ESCENARIO MEDIO DE GAS CONSOLIDADO PAÍS EN MILLONES DE DÓLARES	132
TABLA 76 INVERSIONES DESARROLLO DE RESERVAS ESCENARIO BAJO DE GAS EN LA CUENCA LLANOS EN MILLONES DE DÓLARES	133
TABLA 77 TRANSPORTE DE GAS ESCENARIO BAJO EN LA CUENCA LLANOS EN MPCD ..	134
TABLA 78 INVERSIONES DESARROLLO DE RESERVAS ESCENARIO BAJO DE GAS EN LA CUENCA DEL VALLE MEDIO DEL MAGDALENA EN MILLONES DE DÓLARES	135
TABLA 79 INVERSIONES DESARROLLO RESERVAS PROBABLES CUENCA DEL CATATUMBO ESCENARIO BAJO EN MILLONES DE DÓLARES	137
TABLA 80 INVERSIONES DESARROLLO DE RESERVAS ESCENARIO BAJO DE GAS EN LA CUENCA DEL VALLE INFERIOR DEL MAGDALENA EN MILLONES DE DÓLARES	138
TABLA 81 INVERSIONES DESARROLLO RESERVAS Y RECURSOS PROSPECTIVOS ESCENARIO BAJO DE GAS EN LA CUENCA DEL SINÚ SAN JACINTO ONSHORE EN MILLONES DE DÓLARES	142
TABLA 82 INVERSIONES DESARROLLO DE RESERVAS ESCENARIO BAJO DE GAS CONSOLIDADO PAÍS EN MILLONES DE DÓLARES.....	143

ESCENARIOS DE OFERTA DE HIDROCARBUROS CONVENCIONALES Y NO CONVENCIONALES

HISTORIAL DE CAMBIOS

FECHA	VERSIÓN	DESCRIPCIÓN DEL CAMBIO
18/Enero/2021	1.0	Primera versión del documento

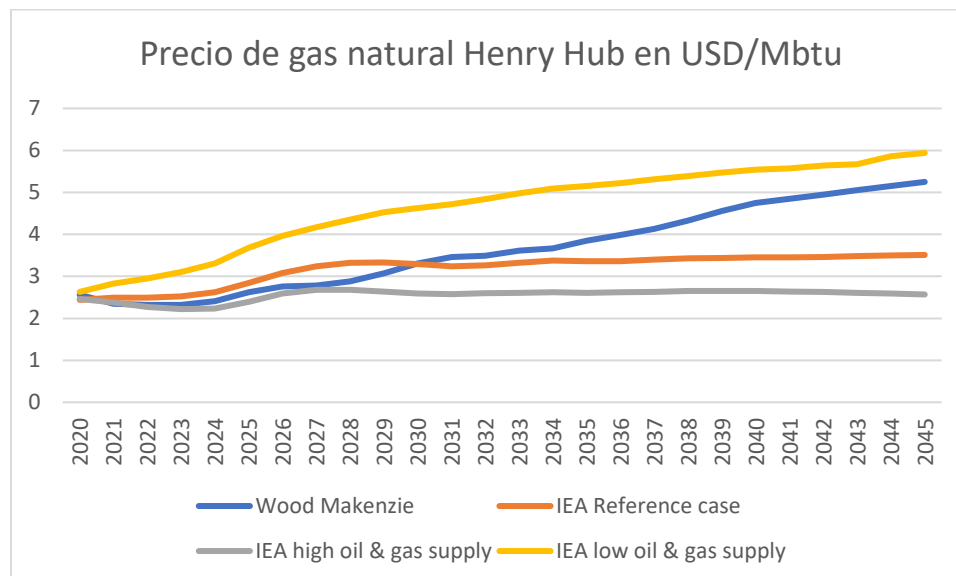
12 PRECIOS DEL CRUDO Y DEL GAS

En la proyección de la producción de crudo y gas para los diferentes escenarios considerados, se tuvo 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

12.1 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: tres tomados de “Annual Energy Outlook 2020” de la IEA y una proyección de un consultor independiente (McKinsey) con valores variables en los diferentes años de proyección. (Figura 1Figura 1)

Figura 1: Proyección precios gas natural Henry Hub 2020 -2045 en USD/MBTU



Fuente: IEA Annual Energy Outlook 2020 y McKinsey

Teniendo los precios de referencia del Henry Hub para cada escenario, teniendo en cuenta la información histórica se determinó un diferencial con respecto a este para las cuencas productoras de gas en la costa y el interior así:

- Precio gas natural costa norte: precios interior + USD 1,50/MBtu
- Precio gas natural interior: Precio Henry Hub + USD 1,00/Mbtu

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.

12.2 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 Tabla 1 se relaciona las calidades (°API y %S) para cada uno de ellos.

Tabla 1 Calidad crudos colombianos de exportación

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

Fuente: Ecopetrol

12.2.1 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:

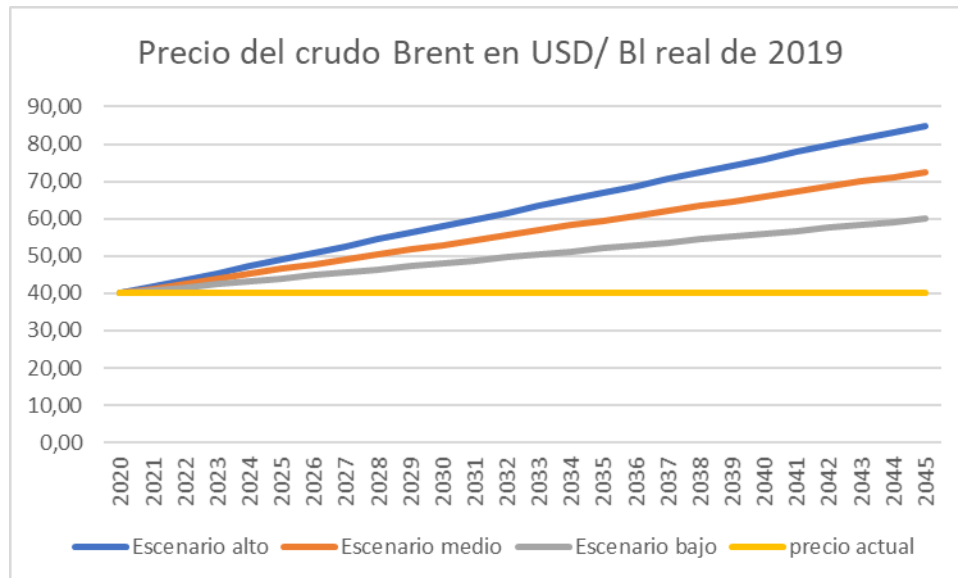
- Establecer el precio del crudo Brent (marcador internacional) tomado de una publicación internacional.
- Determinar el precio en puerto colombiano de los diferentes crudos nacionales exportados, indexados al crudo Brent con un ajuste por diferencias de calidad entre los dos crudos.
- Relacionar los 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:

12.2.1.1 PRECIO DEL CRUDO BRENT

En el modelo de proyección se consideran cuatro escenarios de precios del crudo Brent: Alto, Medio y Bajo con un valor variable en el tiempo según escenarios considerados y una proyección a precio fijo de 40 USD/Bl. (Figura 2)

Figura 2 Proyección precios crudo Brent 2020 -2045 en USD/Barril



Fuente: cálculos propios

12.2.1.2 PRECIO DE CRUDOS EXPORTADOS EN PUERTO COLOMBIANO

Con base en la información histórica de las exportaciones mensuales de crudo de los años 2015-2018, la Unión Temporal Prospección UPME 2018 calculó los diferenciales con respecto del Brent y se determinaron los diferenciales promedio para cada crudo, los cuales se aplicaron en ese estudio para establecer el precio de exportación durante el periodo de proyección (Tabla 2)

Los resultados fueron obtenidos fueron los siguientes:

Tabla 2 Diferenciales con Brent de crudos colombianos de exportación año 2015-2018

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

Fuente: cálculos propios con información de ECOPETROL

De acuerdo con la información reportada en los informes trimestrales de gestión de ECOPETROL, el diferencial entre la canasta de crudos pesados exportada y el Brent ha mejorado por penetración a nuevos mercados y ventas directas a refinadores como se puede apreciar en la Tabla 3

Tabla 3 Diferenciales con Brent de crudos colombianos de exportación año 2018

Precio Brent - USD/Barril	2014	2015	2016	2017	2018	2019	1T 2020	2T 2020	3T 2020
Brent	99,3	53,6	45,1	54,7	71,7	64,2	50,8	33,4	43,3
Precio de Venta Promedio Ponderado - USD/Barril									
Canasta de Venta de Crudo	87,9	43,9	35,7	47,8	63,2	58,6	40,3	20,4	38,4
Diferencial canasta de venta de crudo - Precio Brent USD/barril									
Diferencial	11,4	9,7	9,4	6,9	8,5	5,6	10,5	13,0	4,9

Fuente: ECOPETROL

Por otra parte, durante los mismos años de 2019 y 2020 el crudo Castilla Blend representó más del 90% del volumen exportado con exportaciones marginales de los otros tipos de crudo, por lo que el descuento con respecto al crudo Brent prácticamente aplica directamente para este crudo.

Para tener en cuenta la mejora en los descuentos de los crudos pesados con respecto al Brent y por no disponer de información relevante de los otros crudos debido a que sus exportaciones en 2019-2020 fueron muy esporádicas, solo se ajustarán los diferenciales para los crudos Castilla Blend y Magdalena Blend con una disminución de 1,0 USD/Barril, quedando así (Tabla 4):

Tabla 4 Diferenciales con Brent de crudos colombianos de exportación año 2015-2020

CRUDOS DE EXPORTACIÓN	PRECIO USD/BL
Castilla Blend	BRENT-7,0
South Blend	BRENT-3,0
Magdalena Blend	BRENT-9,0
Vasconia	BRENT-4,0
Vasconia Norte	BRENT-4,5

Fuente: cálculos propios con información de ECOPETROL

12.2.1.3 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 efectúan 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.

12.2.1.4 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 (°API y %S) entre los dos crudos.

En el estudio realizado en el año 2018, con la serie de datos de las exportaciones de crudos colombianos y los precios del crudo Brent para el periodo comprendido entre los años 2015- 2018, se efectuaron regresiones lineales para determinar una ecuación que valore las diferencias de °API y contenido de azufre entre diferentes crudos. La ecuación resultante se muestra en la Tabla 5 y será la misma que se utilizará en el modelo matemático para el presente estudio:

Tabla 5 Corrección de precio de crudos por °API y %S

CALCULO DEL PRECIO DE LOS CRUDOS	
$CR_A = CR_{ref} + 0,7522*(\Delta^\circ API) + 0,8276*(\Delta\%S)$	
donde:	
CR_A	= precio del crudo A en USD/BI
CR_{ref}	= precio del crudo de referencia en USD/BI
$\Delta^\circ API$	= diferencia de °API entre CR_A y CR_{ref}
$\Delta\%S$	= diferencia de %S entre CR_A y CR_{ref}

Fuente: cálculos propios

12.2.1.5 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.

13 COSTOS

13.1 INFORMACIÓN DE COSTOS DE OPERACIÓN, HALLAZGO Y DESARROLLO EN LOS CAMPOS DE PETRÓLEO Y GAS

En este capítulo se tratará la información de costos que se utilizaron en la base de datos del modelo. Para el cálculo de los costos de operación y hallazgo no se contó con la información que hace parte de los informes de recursos y reservas (IRR 2019) y demás información relacionada como los flujos de caja, que apoyaría una mayor cercanía a los estimativos realizados por las compañías. A pesar de lo anterior, la UT con el propósito de poder extraer información confiable y actualizada, investiga, revisa y analiza los reportes anuales, semestrales o trimestrales que se encuentran en la web elaborados por las compañías operadoras relacionada con los costos operativos y de hallazgo, y calcula con las inversiones que se encuentran en el IRR del 2019 de las reservas Probadas No Produciendo, Probadas No Desarrolladas, Probables y Posibles los costos de desarrollo.

Teniendo en cuenta la relación existente entre recursos contingentes con las reservas probadas, probables y posibles, se realiza por parte de la UT igualmente el estimativo de costos de desarrollo correspondiente a estos recursos.

La información que se presenta en el IRR 2019, relacionada con inversiones y actividades de perforación presenta algunas inconsistencias que se mencionaran más adelante, y de cómo la UT realizó los ajustes correspondientes a los costos de desarrollo que afectaban.

A continuación, se presenta la información extraída de los reportes anuales de las compañías, fuente de información las páginas web.

13.1.1 ECOPETROL

Se toma como referencia el informe de resultados del tercer trimestre de 2020. Los costos de levantamiento (producción) se sitúan para todos los crudos diferentes a los pesados en 7,14 USD/BI y para los pesados por la dilución 9,67 USD/BI. Tabla 6

Tabla 6 Costos de producción integrados de Ecopetrol

USD/BI	3T 2020	3T 2019	Δ (%)	9M 2020	9M 2019	Δ (%)	% USD
Costo de Levantamiento*	7.22	8.53	(15.4%)	7.14	8.79	(18.8%)	18.8%
Costo de Dilución**	2.63	4.00	(34.3%)	2.53	4.32	(41.4%)	100.0%

* Calculado con base en barriles producidos sin regalías
** Calculado con base en barriles vendidos

Fuente: página WEB de Ecopetrol

Hay una gran variedad de campos, razón por la cual existe una diferencia para los crudos pesados de la cuenca Llanos en especial, teniendo en cuenta que la estructura de manejo e inyección de agua es más costosa para las operaciones en el campo Rubiales y Caño Sur por estar iniciando su explotación y por ende tienen una menor producción comparada con los campos de Castilla y Chichimene.

Hay otras diferencias de economías de escala que favorecen las operaciones en las cuencas de los Llanos orientales y el Valle Medio, así como la eficiencia de costos de empresas del grupo como Hocol en el Valle Superior del Magdalena, los Llanos Orientales y las operaciones de gas en la costa atlántica.

13.1.2 FRONTERA ENERGY

Se toma como referencia la Información operacional de la compañía a noviembre del año 2020, en la cual se presenta la información consolidada a septiembre de 2020. Tabla 7

Tabla 7 Información operacional de Frontera Energy a septiembre 2020

		Jan 1, 2020 - Dec 31, 2020 (Full year Guidance)	Jan 1, 2020 - Sep 30, 2020 (YTD Actuals)	Jul 1, 2020 - Dec 31, 2020 (Second Half Guidance)	Jul 1, 2020 - Sep 30, 2020 (Actuals)
Average Daily Production ⁽¹⁾	(boe/d)	46,000 - 48,000	49,765	40,000 - 43,000	43,202
Production Costs ⁽²⁾	(\$/boe)	\$9.5 - \$10.5	\$10.48	\$8.0 - \$9.0	\$8.97
Transportation Costs ⁽³⁾	(\$/boe)	\$11.0 - \$12.0	\$11.36	\$9.5 - \$10.5	\$9.89
Capital Expenditures ⁽⁴⁾	\$M	\$100 - \$120	\$83.2	\$20 - \$40	\$2.9
Total cash Minimum target - Dec 31, 2020	\$M	\$360	\$421	\$360	\$421
Cash & cash equivalents Minimum target - Dec 31, 2020	\$M	\$225	\$260	\$225	\$260

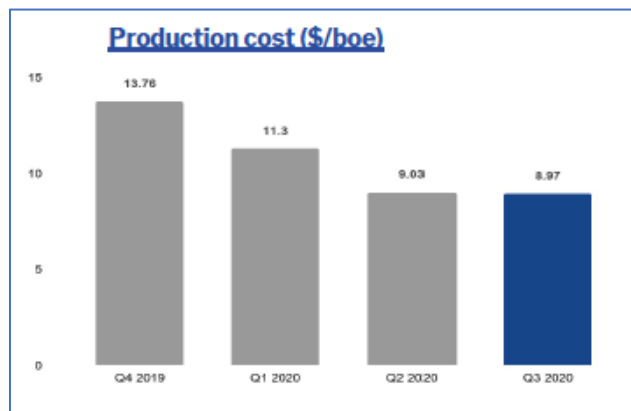
Fuente: Frontera Energy, Overview, Nov. 2020

Dado que Frontera tiene costos equivalentes a los crudos pesados de Ecopetrol, el costo promedio a septiembre fue del orden de 10,48 USD/BI contra los 9,67 USD/BI

de Ecopetrol, afectada por los menores volúmenes producidos por la pandemia. Si bien los valores son equivalentes, el costo de Frontera incluye el campo de la Creciente cuyo volumen es marginal y más del 90 % del barril equivalente de petróleo corresponden en un alto porcentaje a las áreas de Quifa, Sabanero, CPE 06 y Río Ariari.

En julio y septiembre con el repunte de la producción han logrado bajar los costos a 8,97 USD/BI. En todo caso, los costos en todas las empresas han tenido una mejora por acciones de racionalización y optimización de gastos y en especial menores pagos en servicios, tal como se aprecia para Frontera en la Figura 3.

Figura 3 Comparativos de costos de producción FRONTERA trimestres 2019 y 2020



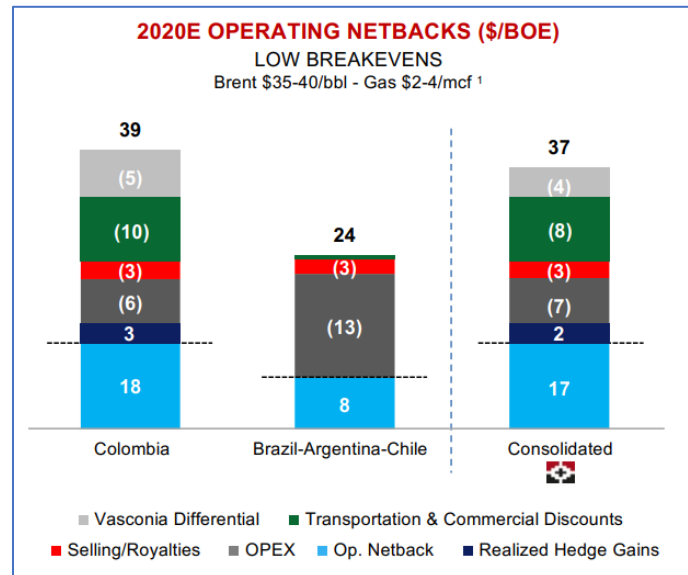
Fuente: Frontera Energy, Overview, Nov. 2020

Los costos de producción disminuyeron desde 13,76 USD/BI en el último trimestre del 2019 hasta 8,97 USD/BI en el tercer trimestre de 2020. El costo operativo tiende a incrementar con la recuperación de precios del petróleo por encima de 50 USD/BI, lo que permite producir pozos de menor potencial y por consiguiente mayores costos de operación, siempre que el margen sea el esperado por la compañía.

13.1.3 GEOPARK

En la Figura 4 se presenta la distribución de costos y el “netback” operativo de la operación de “Geopark” en su reporte de resultados del tercer trimestre del año 2020 es la siguiente:

Figura 4 Distribución de Costos Geopark



Fuente: Geopark informe resultados a septiembre 2020

La operación más importante de Geopark es la que se realiza en Colombia, básicamente explotando petróleo, con un precio de venta del orden de 39 USD/BI., en los otros países como aprecia el precio de venta de 24 USD/BI es la equivalencia para un precio de gas del orden de 4,27 USD/KPC que produce en esos países.

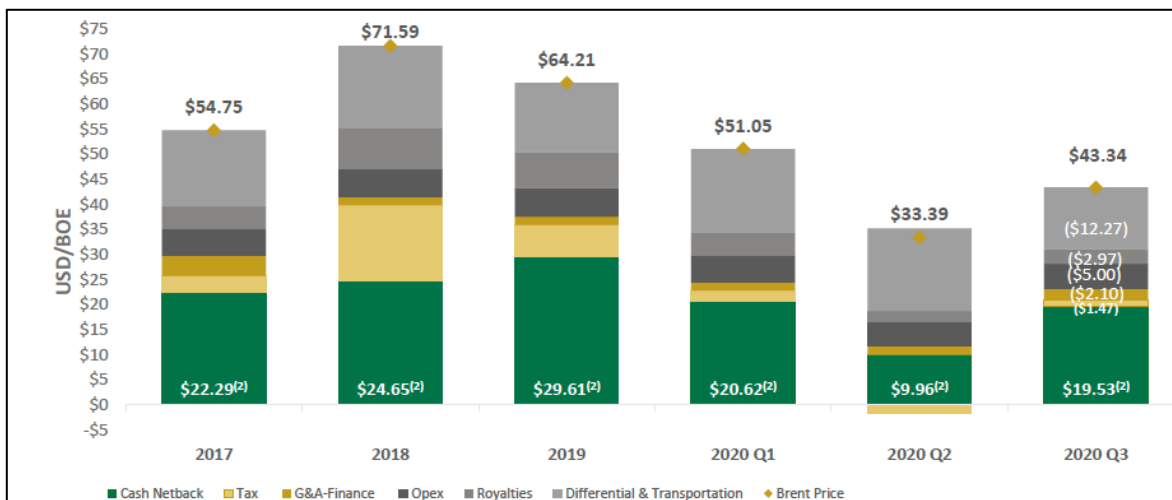
Los costos de operación que en su mayoría reflejan la operación en los campos del contrato Llanos 34 se sitúa en los 6 USD/BI, los costos de transporte son del orden de los 10 USD/BI, un poco superiores a los costos de Frontera y Ecopetrol que tienen participación en los oleoductos que utilizan en sus campos y el castigo por calidad ha sido alto de entre 4 y 5 USD/BI.

Para la importante operación de Geopark en el putumayo con la compra de Platanillo, los costos operacionales totales se estiman en 12 USD/BI, y los costos de transporte por el Oleoducto binacional de Amerisur, Colombia- Ecuador, el costo de transporte del campo a esmeraldas se sitúa en el orden de los 4 USD/BI. El castigo por calidad del precio Brent entre 4 y 5 USD/BI.

13.1.4 PAREX RESOURCES

A continuación, se presenta la distribución de costos y el “netback” operativo histórico de la compañía “Parex Resources” en el periodo 2017 a 2020, Figura 5, tomado de la presentación corporativa de la empresa a los inversionistas en noviembre de 2020:

Figura 5 Distribución de Costos y Netback operativo Parex Resources



Fuente: Informe de resultados Parex Resources a Septiembre 2020

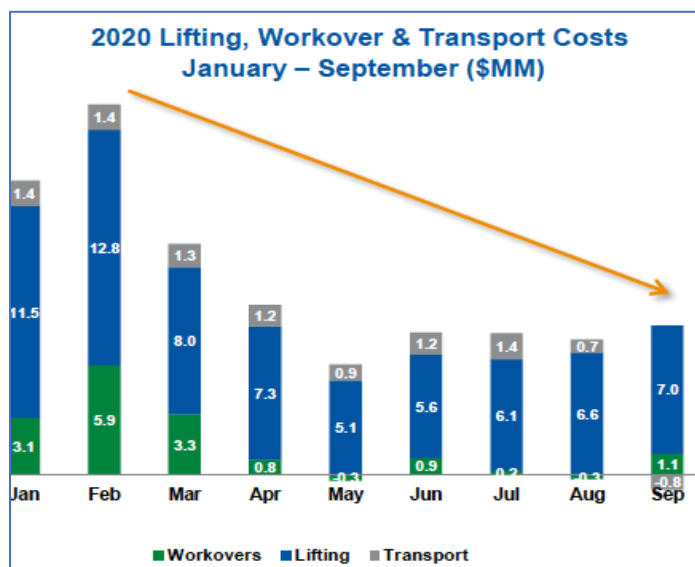
Los costos de transporte y castigo de calidad de Parex se sitúan en los 12,27 USD/BI. Parex es una de las empresas más eficiente en la operación en Colombia, como lo muestran sus costos de operación del orden de 5 USD/BI.

A medida que los precios del crudo aumenten, incrementan las operaciones de producción y su costo, en los últimos 3 años en todo caso ha estado en el orden de los 7 USD/BI y se estima que ese será el costo operativo en el futuro de sus operaciones.

13.1.5 GRANTIERRA

A continuación, se presenta la estructura de costos planteada por la empresa Grantierra a su punto de venta. El costo de “workover” es importante en la operación del putumayo. En el informe corporativo del mes de noviembre, Figura 6, se presentan los resultados consolidados en periodo enero-septiembre del año 2020.

Figura 6 Estructura operativa de costos Grantierra



Fuente: Informe de resultados consolidados Grantierra septiembre 2020

Los costos de producción reportados durante el año 2020 por Grantierra, reduciendo al máximo los servicios de la operación y concentrándose en su operación más eficiente son del orden de los 7,5 USD/BI. Desde un costo del orden de 13 USD/BI, que se estima regresa desde el año 2021, cuando los precios del petróleo por encima de los 45 USD/BI. permiten retomar a pleno las operaciones en el Putumayo y en el Valle Medio del Magdalena con Acordionero. Lo que prima en las operaciones de toda la empresa es tener el margen necesario para operar, un costo entre 13 y 14 USD/BI le permite una operación plena.

En transporte, el costo reportado es representativo de su principal operación en el Magdalena Medio con Acordionero y ventas en Barrancabermeja del orden de 1 USD/BI. y ventas en punto cercano a sus campos en Putumayo.

13.1.6 CANACOL

El Grupo Canacol es el segundo productor de gas después de Ecopetrol. En la Costa Atlántica es hoy el principal productor por encima de Hocol del grupo Ecopetrol.

Del informe de gestión a septiembre del 2020, se estima que los costos operativos de los campos de Canacol se sitúan en el orden de 0,8 USD/KPC. Reporta un netback para el gas y líquidos asociados de 3,57 USD/KPC en, con un precio de venta de gas natural en boca de pozo que reporta Fedesarrollo para el área de 4,65 USD/KPC.

La información disponible sitúa los costos de operación para los campos importantes de gas natural en el VIM, SNSJ y Guajira entre 0,8 y 2 USD/KPC, lo que permite tener márgenes importantes descontando igualmente los costos de desarrollo y hallazgo inferiores en conjunto a los 2 USD/KPC.

13.1.7 REPORTES IRR 2019 Y CONSIDERACIONES ADICIONALES

Es importante tener en cuenta que para algunos campos la información de las operadoras reportada en informe del IRR de 2019, como es el caso para las inversiones de desarrollo son demasiado altas comparada con los volúmenes pronosticados en reservas Probadas No Desarrolladas, Probables y Posibles. Se normalizó la información de reservas en términos unitarios de dólares por barril para costos de desarrollo, costos operativos, costos de hallazgo y de transporte. Los diferentes escenarios responden a precios de 60 USD/BI de crudo Brent, teniendo en cuenta que el IRR 2019 se realizó a 63USD/BI.

Dado que no se contó con la información que podría explicar por qué se incluyen en las reservas volúmenes que requieren inversiones muy altas para que sean económicas con el valor de los precios que se evaluó el IRR 2019, la UT sugiere revisar la consistencia en la información entregada por las compañías.

Al precio utilizado para el reporte, todos los volúmenes de reservas en el flujo de caja que le entregan a la ANH deberían ser positivos incluyendo todos los costos operativos, de impuestos, financieros, regalías etc.. Se encontraron costos de desarrollo superiores a 30 USD/BI que, sumados a los otros costos de transporte, descuento por calidad y operación no podrían generar viabilidad económica para su desarrollo.

Cuando se encontraron estos datos, la UT revisó los costos de desarrollo de esos campos con datos anormales y utilizó costos de desarrollo de otros volúmenes de reservas o de campos en el mismo bloque y realizó los ajustes correspondientes.

El Piedemonte tiene una ventaja adicional para su producción actual, a pesar de los altos costos de perforación e inversiones de infraestructura, estos fueron pagados por su alta producción de petróleo, y el costo ha sido marginal. Una situación diferente se presentaría si la perforación de pozos se realizara exclusivamente para gas, y habría que considerar un ajuste de este precio a futuro, si fuese necesario, pareciera que no.

Fedesarrollo, en marzo del 2020 presentó un informe sobre el estudio realizado por los investigadores Juan Benavides y Sergio Cabrales sobre el mercado de gas natural, su proyección futura y los precios de gas para el nodo de consumo Bogotá (año de referencia 2019), Figura 7; considerando las principales opciones de oferta

incluidas la regasificadora del Cayao y una eventual planta de regasificación en Buenaventura.

Figura 7 Precios de gas para diferentes fuentes con Bogotá como nodo

	Cusiana	Ballena	Jobo	La Creciente	Ballena - Barranca	Cartagena	Buenaventura
Poder Calorífico (BTU/PC)	1133.8	996.9	1006.1	1037.6	1077.6	1000.0	1000.0
Precio en Boca de Pozo (USD/MBTU)	\$ 3.54	\$ 5.18	\$ 4.65	\$ 4.65	\$ 4.65	\$ 6.25	\$ 6.75
Tarifa de Transporte (USD/MBTU) con Barrancabermeja – Ballena	\$ 1.18	\$ 2.68	\$ 4.51	\$ 4.05	\$ 2.48	\$ 3.46	\$ 3.15
Precio Final (USD/MBTU) con Barrancabermeja – Ballena	\$ 4.72	\$ 7.86	\$ 9.16	\$ 8.70	\$ 7.13	\$ 9.71	\$ 9.90
Tarifa de Transporte (USD/MBTU) sin Barrancabermeja – Ballena	\$ 1.18	\$ 1.47	\$ 3.32	\$ 2.89	\$ 1.36	\$ 2.14	\$ 3.15
Precio Final (USD/MBTU) sin Barrancabermeja – Ballena	\$ 4.72	\$ 6.65	\$ 7.96	\$ 7.54	\$ 6.01	\$ 8.39	\$ 9.90

Fuente: Fedesarrollo marzo 2020. Hacia un mercado único de gas en Colombia

Para la población de Bogotá el consumo residencial, medios de transporte, carga e industrias, la cercanía e infraestructura desde el piedemonte y la potencialidad de esa área hace que mientras exista esta fuente no habría para el nodo y gran parte del interior mejor posibilidad económica de abastecimiento.

Igualmente, se evalúa el nodo Barranquilla (año de referencia 2019), Figura 8, con las principales posibilidades de oferta, si se contará con la regasificadora del Cayao y la eventual regasificadora del pacífico.

Figura 8 Precio de gas con diferentes fuentes nodo Barranquilla

	Cusiana	Ballena	Jobo	La Creciente	Campos Ballena - Barranca	Cartagena	Buenaventura
Poder Calorífico (BTU/PC)	1133.8	996.9	1006.1	1037.6	1077.6	1000.0	1000.0
Precio en Boca de Pozo (USD/MBTU)	\$4.39	\$6.41	\$5.76	\$5.76	\$5.76	\$7.51	\$8.04
Tarifa de Transporte (USD/MBTU) con Barrancabermeja – Ballena	\$3.02	\$0.56	\$1.41	\$1.02	\$1.71	\$0.28	\$4.54
Precio Final (USD/MBTU) con Barrancabermeja – Ballena	\$7.42	\$6.98	\$7.17	\$6.78	\$7.46	\$7.79	\$12.59
Tarifa de Transporte (USD/MBTU) sin Barrancabermeja – Ballena	\$1.90	\$0.56	\$1.41	\$1.02	\$0.52	\$0.28	\$3.27
Precio Final (USD/MBTU) sin Barrancabermeja – Ballena	\$6.29	\$6.98	\$7.17	\$6.78	\$6.28	\$7.79	\$11.31

Fuente: Fedesarrollo marzo 2020. Hacia un mercado único de gas en Colombia

Para este nodo en la evaluación hace falta la mejor opción hoy que es la de los campos de Merecumbé y Bullerage del bloque SN SJ-1 que quedan escasos 30 y 40 kilómetros de Barranquilla, la campaña de exploración en el bloque Perdices de Hocol y Lewis le darán adicional a la creciente y Ballena las mejores opciones a la

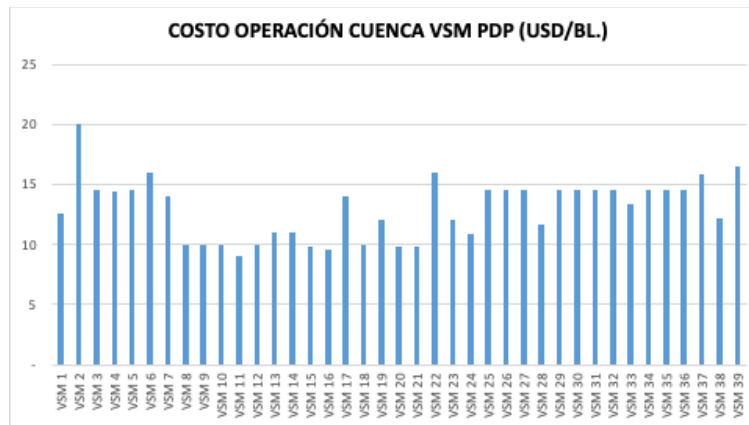
más importante ciudad de la Costa Atlántica, hoy disponen de los hallazgos realizados de más de 30 MPCD y una actividad exploratoria alrededor de la ciudad de Barranquilla tendrían un impacto enorme para el futuro desarrollo de la sociedad en la presente década, porque haría más barato el suministro de gas para todos los sectores.

13.2 COSTOS INGRESADOS AL MODELO PARA LA CONSOLIDACION DE ESCENARIOS – CAMPOS DE CRUDO

13.2.1 COSTOS DE OPERACIÓN PETROLEO RESERVAS PROBADAS DESARROLLADAS

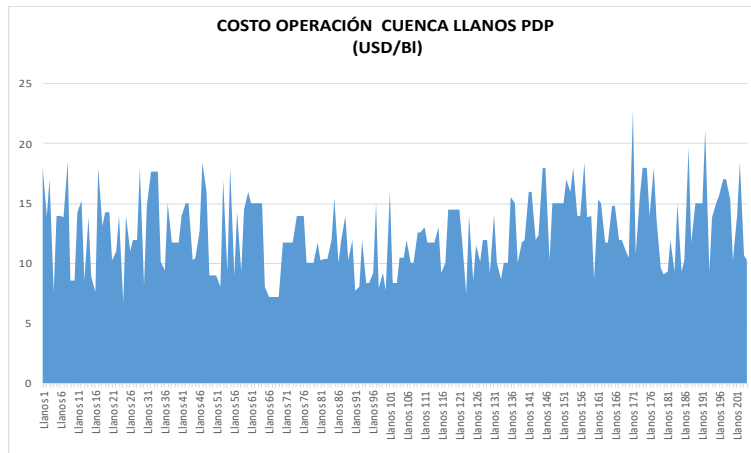
Las Figura 9 y Figura 10, se presentan los costos generados para el modelo tenido en cuenta la información de las empresas al mes de septiembre de 2020 con sus informes de resultados, y el análisis de costos de la ANH en el año 2018.

Figura 9 Costos de Operación VSM - Reservas Probadas Produciendo



Fuente: Cálculos propios UT Prospección UPME 2020

Figura 10 Costos de Operación Llanos - Reservas Probadas Produciendo



Fuente: Cálculos propios UT Prospección UPME 2020

La mayoría de los campos de la cuenca del Valle Superior del Magdalena producen sus reservas probadas desarrolladas con costos de operación entre 10 y 15 USD/BI, solo un campo requiere cerca de 20 USD/BI por una menor producción con respecto a los gastos y costos operativos.

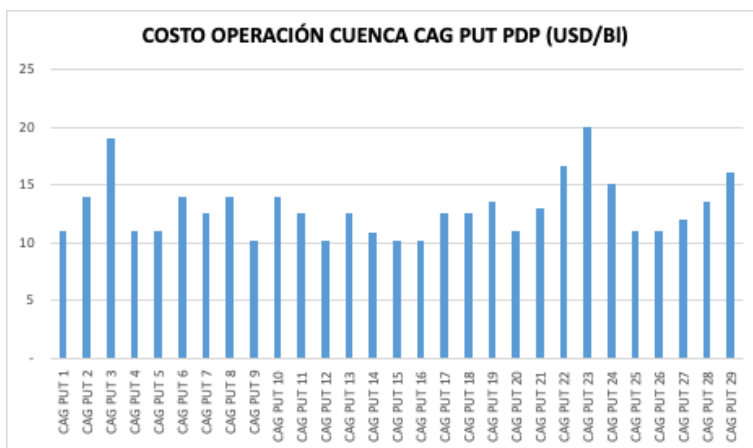
En los campos de la Cuenca Llanos se presenta el mismo comportamiento promedio con costos de operación entre 10 y 15 USD/BI., con algunos campos con costos operativos por debajo de los 10 USD/BI y unos pocos por encima de 20 USD/BI.

Figura 11 Costos de Operación VMM - Reservas Probadas Produciendo



Fuente: Cálculos propios UT Prospección UPME 2020

Figura 12 Costos de Operación Cag-Put - Reservas Probadas Produciendo



Fuente: Cálculos propios UT Prospección UPME 2020

El promedio en los costos de operación para los campos de las cuencas Caguan Putumayo y Valle Medio del Magdalena (Figura 11 y Figura 12) en sus reservas probadas desarrolladas e encuentran cerca de los 10 USD/BI., los campos por encima de este costo de operación se relacionan con procesos de recuperación mejorada con la inyección de polímeros.

Los pocos campos en operación en las cuencas Catatumbo, Cordillera y VIM tienen costos operación para sus reservas probadas desarrolladas entre 15 y 20 USD/BI.

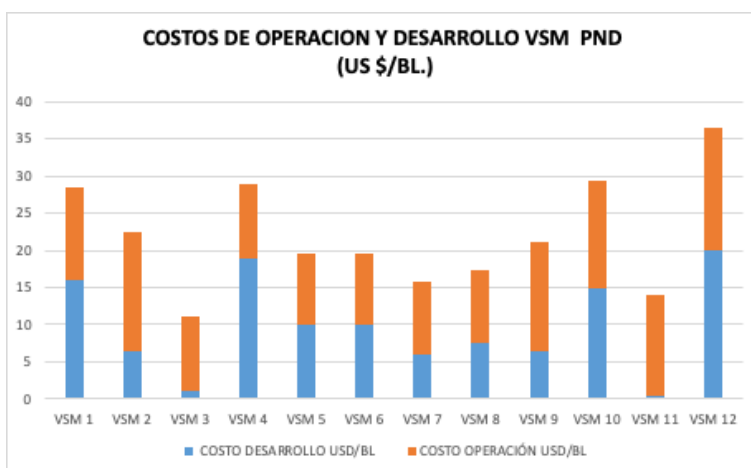
13.2.2 COSTOS DE OPERACIÓN Y DESARROLLO PETROLEO RESERVAS PROBADAS NO DESARROLLADAS

En las Figura 13 y Figura 14, se presentan integrados los costos de desarrollo y operación para las reservas probadas no desarrolladas, de las cuencas con mayor operación en el país.

En la cuenca del Valle Superior del Magdalena los campos tienen costos desde los 10 a los 30 USD/BI., con costos de transporte vigentes desde Tenay a Vasconia de 2,4 USD/bi y desde ahí hasta la refinería de Barrancabermeja o puerto de exportación de 1 y 4 dólares. Los márgenes de los campos de la cuenca soportan precios de Brent de 40 a 45 USD por barril.

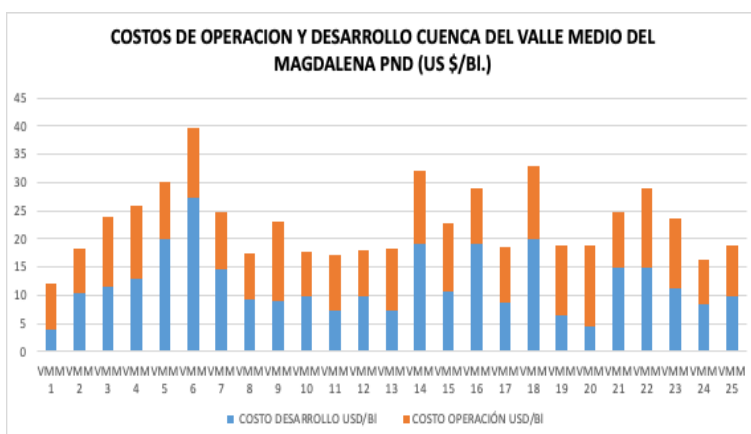
En el Valle Medio del Magdalena los campos tienen una situación más cómoda en tarifas de transporte, con la mayoría de campos con costos de operación y desarrollo entre los 15 y 25 USD/BI, con unos pocos campos entre 30 y 40 USD/BI. En general la mayoría de campos pueden desarrollar y operar las reservas probadas con precios Brent entre 35 y 40 USD/BI., y unos pocos que requieren 50 USD/BI de precio de referencia Brent.

Figura 13 Costos de Operación y de Desarrollo VSM – Reservas Probadas no Desarrolladas



Fuente: Cálculos propios UT Prospección UPME 2020

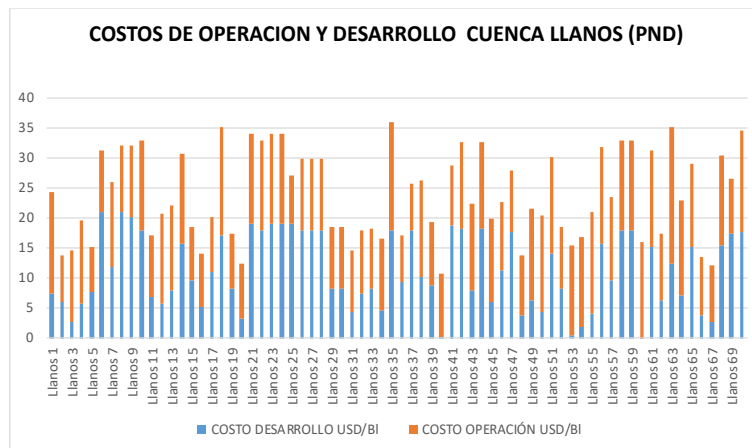
Figura 14 Costos de Operación y de Desarrollo VMM– Reservas Probadas no Desarrolladas



Fuente: Cálculos propios UT Prospección UPME 2020

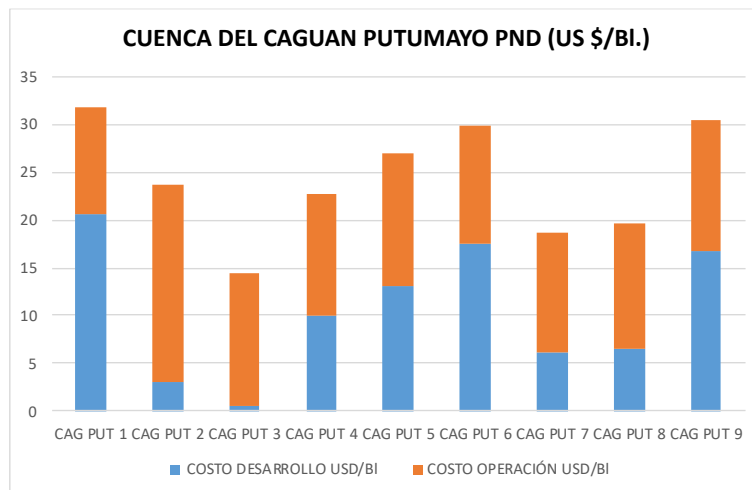
La actividad en la cuenca más importante del país, los llanos orientales con más de 170 campos que presentaron actividades de desarrollo en el IRR 2019 para las reservas probadas, manejan en su mayoría costos entre los 15 y 35 USD/Bl., los diferentes tramos de oleoductos manejan costos del orden de 5 y 7 dólares por barril hasta Vasconia o puerto de exportación en Coveñas y permiten el desarrollo entre 40 y 45 USD/Bl.; sin embargo, los campos que están cerca de la operación de Rubiales o en el Casanare, los alejados de las conexiones de los principales oleoductos de la cuenca requieren 2 a 5 USD/Bl adicionales de transporte y si son crudos pesados del orden de 2 USD/Bl por diluyente de esa forma para su desarrollo necesitan precios mayores a 55 USD/Bl de crudo referencia Brent (Figura 15).

Figura 15 Costos de Operación y de Desarrollo Llanos– Reservas Probadas no Desarrolladas



Fuente: Cálculos propios UT Prospección UPME 2020

Figura 16 Costos de Operación y de Desarrollo Caguán Putumayo– Reservas Probadas no Desarrolladas



Fuente: Cálculos propios UT Prospección UPME 2020

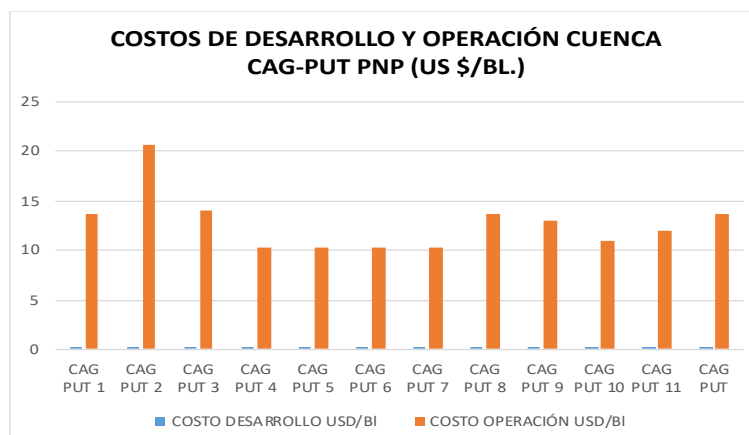
Los campos de la Cuenca Caguán Putumayo presentan costos de desarrollo y operación del orden de 15 a 30 USD/BI. Con la opción actual del Oleoducto Binacional y una tarifa reducida en el Oleoducto Transandino entre Orito y Tumaco se pueden manejar Costos de transporte entre 4 y 6 USD/BI para los campos cercanos a Orito y Platanillo, y entre 13 y 15 USD para los más alejados, Figura 16.

Los campos con mejores condiciones en tarifas de transporte tienen margen operativo para su desarrollo y operación con precios para el petróleo de referencia Brent entre 40 y 45 USD/BI. lo que están más alejados y pagan las tarifas integradas de transporte más altas requieren entre 50 y 55 USD/BI.

13.2.3 COSTOS DE OPERACIÓN Y DESARROLLO PETROLEO RESERVAS PROBADAS NO PRODUCIENDO

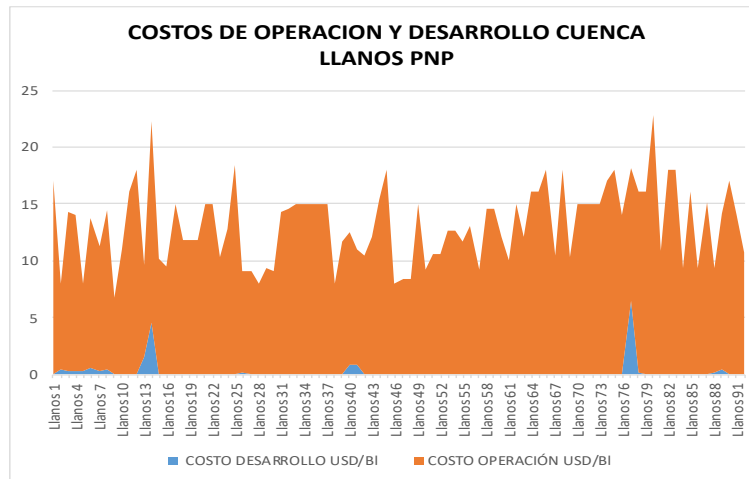
En las siguientes figuras, muestran los costos de operación y desarrollo de las reservas probadas no produciendo. Los costos de desarrollo se refieren a trabajos de reacondicionamiento menores de cambios de bomba, algunos cañoneos o trabajos remediales de bajo costo, corresponden prácticamente a los campos operativos de los campos reportados en el IRR 2019 por las empresas a la ANH para esta clasificación de reservas probadas.

Figura 17 Costos de Operación y de Desarrollo Caguán Putumayo - Reservas Probadas no Produciendo



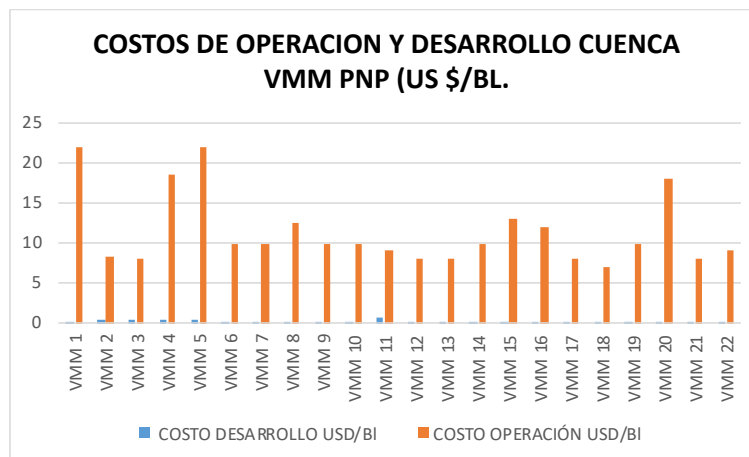
Fuente: Cálculos propios UT Prospección UPME 2020

Figura 18 Costos de Operación y de Desarrollo Llanos - Reservas Probadas no Produciendo



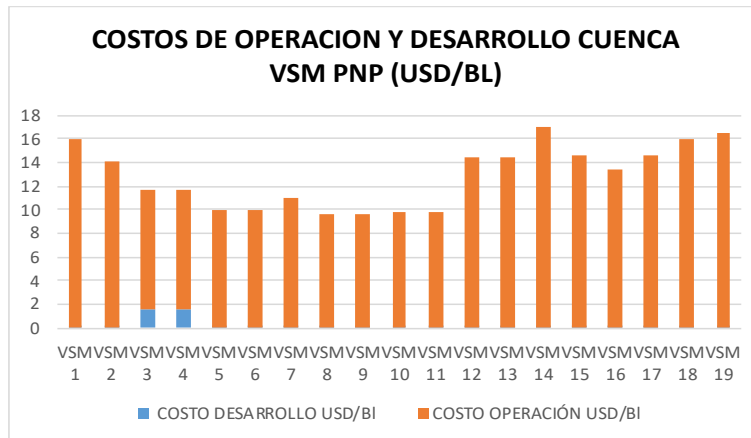
Fuente: Cálculos propios UT Prospección UPME 2020

Figura 19 Costos de Operación y de Desarrollo VMM - Reservas Probadas no Produciendo



Fuente: Cálculos propios UT Prospección UPME 2020

Figura 20 Costos de Operación y de Desarrollo VSM - Reservas Probadas no Produciendo



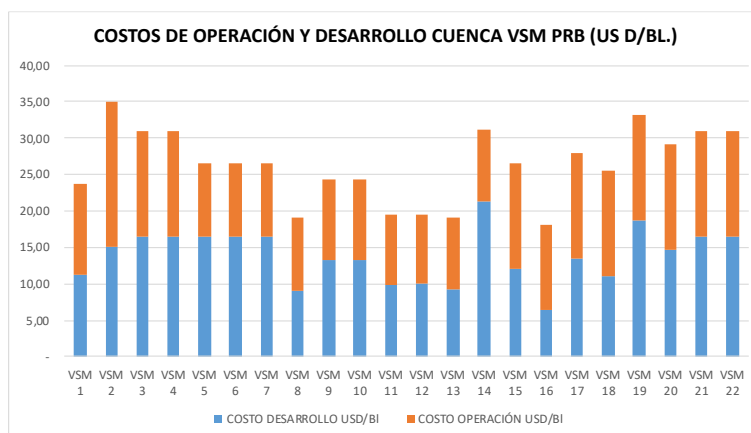
Fuente: Cálculos propios UT Prospección UPME 2020

Los costos de desarrollo más los operativos en los campos en los que se reportan inversiones para producir las reservas PNP están entre los 7 y 20 USD/BI., que manejan márgenes que permiten su desarrollo entre 30 y 40 USD/B. de precio para el petróleo de referencia Brent.

13.2.4 COSTOS DE OPERACIÓN Y DESARROLLO PETROLEO RESERVAS PROBABLES

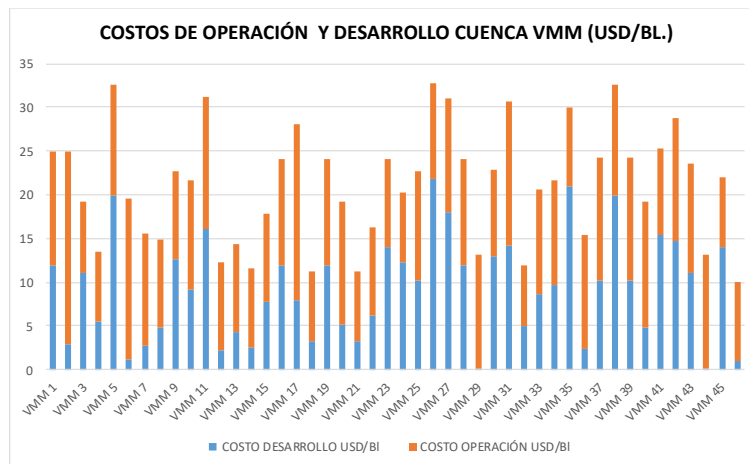
En la Figura 21 y Figura 22 se presentan los costos de desarrollo y operación de los campos que desarrollan reservas probables en el IRR 2019.

Figura 21 Costos de Operación y de Desarrollo VSM - Reservas Probables



Fuente: Cálculos propios UT Prospección UPME 2020

Figura 22 Costos de Operación y de Desarrollo VMM - Reservas Probables

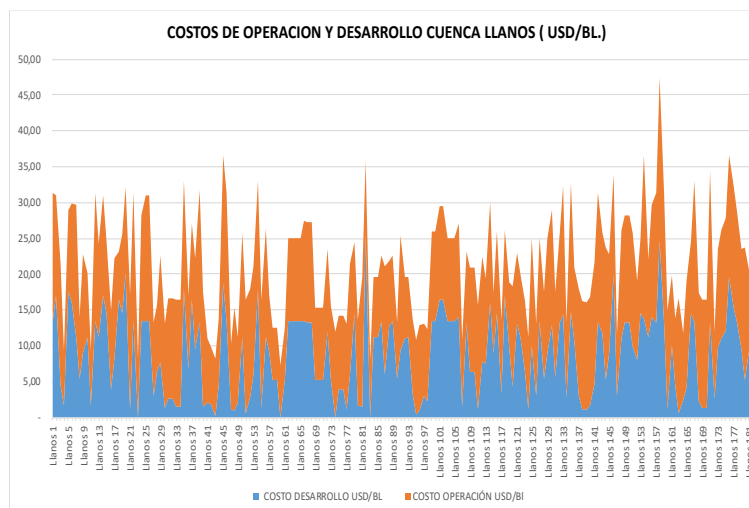


Fuente: Cálculos propios UT Prospección UPME 2020

En la Cuenca del Valle Superior del Magdalena, los costos en promedio se sitúan en los 25 USD/bl, con algunos entre 30 y 35 USD/BL. La mayoría de los campos pueden desarrollar sus reservas probables con precios de petróleo referencia Brent de 40 USD/BL., y unos pocos requieren entre 45 y 50 USD/BL.

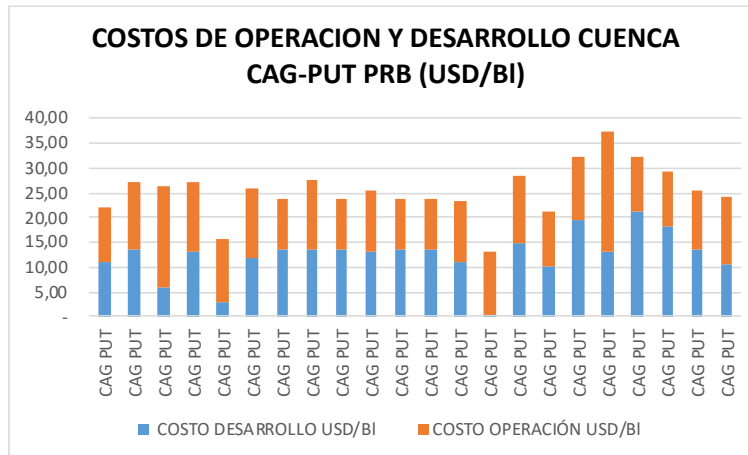
En la Cuenca del VMM, la mayoría de lo campos presentan costos de operación más desarrollo en promedio de 20 USD/BL., con unos pocos campos que se sitúan entre los 20 y 32 USD/BL para el desarrollo de las reservas probables. Estos valores indican que con precios de petróleo referencia Brent entre 30 y 35 USD/BL., se pueden realizar las actividades para producir estos volúmenes. Para los campos de cerca de 32 USD/BL., se requieren precios Brent del orden de 45 USD/BL o superiores para hacer atractiva la explotación de las reservas probables.

Figura 23 Costos de Operación y de Desarrollo Llanos - Reservas Probables



Fuente: Cálculos propios UT Prospección UPME 2020

Figura 24 Costos de Operación y de Desarrollo Caguán-Putumayo - Reservas Probables



Fuente: Cálculos propios UT Prospección UPME 2020

En la Cuenca de los Llanos Orientales la mayor cantidad de las reservas probables presentan costos integrados de operación y desarrollo entre 20 y 25 USD/Bl., con algunos campos entre 25 y 40 USD/Bl., Con estos costos integrados la mayoría de los campos pueden desarrollar las reservas probables con un precio de petróleo de referencia Brent de 40 USD/Bl. sin embargo, los campos cercanos al intervalo 30 a 40 USD/Bl. de costos requieren campos entre 50 y 60 USD/Bl, Figura 23.

En la cuenca de Caguán Putumayo, la mayoría de campos tienen un costo integrado de desarrollo más operación de 25 USD/Bl, con pocos campos entre 25 y 37 USD/Bl.,Figura 24.

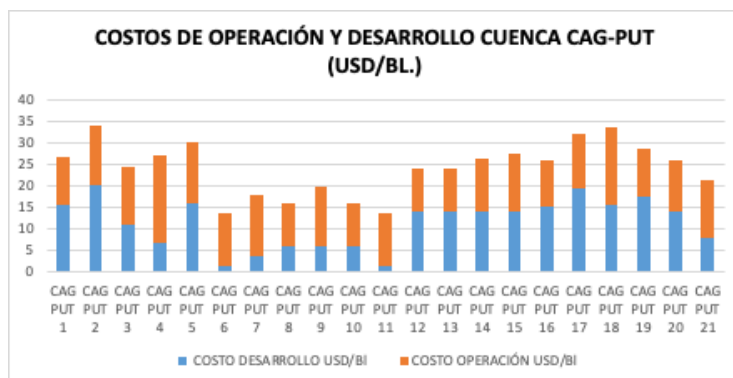
Para la tendencia promedio de costos de los campos con un precio de petróleo de referencia Brent de 40 USD/Bl., se pueden desarrollar las reservas probables de estos campos. Los campos cercanos a 37 USD/Bl. requieren un precio Brent de 50 USD/Bl o superior.

13.2.5 COSTOS DE OPERACIÓN Y DESARROLLO PETROLEO RESERVAS POSIBLES

En las Figura 25 y Figura 26, se presenta la información integrada de costos de operación y desarrollo para llevar a cabo las actividades de las reservas posibles.

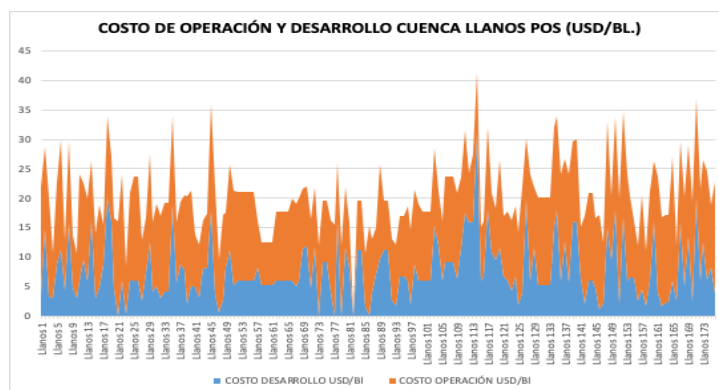
En la Cuenca de Caguán Putumayo los costos integrados de operación más desarrollo se sitúan en promedio en los 25 USD/Bl., con precios de petróleo referencia Brent de 40 USD/Bl., el desarrollo de las reservas posibles es viable. Los pocos campos con costos integrados cercanos 35 USD/Bl., el precio Brent para viabilizar el desarrollo de las reservas posibles sería de 45 a 50 USD/Bl.

Figura 25 Costos de Operación y de Desarrollo Caguán-Putumayo – Reservas Posibles



Fuente: Cálculos propios UT Prospección UPME 2020

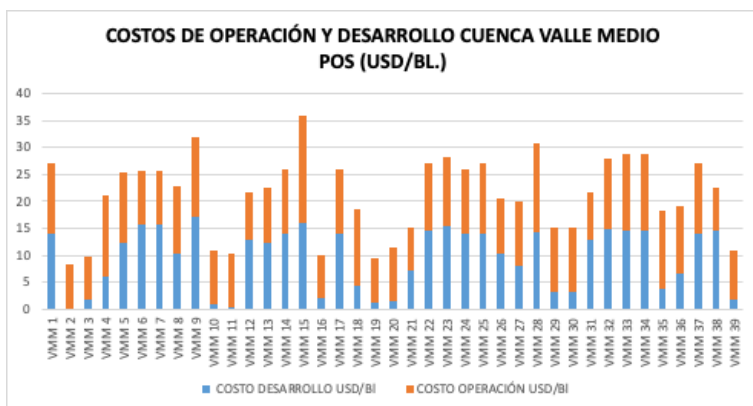
Figura 26 Costos de Operación y de Desarrollo Llanos - Reservas Posibles



Fuente: Cálculos propios UT Prospección UPME 2020

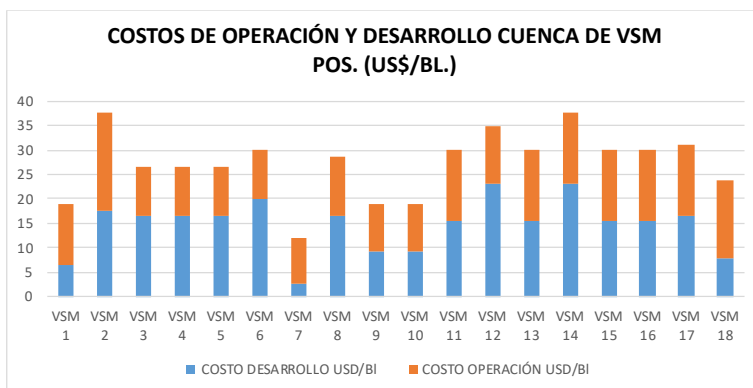
Los costos de operación y desarrollo en promedio de los campos en la cuenca Llanos para el desarrollo de las reservas posibles estarían por debajo de los 25 USD/BI. Los precios del petróleo referencia Brent de 35 a 40 USD/BI., permitirían el desarrollo de estas reservas posibles. Para los campos con costos entre 30 y 40 USD/BI. que desarrollarían reservas posibles se requerirían entre 50 y 60 USD/BI. para hacer viable su desarrollo de las reservas posibles.

Figura 27 Costos de Operación y de Desarrollo VMM - Reservas Posibles



Fuente: Cálculos propios UT Prospección UPME 2020

Figura 28 Costos de Operación y de Desarrollo Llanos - Reservas Posibles



Fuente: Cálculos propios UT Prospección UPME 2020

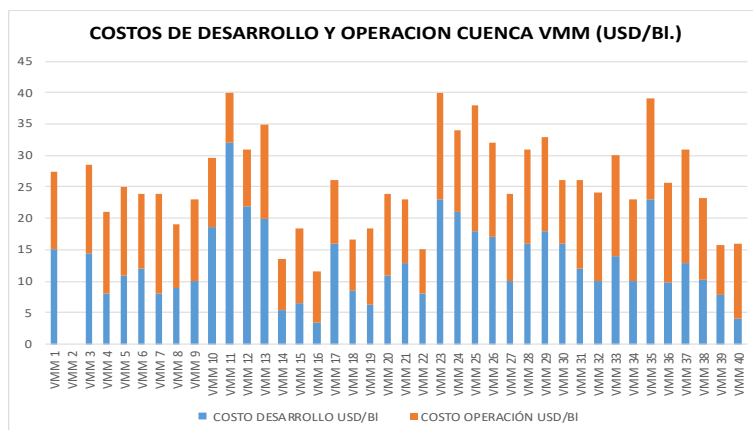
En la cuenca del Valle Medio del Magdalena los costos integrados de operación y desarrollo están en la mayoría de campos por debajo de 25 USD/BI para desarrollar las reservas posibles. Los campos reportados requieren entre 20 y 35 USD/BI. de precio del petróleo de referencia Brent para hacer viable el desarrollo de las reservas posibles. Para los pocos campos entre 25 y 35 USD se requerirían precios de petróleo Brent entre 35 y 45 USD para la viabilidad de las reservas posibles, Figura 27.

En la Cuenca del Valle Superior del Magdalena los costos integrados de operación y desarrollo se sitúan entre 10 y 25 USD/BI. con precios de Brent de 20 a 35 USD estas reservas posibles se pueden desarrollar, Figura 28. Para los campos con costos del orden de 35 USD/BI, se requerirían precios de Brent de por lo menos 45 USD/bl para el desarrollo de las reservas posibles.

13.2.6 COSTOS DE OPERACIÓN Y DESARROLLO PETROLEO RECURSOS CONTINGENTES

En las Figura 29 y Figura 30, se presentan los costos integrados de operación y desarrollo de las principales cuencas que desarrollarán recursos contingentes.

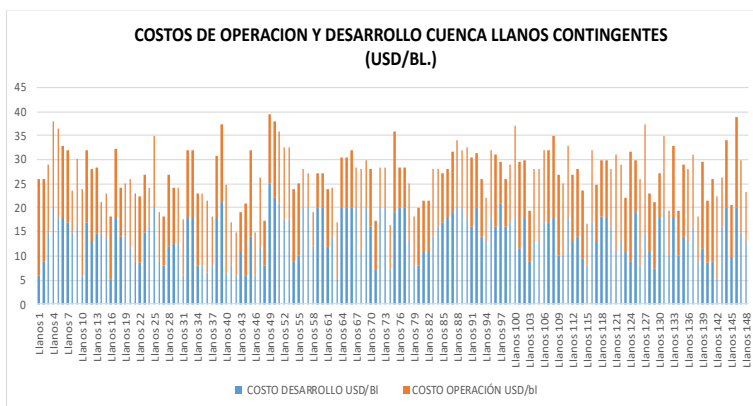
Figura 29 Costos de Operación y de Desarrollo VMM – Recursos Contingentes



Fuente: Cálculos propios UT Prospección UPME 2020

En la cuenca del Valle Medio del Magdalena la mayoría de campos presentan costos integrados de operación y desarrollo del orden de 25 USD/BI. o inferiores, en los proyectos que consideran recursos contingentes del presente estudio. El desarrollo de estos recursos se hace viable con precios de petróleo referencia Brent entre 30 y 35 USD/BI. Para los campos que se sitúan entre 35 y 40 USD/BI., su viabilidad requiere entre 45 y 55 USD/BI.

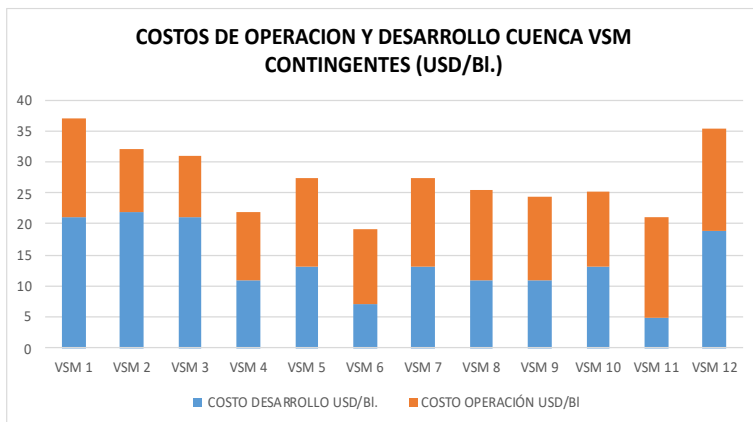
Figura 30 Costos de Operación y de Desarrollo Llanos – Recursos Contingentes



Fuente: Cálculos propios UT Prospección UPME 2020

En los recursos contingentes de la Cuenca Llanos los costos de desarrollo más operación se ubican en promedio en los 30 USD/BL. con precios de petróleo referencia Brent de 45 USD/BL se daría viabilidad a su desarrollo y consecuente producción. Algunos campos presentan costos integrados que se sitúan entre 35 y 40 USD/BL, y requerirían entre 50 y 55 USD/BL. de precio de petróleo de referencia Brent para la viabilidad de esos volúmenes de recursos contingentes.

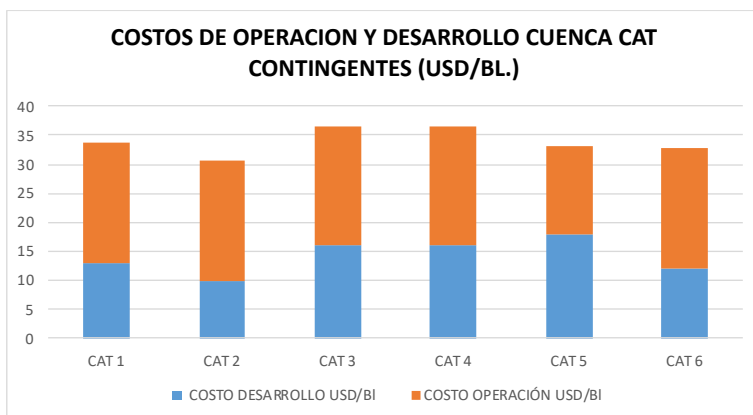
Figura 31 Costos de Operación y de Desarrollo VSM – Recursos Contingentes



Fuente: Cálculos propios UT Prospección UPME 2020

Los costos integrados de desarrollo y operación en los recursos contingentes de los campos de la cuenca del Valle Superior del Magdalena se sitúan en general por debajo de los 30 USD/BL. Los precios del petróleo de referencia Brent desde los 35 a 40 USD/BL., le darían viabilidad a la explotación de estos volúmenes contingentes, Figura 31. Para los campos con costos del orden de 35 USD/BL. se requieren precios del orden de 45 USD para darle viabilidad a la explotación de sus recursos contingentes.

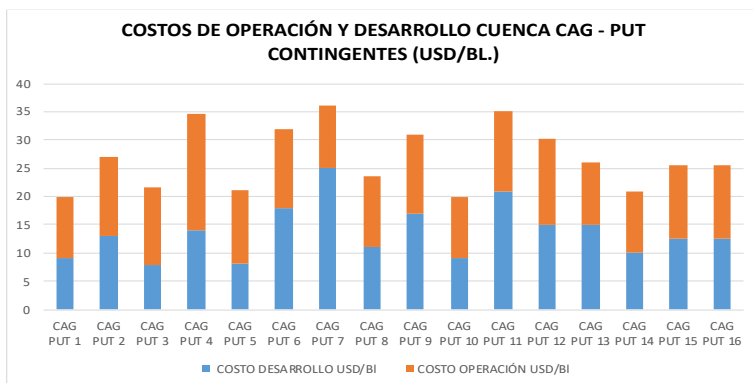
Figura 32 Costos de Operación y de Desarrollo Catatumbo – Recursos Contingentes



Fuente: Cálculos propios UT Prospección UPME 2020

En la cuenca del Catatumbo, los costos de operación y desarrollo, los recursos contingentes se sitúan en el orden de los 35 USD/Bl., Figura 32. Se requieren precios de petróleo del orden de 50 USD/Bl., para hacer viable su explotación.

Figura 33 Costos de Operación y de Desarrollo Cag-Put – Recursos Contingentes



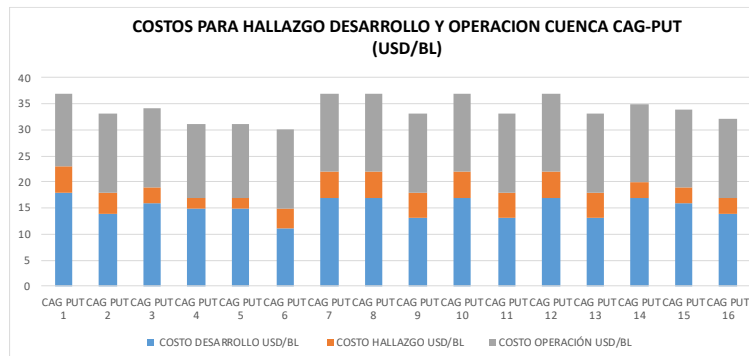
Fuente: Cálculos propios UT Prospección UPME 2020

En la cuenca de Caguán Putumayo los costos de desarrollo más costos de operación en general para los campos con recursos contingentes para desarrollar, están en el orden de los 25 USD/Bl, con 35 a 40 USD/Bl de precio para el petróleo Brent estos volúmenes serían viables comercialmente, Figura 33. Los pocos campos con costos integrados de 30 a 35 USD/Bl, tendrían viabilidad con precios del Brent entre 45 y 50 USD/Bl.

13.2.7 COSTOS DE OPERACIÓN, DESARROLLO Y HALLAZGO RECURSOS PROSPECTIVOS DE PETROLEO

A continuación, se muestran el comportamiento de los costos integrados de hallazgo, desarrollo y operación para los campos con inversiones de hallazgo más relevantes en el presente estudio.

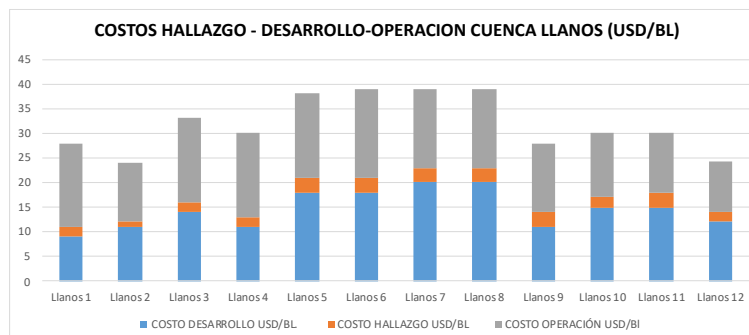
Figura 34 Costos de Operación y de Desarrollo Cag.-Put. – Recursos Prospectivos



Fuente: Cálculos propios UT Prospección UPME 2020

En general las oportunidades exploratorias en la cuenca del Caguán Putumayo tienen costos integrados de hallazgo, desarrollo y operación entre 30 y 35 USD/Bl., los precios de Brent para el eventual desarrollo de estas oportunidades se sitúan entre 45 y 55 USD/Bl., Figura 34.

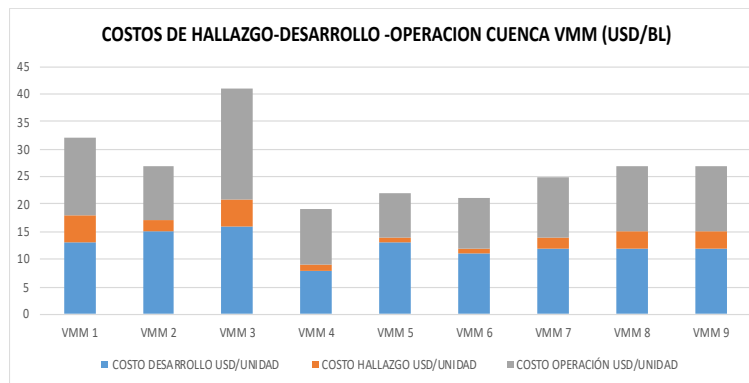
Figura 35 Costos de Operación y de Desarrollo Llanos – Recursos Prospectivos



Fuente: Cálculos propios UT Prospección UPME 2020

Los Costos de hallazgo, operación y desarrollo integrados de la cuenca llanos para las oportunidades exploratorias consideradas se sitúan entre los 25 y los 38 USD. Estos eventuales hallazgos requieren entre 40 y 55 USD/Bl para la viabilidad económica de explotación, Figura 35.

Figura 36 Costos de Operación y de Desarrollo VMM – Recursos Prospectivos



Fuente: Cálculos propios UT Prospección UPME 2020

Los eventuales costos de hallazgo, desarrollo y operación de los proyectos exploratorios del Valle Medio del Magdalena considerados en los pronósticos en general están en el orden de los 25 USD/Bl. con precios Brent entre 35y 40 USD/Bl. se lograría la viabilidad financiera de estos proyectos, Figura 36.

Proyectos de 40 dólares de costos integrados o más, como los proyectos que desarrollen volúmenes no convencionales requieren precios de petróleo Brent del orden de 55 a 60 USD/Bl para disponer de viabilidad económica en la cuenca.

13.3 COSTOS INGRESADOS AL MODELO PARA LA CONSOLIDACION DE ESCENARIOS – CAMPOS DE GAS

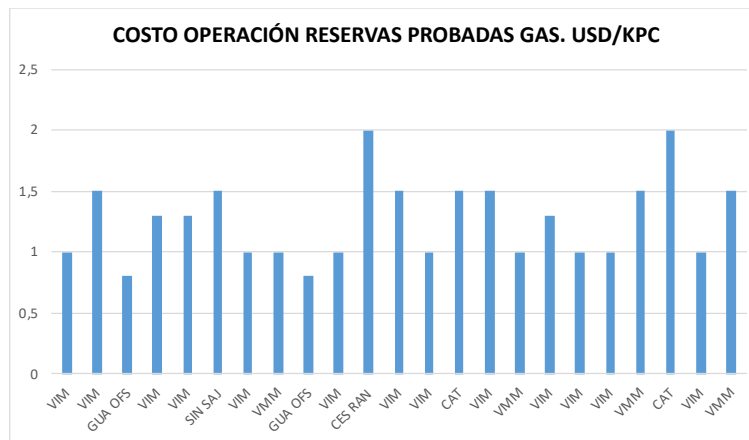
En los campos que tienen gas asociado, y el principal hidrocarburo en las decisiones de desarrollo es la producción de petróleo, lo costos están incluidos en el análisis anterior de petróleo.

Para los campos que producen pequeñas cantidades de hidrocarburos como La Creciente, Bullerengue, o Mamey el costo que prevalece es el de gas.

13.3.1 COSTOS DE OPERACIÓN RESERVAS PROBADAS

La Figura 37 se presenta los costos operacionales de las reservas probadas desarrolladas de los campos que producen principalmente gas.

Figura 37 Costos de Operación de Gas – Reservas Probad



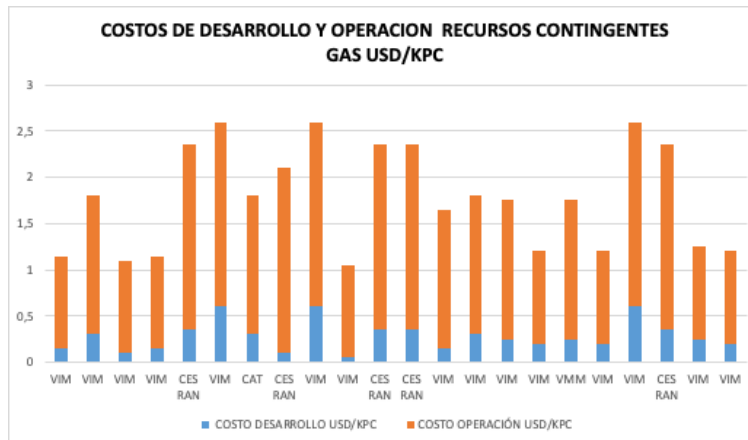
Fuente: Cálculos propios UT Prospección UPME 2020

El precio en general está en los 1,5 USD/KPC, con un costo máximo operacional de 2 USD/KPC, en campos de Cesar Ranchería por el manejo de volúmenes de agua con el gas asociado al carbón y Catatumbo por los efectos en la operación de sobre costos por seguridad del área. En general estos costos de las reservas probadas en todas las cuencas permiten la explotación con buenos márgenes para la operación.

13.3.2 COSTOS DE OPERACIÓN Y DESARROLLO RECURSOS CONTINGENTES DE GAS

En la Figura 38, se presentan los costos de operación y desarrollo de los recursos contingentes de gas de los campos considerados en los tres escenarios planteados y que se encuentran alrededor de los 2 USD/KPC con algunos campos cercanos a los 2,5 USD/KPC, lo que permite con los precios de gas del país que los proyectos asociados al desarrollo de los recursos contingentes tengan viabilidad.

Figura 38 Costos de Operación y de Desarrollo de Gas – Recursos Contingentes



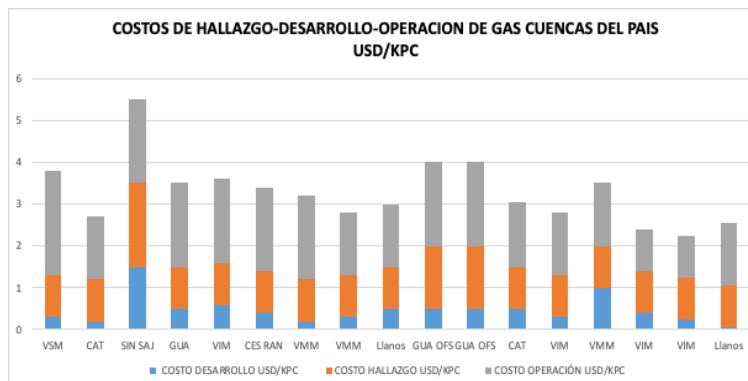
Fuente: Cálculos propios UT Prospección UPME 2020

Los mayores costos en algunos proyectos están asociado a los campos que producirían algunos volúmenes de líquidos, y en Cesar Ranchería a los costos en el manejo de agua en los yacimientos de CBM, (Coal Bed Methane).

13.3.3 COSTOS DE HALLAZGO, OPERACIÓN Y DESARROLLO RECURSOS PROSPECTIVOS DE GAS

Los costos asociados al eventual desarrollo de los recursos prospectivos que incluyen costos de hallazgo, desarrollo y operación en las diferentes cuencas onshore tendrían costos máximos de 3,5 USD/KPC. Para los desarrollos de los descubrimientos realizados en los últimos años en el offshore caribe, en la Guajira fue del orden de 4 USD/KPC y para el offshore de Sinú San Jacinto de 5,5 USD/KPC.

Figura 39 Costos de Hallazgo, Operación y Desarrollo de Gas



Fuente: Cálculos propios UT Prospección UPME 2020

Los desarrollos Onshore son viables con precios entre 4 y 5 USD/KPC. Mientras los campos offshore descubiertos, de corroborar su potencial requieren entre 6 y 8 USD/KPC para hacer atractiva su explotación.

14 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, recursos contingentes y los hidrocarburos por descubrir ("Yet to Find") se determinaron los siguientes escenarios:

14.1 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 yacimientos no convencionales.

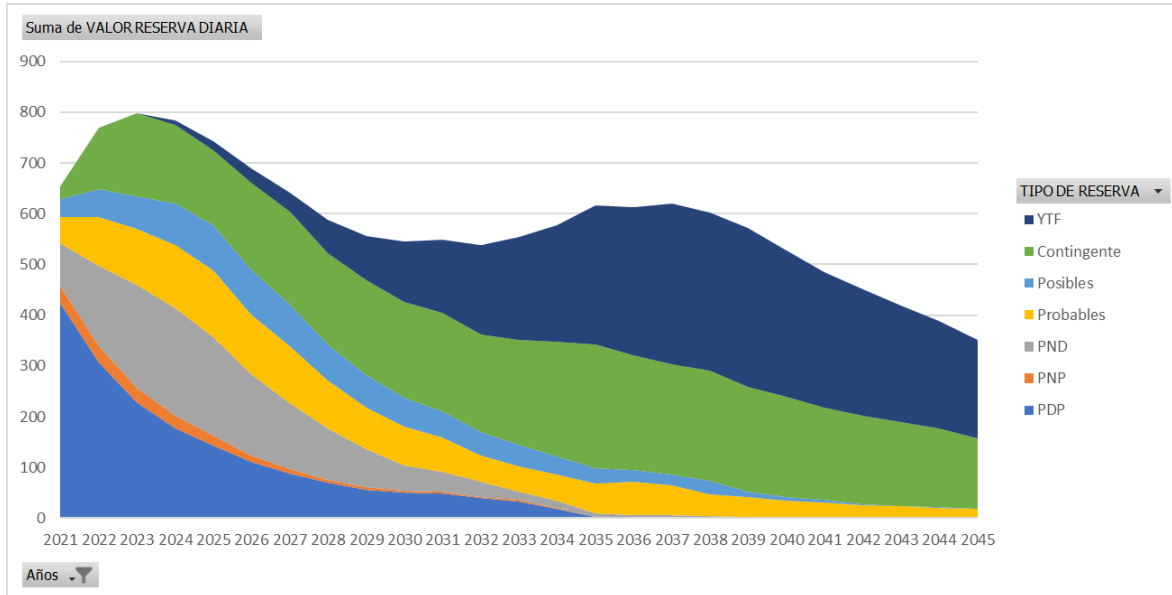
14.1.1 CUENCA DE LOS LLANOS ORIENTALES

En este escenario, se considera recuperar todos los volúmenes asociados a las reservas probadas, probables y posibles reportadas en el IRR 2019, así como los recursos contingentes reportados en el IRR 2019 (con un ajuste para los campos del contrato Cubarral de acuerdo con la última información de ECOPETROL) y los recursos contingentes adicionales considerados por la Unión Temporal para campos que se pueden viabilizar con contratos de asociación o campos que traían un error dentro del IRR2019 y que se les elaboró sus respectivos pronósticos de producción con campos análogos. Adicionalmente los recursos contingentes del campo Hurón y el proyecto completo del Incremental del Piedemonte.

En cuanto a los hidrocarburos por encontrar, se contempla el desarrollo de los recursos prospectivos considerados en la información del IRR 2019 entregada a la ANH por las compañías operadoras.

En la Figura 40 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 40 Producción de crudo cuenca de los Llanos – Escenario Alto – KBD



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

Tabla 8 Inversiones hallazgo y desarrollo de reservas y YTF Escenario Alto de crudo en la cuenca Llanos en millones de dólares.

CUENCA / TIPO DE RESERVA	VOLUMEN CALCULADO AÑO	COSTO DE DESARROLLO TOTAL	COSTO HALLAZGO TOTAL	COSTO OPERACIÓN TOTAL
Llanos	5.344.554,31	40.184.617,55	3.328.695,14	63.772.160,81
Contingente	1.630.021,53	13.581.263,44	-	18.195.054,19
PDP	656.142,23	-	-	7.011.437,14
PND	543.752,13	3.782.863,70	-	6.488.899,62
PNP	67.341,12	6.982,54	-	683.243,26
Posibles	363.051,40	1.696.119,98	-	4.709.473,98
Probables	598.840,36	3.427.091,25	-	6.645.851,91
YTF	1.485.405,54	17.690.296,64	3.328.695,14	20.038.200,71

Fuente: Cálculos propios UT Prospección UPME 2020

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 9. A pesar de 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.

Tabla 9 Transporte de crudo por oleoducto Escenario Alto en la cuenca Llanos en miles de barriles por día.

CUENCA	AÑO	PRODUCCIÓN DIARIA	Porvenir - Vasconia	Banadía - Ayacucho	Faltante Porvenir - Vasconia	Total Porvenir - Vasconia
Llanos	2021	692	692	0	0	692
Llanos	2022	818	818	68	68	750
Llanos	2023	851	851	101	101	750
Llanos	2024	836	836	86	86	750
Llanos	2025	791	791	41	41	750
Llanos	2026	736	736	0	0	736
Llanos	2027	684	684	0	0	684
Llanos	2028	626	626	0	0	626
Llanos	2029	592	592	0	0	592
Llanos	2030	579	579	0	0	579
Llanos	2031	583	583	0	0	583
Llanos	2032	569	569	0	0	569
Llanos	2033	585	585	0	0	585
Llanos	2034	609	609	0	0	609
Llanos	2035	652	652	0	0	652
Llanos	2036	648	648	0	0	648
Llanos	2037	653	653	0	0	653
Llanos	2038	635	635	0	0	635
Llanos	2039	602	602	0	0	602
Llanos	2040	556	556	0	0	556
Llanos	2041	512	512	0	0	512
Llanos	2042	475	475	0	0	475
Llanos	2043	443	443	0	0	443
Llanos	2044	411	411	0	0	411
Llanos	2045	372	372	0	0	372

Fuente: Cálculos propios UT Prospección UPME 2020

14.1.2 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 2019, así como los recursos contingentes reportados en el IRR 2019 y recursos contingentes adicionales considerados por la UT en el campo Búfalo con hallazgos de petróleo y

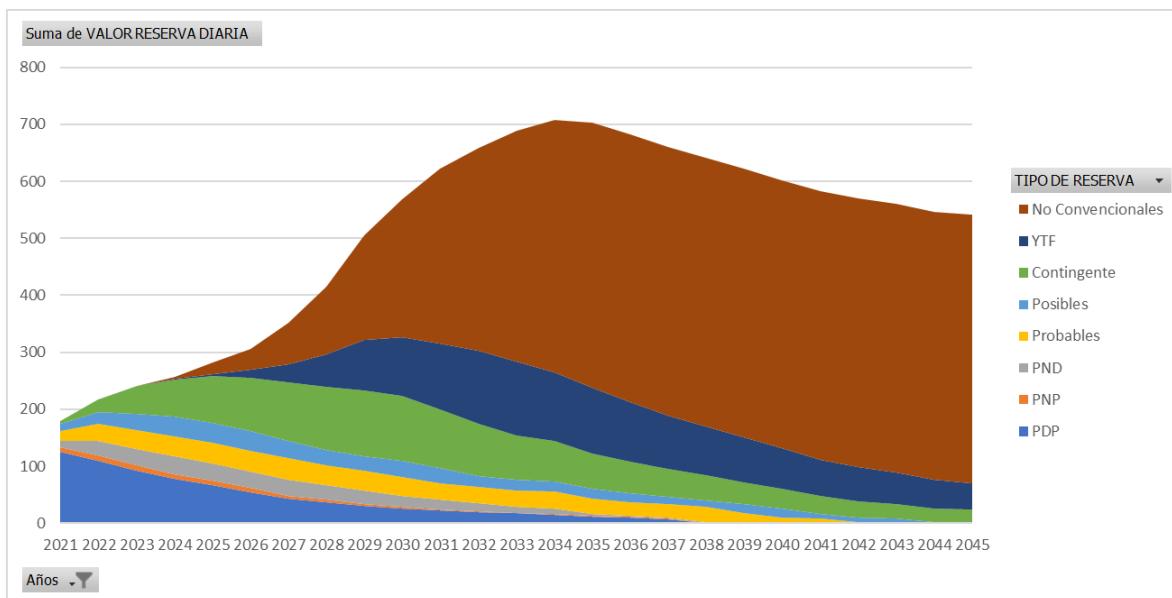
que están por desarrollar, campos maduros que requieren mecanismos contractuales para continuar con su explotación y proyectos de recuperación secundaria en Tisquirama y la reactivación de los campos de San Luis y Tenerife.

En cuanto a los hidrocarburos por encontrar, se contemplan hallazgos en las diferentes provincias que componen la cuenca de acuerdo con el desarrollo de los recursos prospectivos reportados por los operadores en el IRR 2019:

Este escenario incluye el desarrollo de los Yacimientos en Roca Generadora (YRG) por un valor de 2,7 billones de barriles de petróleo que equivalen al escenario bajo del estimativo de ECOPETROL.

En la Figura 41 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 41 Producción de crudo cuenca del Valle medio del Magdalena – Escenario Alto – KBD



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 10.

Tabla 10 Inversiones hallazgo y desarrollo de reservas y YTF Escenario Alto de crudo en la cuenca del Valle Medio del Magdalena en millones de dólares

CUENCA / TIPO DE RESERVA	VOLUMEN CALCULADO AÑO	COSTO DE DESARROLLO TOTAL	COSTO HALLAZGO TOTAL	COSTO OPERACIÓN TOTAL
VMM	4.641.389,64	68.622.203,16	22.805.998,15	47.259.647,55
Contingente	551.471,96	4.191.550,72	-	5.734.387,94
No Convencional	2.688.929,00	53.778.580,00	21.511.432,00	26.889.290,00
PDP	283.521,14	-	-	2.618.745,59
PND	114.414,11	894.739,24	-	1.212.512,76
PNP	26.636,06	1.709,72	-	237.559,32
Posibles	174.387,90	719.677,34	-	1.794.089,88
Probables	211.124,66	1.441.388,93	-	2.305.954,40
YTF	590.904,81	7.594.557,21	1.294.566,15	6.467.107,65

Fuente: Cálculos propios UT Prospección UPME 2020

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 11 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 BPD que deberá estar lista en 2025 y una segunda etapa a 500.000 BPD que deberá estar lista a partir del 2029.

Se debe considerar maximizar la carga a la refinería con crudos del área, sobre todo en los primeros años, transporte fluvial a la costa caribe colombiana del crudo del área de Teca – Nare y utilización de reductores de fricción en los oleoductos existentes para aliviar la evacuación de crudo y poder evacuar los excedentes con las capacidades de la nueva infraestructura de transporte propuesta.

Tabla 11 Transporte de crudo por oleoducto Escenario Alto en la cuenca del Valle Medio del Magdalena en miles de barriles por día

CUENCA	AÑO	PRODUCCIÓN DIARIA	VMM - Crudo refinería	Galán Ayacucho	Faltante Galán Ayacucho	Total Galán Ayacucho
VMM	2021	183	93	93	0	93
VMM	2022	220	130	116	14	130
VMM	2023	246	156	116	40	156
VMM	2024	261	171	116	55	171
VMM	2025	288	198	116	82	198
VMM	2026	311	221	116	105	221
VMM	2027	358	268	116	152	268
VMM	2028	423	333	116	217	333
VMM	2029	514	424	116	308	424
VMM	2030	577	487	116	371	487
VMM	2031	629	539	116	423	539
VMM	2032	665	575	116	459	575
VMM	2033	694	604	116	488	604
VMM	2034	713	623	116	507	623
VMM	2035	707	617	116	501	617
VMM	2036	686	596	116	480	596
VMM	2037	663	573	116	457	573
VMM	2038	644	554	116	438	554
VMM	2039	624	534	116	418	534
VMM	2040	603	513	116	397	513
VMM	2041	585	495	116	379	495
VMM	2042	572	482	116	366	482
VMM	2043	562	472	116	356	472
VMM	2044	547	457	116	341	457
VMM	2045	542	452	116	336	452

Fuente: Cálculos propios UT Prospección UPME 2020

Tomando en conjunto los sistemas que evacuan 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 evacuan los crudos desde Vasconia a Coveñas. Por tanto, en este escenario solo se contemplará la construcción de un oleoducto Barrancabermeja -Coveñas de 200.000 BPD.

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

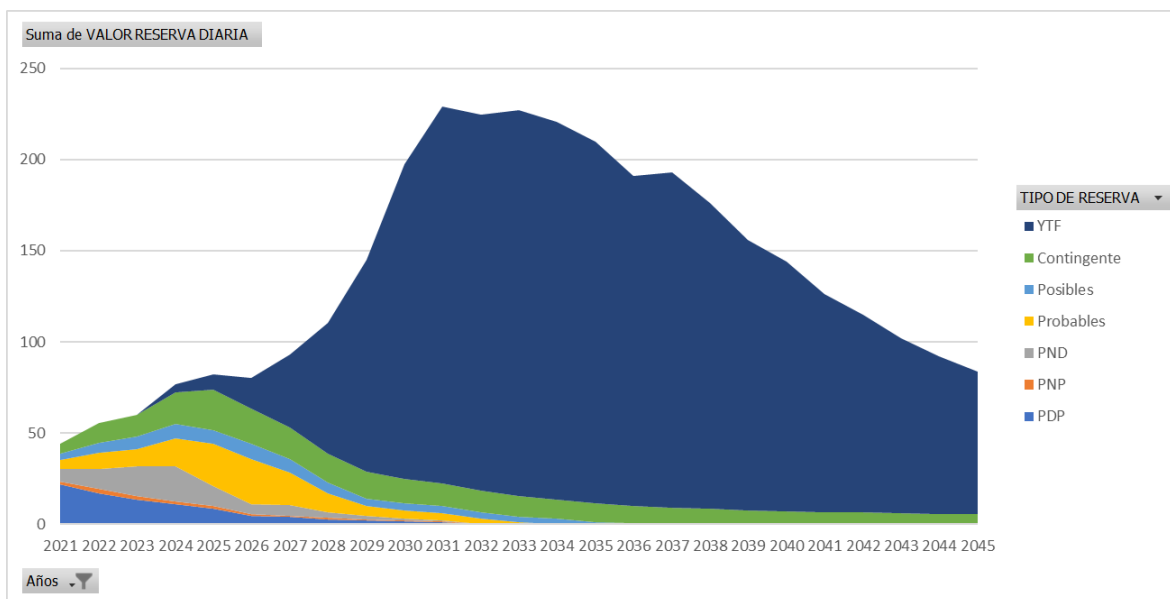
de 4.500 HP a un costo de USD 13.000/HP para una inversión adicional de MUSD 58. Este es un estimado clase 5 (orden de magnitud) con una desviación de +/- 50% tal como lo establecen los estándares internacionales.

14.1.3 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 2019 así como recursos contingentes adicionales considerados por la UT asociados a campos descubiertos no desarrollados.

En cuanto a los recursos por descubrir, este escenario contempla los recursos prospectivos reportados por las compañías operadoras en el IRR 2019. (Figura 42)

Figura 42 Producción de crudo cuenca del Caguán - Putumayo – Escenario Alto – KBD



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 12

Tabla 12 Inversiones hallazgo y desarrollo de reservas y YTF Escenario Alto de crudo en la cuenca del Caguán - Putumayo en millones de dólares

CUENCA / TIPO DE RESERVA	VOLUMEN CALCULADO AÑO	COSTO DE DESARROLLO TOTAL	COSTO HALLAZGO TOTAL	COSTO OPERACIÓN TOTAL
CAG PUT	1.254.426,93	17.200.289,39	3.101.839,85	17.886.948,01
Contingente	101.510,73	1.033.077,76	-	1.194.812,93
PDP	32.039,68	-	-	426.251,94
PND	30.170,71	236.045,52	-	472.122,17
PNP	4.893,64	316,18	-	66.626,97
Posibles	27.691,57	231.557,51	-	380.868,29
Probables	48.213,88	378.431,02	-	778.913,90
YTF	1.009.906,72	15.320.861,40	3.101.839,85	14.567.351,80

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 se presenta en la Tabla 13. Para los faltantes de capacidad en una parte del periodo de la proyección, no se prevé ninguna ampliación de los oleoductos existentes porque estos excedentes se transportan por carrotanque o por Oleoducto Binacional Amerisur (OBA) o por nuevos oleoductos de conexión hasta la primera estación del oleoducto de crudos pesados del Ecuador.

Tabla 13 Transporte de crudo por oleoducto Escenario Alto en la cuenca del Caguán - Putumayo en miles de barriles por día.

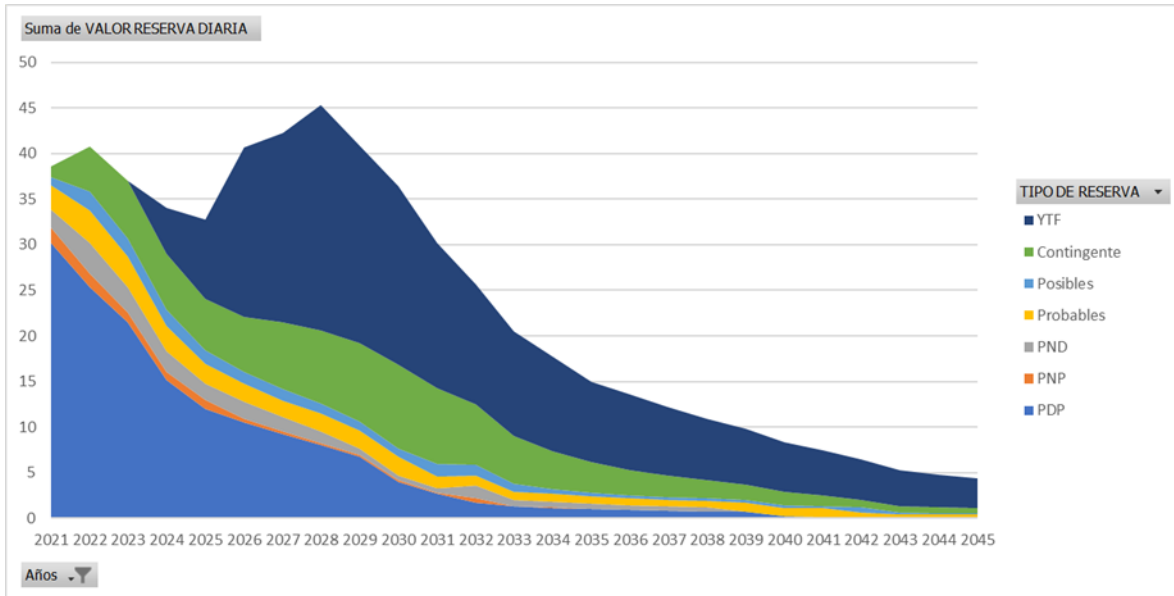
CUENCA	AÑO	PRODUCCIÓN DIARIA	Orito - Tumaco	San Miguel - Lago Agrio	Faltante San Miguel - Lago Agrio
CAG PUT	2021	45	45	-	-
CAG PUT	2022	56	50	6	-
CAG PUT	2023	61	50	11	-
CAG PUT	2024	79	50	27	2
CAG PUT	2025	85	50	27	8
CAG PUT	2026	83	50	27	6
CAG PUT	2027	95	50	27	18
CAG PUT	2028	112	50	27	35
CAG PUT	2029	147	50	27	70
CAG PUT	2030	201	50	27	124
CAG PUT	2031	234	50	27	157
CAG PUT	2032	229	50	27	152
CAG PUT	2033	231	50	27	154
CAG PUT	2034	224	50	27	147
CAG PUT	2035	212	50	27	135
CAG PUT	2036	192	50	27	115
CAG PUT	2037	193	50	27	116
CAG PUT	2038	176	50	27	99
CAG PUT	2039	156	50	27	79
CAG PUT	2040	144	50	27	67
CAG PUT	2041	126	50	27	49
CAG PUT	2042	115	50	27	38
CAG PUT	2043	102	50	27	25
CAG PUT	2044	92	50	27	15
CAG PUT	2045	84	50	27	7

Fuente: Cálculos propios UT Prospección UPME 2020

14.1.4 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 2019 así como los recursos contingentes reportados por los operadores en el IRR 2019 y los recursos contingentes de los campos Totaré, Quimbaya y Toy adicionados por la Unión Temporal. Con respecto a los recursos prospectivos (YTF) se incluyeron los reportados por los operadores en el IRR 2019 entregado a la ANH. Figura 43

Figura 43 Producción de crudo cuenca del Valle Superior del Magdalena – Escenario Alto – KBD



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 14

Tabla 14 Inversiones hallazgo y desarrollo de reservas y YTF Escenario Alto de crudo en la cuenca del Valle Superior del Magdalena en millones de dólares

CUENCA / TIPO DE RESERVA	VOLUMEN CALCULADO AÑO	COSTO DE DESARROLLO TOTAL	COSTO HALLAZGO TOTAL	COSTO OPERACIÓN TOTAL
VSM	212.161,01	2.074.433,50	295.471,27	2.652.294,22
Contingente	38.525,63	491.564,80	-	485.184,52
PDP	56.258,29	-	-	712.397,47
PND	8.538,28	63.064,93	-	94.199,75
PNP	3.107,51	903,61	-	36.121,28
Posibles	7.594,54	94.490,85	-	95.551,72
Probables	13.106,41	189.334,44	-	163.825,29
YTF	85.030,34	1.235.074,88	295.471,27	1.065.014,20

Fuente: Cálculos propios UT Prospección UPME 2020

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) se presenta en la Tabla 15.

Tabla 15 Transporte de crudo por oleoducto Escenario Alto en la cuenca del Valle Superior del Magdalena en miles de barriles por día.

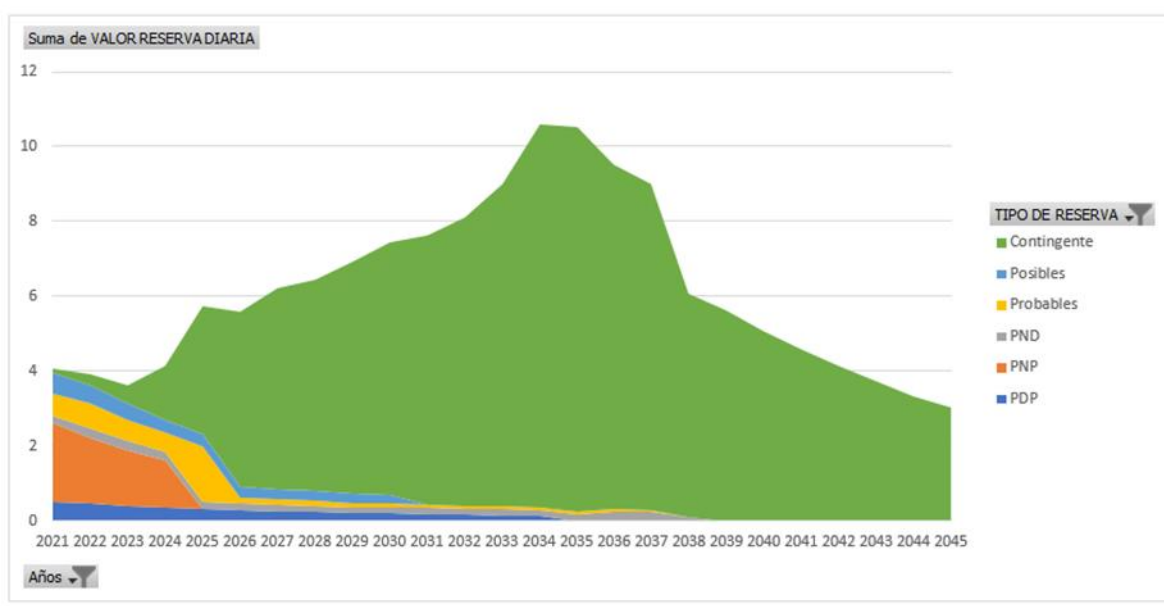
CUENCA	AÑO	PRODUCCIÓN DIARIA	Tenay - Vasconia	Faltante Tenay - Vasconia	Total Tenay - Vasconia
VSM	2021	39	39	0	39
VSM	2022	41	41	0	41
VSM	2023	37	37	0	37
VSM	2024	34	34	0	34
VSM	2025	33	33	0	33
VSM	2026	41	41	0	41
VSM	2027	42	42	0	42
VSM	2028	45	45	0	45
VSM	2029	41	41	0	41
VSM	2030	36	36	0	36
VSM	2031	30	30	0	30
VSM	2032	26	26	0	26
VSM	2033	21	21	0	21
VSM	2034	18	18	0	18
VSM	2035	15	15	0	15
VSM	2036	14	14	0	14
VSM	2037	12	12	0	12
VSM	2038	11	11	0	11
VSM	2039	10	10	0	10
VSM	2040	8	8	0	8
VSM	2041	7	7	0	7
VSM	2042	6	6	0	6
VSM	2043	5	5	0	5
VSM	2044	5	5	0	5
VSM	2045	4	4	0	4

Fuente: Cálculos propios UT Prospección UPME 2020

14.1.5 CUENCA CATATUMBO

En este escenario, se considera recuperar todos los volúmenes asociados a las reservas probadas, probables y posibles reportadas en el IRR 2019, los recursos contingentes reportados para el campo Zulia en el IRR 2019 y los recursos contingentes adicionales estimados por la UT para aquellos campos que se encuentran cerrados por cuestiones de seguridad (Carbonera – la Silla y Petrólea, Río de Oro y Puerto Barco) y para el campo Tibú. No se consideran nuevos hallazgos.

Figura 44 Producción de crudo cuenca del Catatumbo – Escenario Alto – KBD



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 16

Tabla 16 Inversiones hallazgo y desarrollo de reservas y YTF Escenario Alto de crudo en la cuenca del Catatumbo en millones de dólares.

CUENCA / TIPO DE RESERVA	VOLUMEN CALCULADO AÑO	COSTO DE DESARROLLO TOTAL	COSTO HALLAZGO TOTAL	COSTO OPERACIÓN TOTAL
CAT	56.117,92	694.564,78	-	1.121.928,70
Contingente	48.113,66	658.370,16	-	975.485,54
PDP	1.413,97	-	-	21.209,48
PND	1.230,60	8.540,33	-	18.458,93
PNP	2.412,64	168,88	-	49.917,50
Posibles	1.144,21	15.412,51	-	23.673,70
Probables	1.802,85	12.072,90	-	33.183,56

Fuente: Cálculos propios UT Prospección UPME 2020

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 17. Los faltantes de capacidad se pueden cubrir con inversiones en recuperación de integridad del tubo y habilitación de unidades de bombeo existentes.

Tabla 17 Transporte de crudo por oleoducto Escenario Alto en la cuenca del Catatumbo en miles de barriles por día.

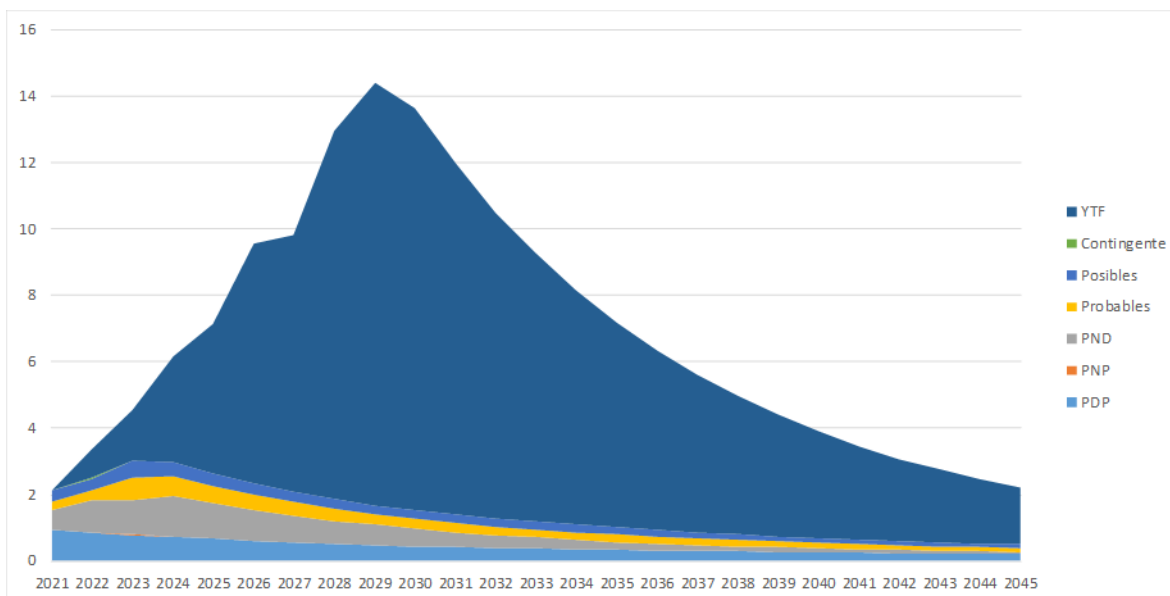
CUENCA	AÑO	PRODUCCIÓN DIARIA	Tibú - Ayacucho	Faltante Tibú - Ayacucho	Total Tibú - Ayacucho
CAT	2021	4	4	0	4
CAT	2022	4	4	0	4
CAT	2023	4	4	0	4
CAT	2024	4	4	0	4
CAT	2025	6	6	0	6
CAT	2026	6	6	0	6
CAT	2027	6	6	0	6
CAT	2028	6	6	0	6
CAT	2029	7	7	0	7
CAT	2030	7	7	0	7
CAT	2031	8	8	0	8
CAT	2032	8	8	0	8
CAT	2033	9	9	0	9
CAT	2034	11	11	0	11
CAT	2035	11	11	0	11
CAT	2036	10	10	0	10
CAT	2037	9	9	0	9
CAT	2038	6	6	0	6
CAT	2039	6	6	0	6
CAT	2040	5	5	0	5
CAT	2041	5	5	0	5
CAT	2042	4	4	0	4
CAT	2043	4	4	0	4
CAT	2044	3	3	0	3
CAT	2045	3	3	0	3

Fuente: Cálculos propios UT Prospección UPME 2020

14.1.6 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 2019 más los recursos prospectivos de Guama. Figura 45

**Figura 45 Producción de crudo cuenca del Valle Inferior del Magdalena
– Escenario Alto – KBD**



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 18

Tabla 18 Inversiones hallazgo y desarrollo de reservas y YTF Escenario Alto de crudo en la cuenca del Valle Inferior Magdalena en millones de dólares

CUENCA / TIPO DE RESERVA	VOLUMEN CALCULADO AÑO	COSTO DE DESARROLLO TOTAL	COSTO HALLAZGO TOTAL	COSTO OPERACIÓN TOTAL
VIM	62.131,31	71.672,13	-	589.133,17
Contingente	5,42	-	-	43,36
PDP	4.020,30	-	-	55.492,29
PND	4.122,25	31.556,26	-	60.069,02
PNP	16,92	0,85	-	253,86
Posibles	2.195,05	29.771,52	-	29.187,77
Probables	2.618,37	10.343,50	-	35.832,00
YTF	49.153,01	-	-	408.254,88

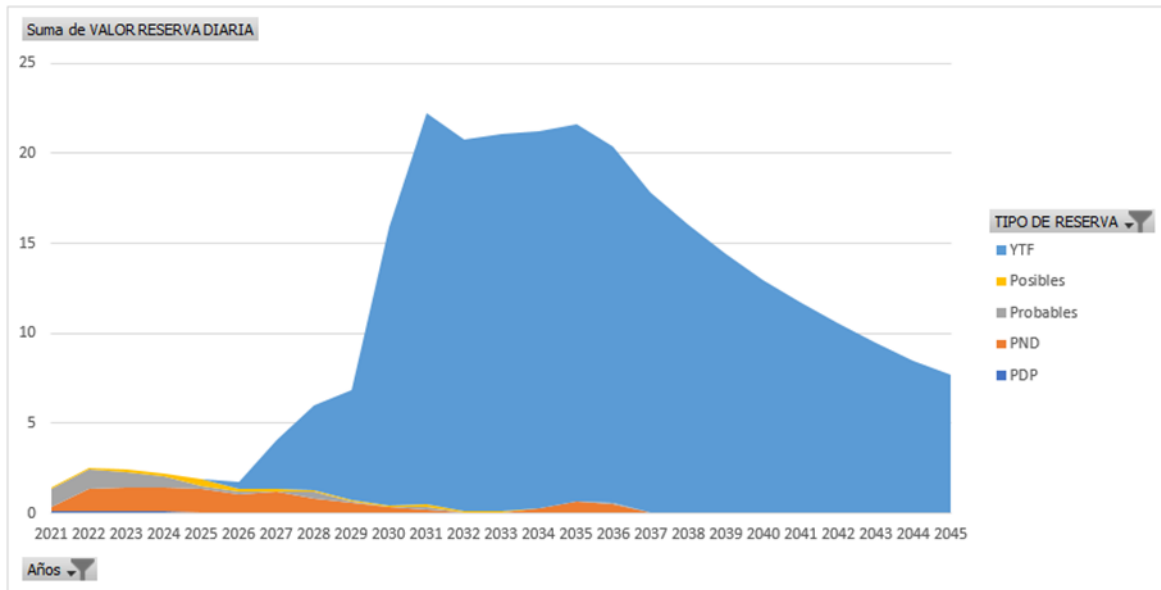
Fuente: Cálculos propios UT Prospección UPME 2020

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.

14.1.7 CUENCA CORDILLERA

En esta cuenca se encuentran los campos de producción de Bolívar y Corrales ubicados en el departamento de Boyacá. Se considera en recuperar todos los volúmenes asociados a las reservas probadas, probables y posibles y los recursos prospectivos reportados por los operadores en el IRR 2019. Figura 46

Figura 46 Producción de crudo cuenca Cordillera – Escenario Alto – KBD



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 19

Tabla 19. Inversiones desarrollo de reservas Escenario Alto de crudo en la cuenca Cordillera en millones de dólares

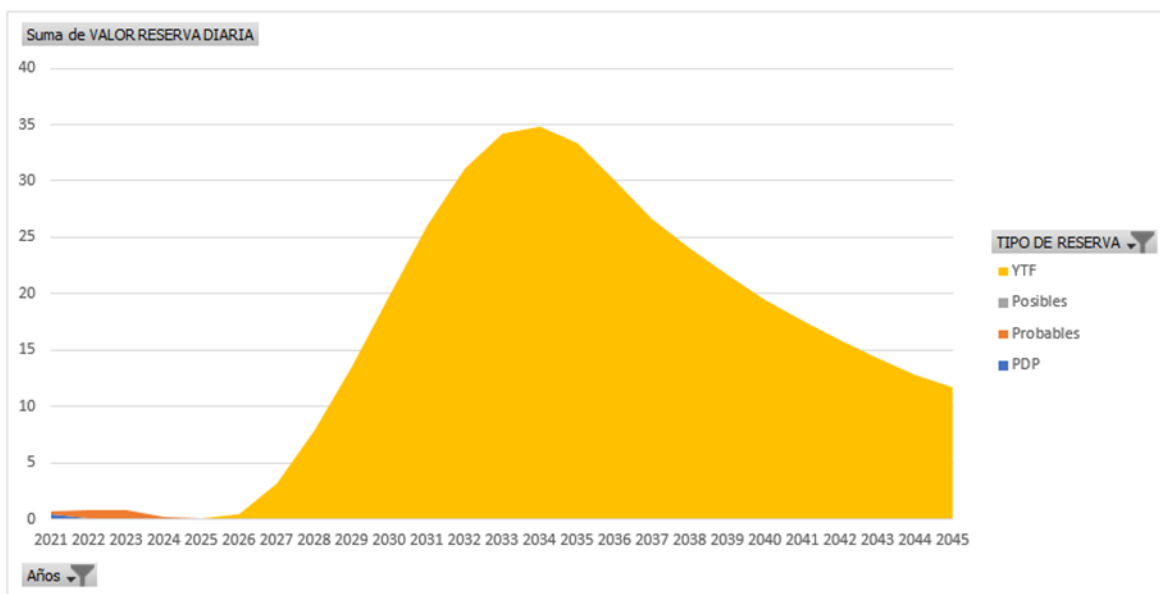
CUENCA / TIPO DE RESERVA	VOLUMEN CALCULADO AÑO	COSTO DE DESARROLLO TOTAL	COSTO HALLAZGO TOTAL	COSTO OPERACIÓN TOTAL
COR	102.825	1.202.133	192.401	1.038.139
PDP	230	-	-	2.676
PND	4.103	22.667	-	46.190
Posibles	555	4.218	-	6.426
Probables	1.737	20.844	-	20.844
YTF	96.200	1.154.404	192.401	962.004

Fuente: Cálculos propios UT Prospección UPME 2020

14.1.8 CUENCA SINU – SAN JACINTO ONSHORE

En esta cuenca se encuentra el campo de producción Bullerengue. Se considera en recuperar todos los volúmenes asociados a las reservas probadas, probables y posibles y los recursos prospectivos reportados por los operadores en el IRR 2019. Figura 47

Figura 47 Producción de crudo cuenca Sinú San Jacinto Onshore– Escenario Alto – KBD



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 20 Inversiones desarrollo de reservas Escenario Alto de crudo en la cuenca Sinú San Jacinto Onshore en millones de dólares Tabla 20

Tabla 20 Inversiones desarrollo de reservas Escenario Alto de crudo en la cuenca Sinú San Jacinto Onshore en millones de dólares

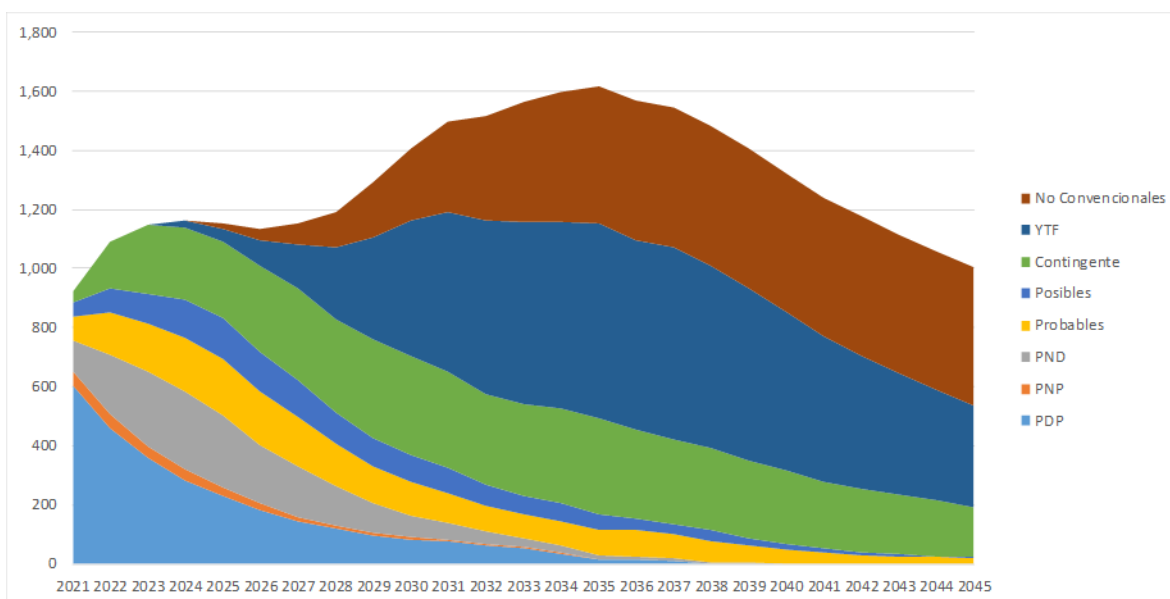
CUENCA / TIPO DE RESERVA	VOLUMEN CALCULADO AÑO	COSTO DE DESARROLLO TOTAL	COSTO HALLAZGO TOTAL	COSTO OPERACIÓN TOTAL
SIN SAJ	147.555,17	1.886.750,28	430.436,18	1.165.051,28
PDP	185,84	-	-	-
Posibles	963,53	-	-	-
Probables	774,39	-	-	-
YTF	145.631,41	1.886.750,28	430.436,18	1.165.051,28

Fuente: Cálculos propios UT Prospección UPME 2020

14.1.9 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 48

Figura 48 Producción de crudo país – Escenario Alto – KBD



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 21.

Tabla 21 Inversiones hallazgo y desarrollo de reservas y YTF Escenario Alto de crudo en el país en millones de dólares.

CUENCA / TIPO DE RESERVA	VOLUMEN CALCULADO AÑO	COSTO DE DESARROLLO TOTAL	COSTO HALLAZGO TOTAL	COSTO OPERACIÓN TOTAL
CAG PUT	1.254.426,93	17.200.289,39	3.101.839,85	17.886.948,01
CAT	56.117,92	694.564,78	-	1.121.928,70
COR	102.825,24	1.202.133,14	192.400,70	1.038.139,35
Llanos	5.344.554,31	40.184.617,55	3.328.695,14	63.772.160,81
SIN SAJ	147.555,17	1.886.750,28	430.436,18	1.165.051,28
VIM	62.131,31	71.672,13	-	589.133,17
VMM	4.641.389,64	68.622.203,16	22.805.998,15	47.259.647,55
VSM	212.161,01	2.074.433,50	295.471,27	2.652.294,22
Total general	11.821.161,53	131.936.663,93	30.154.841,29	135.485.303,10

Fuente: Cálculos propios UT Prospección UPME 2020

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 y oleoductos de conexión en la cuenca del Putumayo para llevar crudo colombiano hasta el sistema de transporte de crudos del Ecuador.

14.2 ESCENARIO MEDIO

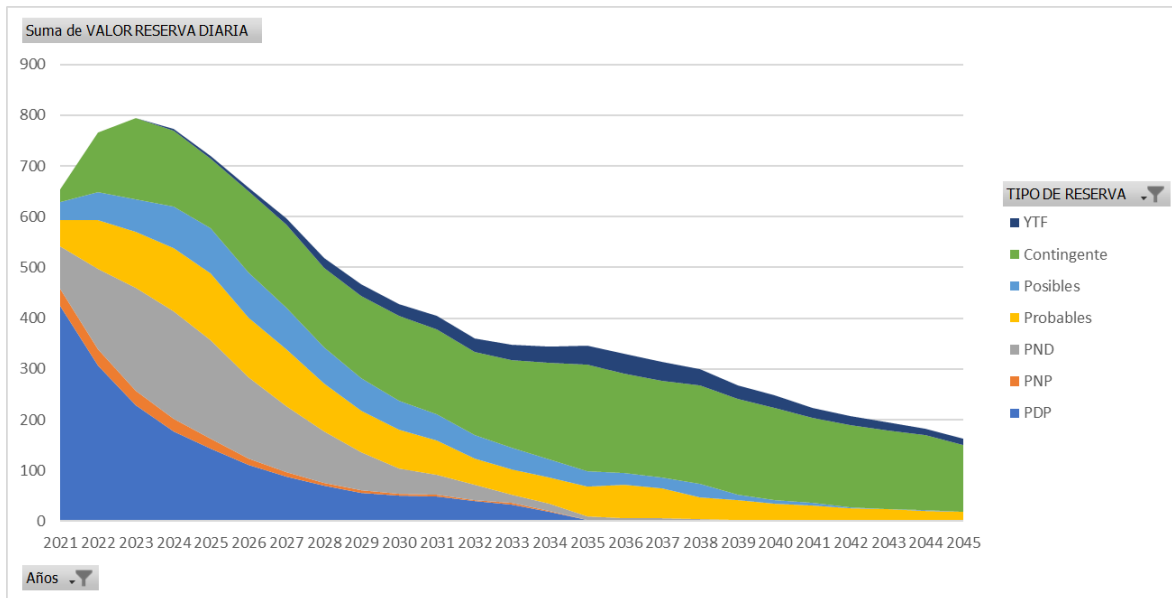
El escenario medio de producción de crudo es una visión realista del desarrollo del potencial en cada una de las cuencas sin incluir los aportes de los campos de hidrocarburos no convencionales, basado en el desarrollo de recursos contingentes y hallazgos de reservas más conservadores y con algunos de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

14.2.1 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 2019, así como los recursos contingentes reportados en el IRR 2019 (con un ajuste para los campos del contrato Cubarral de acuerdo con la última información de ECOPETROL) y los recursos contingentes adicionales considerados por la Unión Temporal para campos que se pueden viabilizar con contratos de asociación o campos que traían un error dentro del IRR2019 y que se les elaboró sus respectivos pronósticos de producción con campos análogos.

También se incluyeron áreas de YTF del Piedemonte Llanero, que disponen de información confiable y se pueden desarrollar en el mediano plazo oportunidades exploratorias del Near Field Exploración (SDLA y Niscota) Figura 49.

Figura 49 Producción de crudo cuenca Llanos – Escenario Medio – KBD



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

Tabla 22 Inversiones hallazgo y desarrollo de reservas y YTF Escenario Medio de crudo en la cuenca Llanos en millones de dólares

CUENCA / TIPO DE RESERVA	VOLUMEN CALCULADO AÑO	COSTO DE DESARROLLO TOTAL	COSTO HALLAZGO TOTAL	COSTO OPERACIÓN TOTAL
Llanos	3.872.531	23.288.996	351.881	43.956.276
Contingente	1.467.463	12.104.336	-	16.465.798
PDP	656.142	-	-	7.011.437
PND	543.752	3.782.864	-	6.488.900
PNP	67.341	6.983	-	683.243
Posibles	363.051	1.696.120	-	4.709.474
Probables	598.840	3.427.091	-	6.645.852
YTF	175.941	2.271.603	351.881	1.951.572

Fuente: Cálculos propios UT Prospección UPME 2020

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 se presenta en la Tabla 23. A pesar de 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.

Tabla 23 Transporte de crudo por oleoducto Escenario Medio en la cuenca Llanos en miles de barriles por día

CUENCA	AÑO	PRODUCCIÓN DIARIA	Porvenir - Vasconia	Banadía - Ayacucho	Faltante Porvenir - Vasconia	Total Porvenir - Vasconia
Llanos	2021	692	692	0	0	692
Llanos	2022	815	750	65	0	750
Llanos	2023	847	750	97	0	750
Llanos	2024	823	750	73	0	750
Llanos	2025	768	750	18	0	750
Llanos	2026	703	703	0	0	703
Llanos	2027	638	638	0	0	638
Llanos	2028	556	556	0	0	556
Llanos	2029	500	500	0	0	500
Llanos	2030	460	460	0	0	460
Llanos	2031	434	434	0	0	434
Llanos	2032	386	386	0	0	386
Llanos	2033	373	373	0	0	373
Llanos	2034	370	370	0	0	370
Llanos	2035	372	372	0	0	372
Llanos	2036	355	355	0	0	355
Llanos	2037	339	339	0	0	339
Llanos	2038	324	324	0	0	324
Llanos	2039	290	290	0	0	290
Llanos	2040	268	268	0	0	268
Llanos	2041	243	243	0	0	243
Llanos	2042	225	225	0	0	225
Llanos	2043	211	211	0	0	211
Llanos	2044	198	198	0	0	198
Llanos	2045	176	176	0	0	176

Fuente: Cálculos propios UT Prospección UPME 2020

14.2.2 CUENCA VALLE MEDIO DEL MAGDALENA

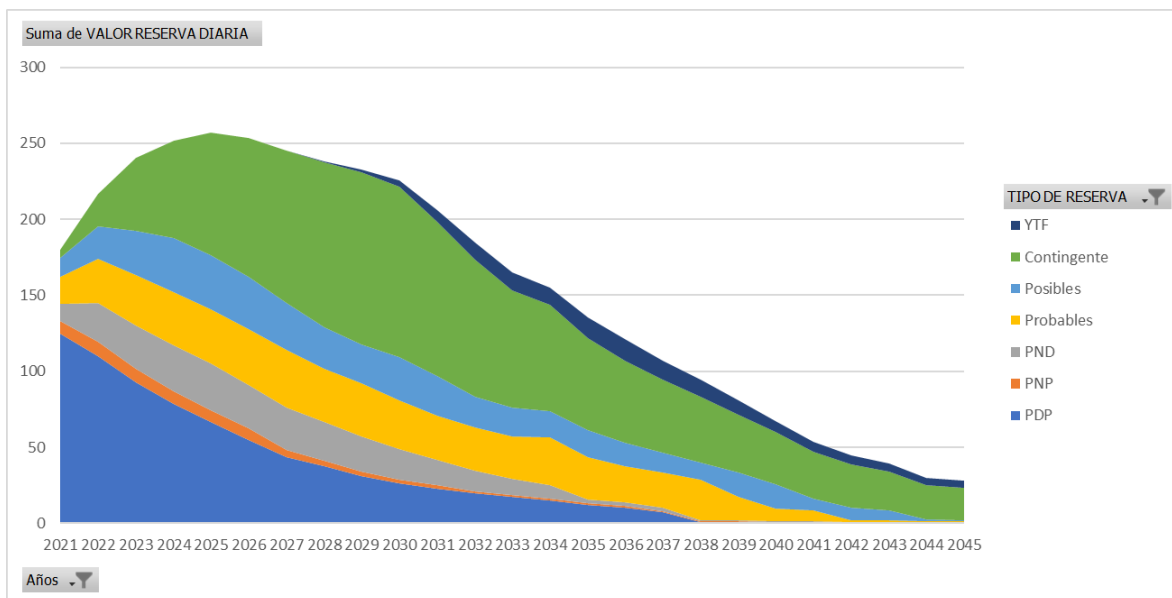
En este escenario, se considera recuperar todos los volúmenes asociados a las reservas probadas, probables y posibles reportadas en el IRR 2019, así como los recursos contingentes reportados en el IRR 2019 y recursos contingentes adicionales considerados por la UT en el campo Búfalo con hallazgos de petróleo y que están por desarrollar, campos maduros que requieren mecanismos

contractuales para continuar con su explotación y proyectos de recuperación secundaria en Tisquirama

En cuanto a los hidrocarburos por encontrar, se contemplan hallazgos para los recursos prospectivos reportados en el IRR 209 para el bloque 235 de la Provincia Centro de la cuenca.

En la Figura 50 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 50 Producción de crudo cuenca del Valle Medio del Magdalena Escenario Medio – KBD



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 24

Tabla 24 Inversiones hallazgo y desarrollo de reservas y YTF Escenario Medio de crudo en la cuenca del Valle Medio del Magdalena en millones de dólares

CUENCA / TIPO DE RESERVA	VOLUMEN CALCULADO AÑO	COSTO DE DESARROLLO TOTAL	COSTO HALLAZGO TOTAL	COSTO OPERACIÓN TOTAL
VMM	1.407.932,46	7.819.816,02	53.265,12	14.226.043,65
Contingente	544.583,48	4.069.854,24	-	5.631.060,75
No Convencional	-	-	-	-
PDP	283.521,14	-	-	2.618.745,59
PND	114.414,11	894.739,24	-	1.212.512,76
PNP	26.636,06	1.709,72	-	237.559,32
Posibles	174.387,90	719.677,34	-	1.794.089,88
Probables	211.124,66	1.441.388,93	-	2.305.954,40
YTF	53.265,12	692.446,55	53.265,12	426.120,95

Fuente: Cálculos propios UT Prospección UPME 2020

Parte de la producción de esta cuenca (90 KBD) 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”.

La refinería de Barrancabermeja que hoy tiene limitada la carga a 225.000 BPD 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 BPD la carga de crudos del área, lo consumiría los faltantes de transporte del oleoducto Ayacucho - 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.

Tabla 25 Transporte de crudo por oleoducto Escenario Medio en la cuenca del Valle Medio del Magdalena en miles de barriles por día.

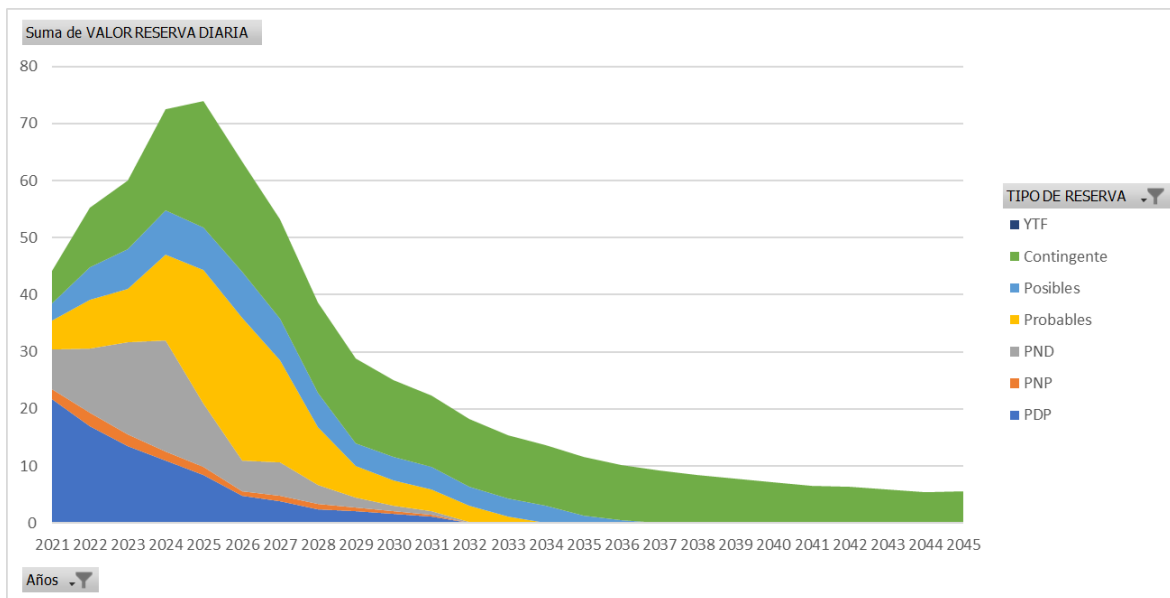
CUENCA	AÑO	PRODUCCIÓN DIARIA	VMM - Crudo refinería	Galán Ayacucho	Faltante Galán Ayacucho	Total Galán Ayacucho
VMM	2021	183	93	93	-	93
VMM	2022	220	130	116	14	130
VMM	2023	246	156	116	40	156
VMM	2024	257	167	116	51	167
VMM	2025	263	173	116	57	173
VMM	2026	260	170	116	54	170
VMM	2027	252	162	116	46	162
VMM	2028	245	155	116	39	155
VMM	2029	240	150	116	34	150
VMM	2030	234	144	116	28	144
VMM	2031	213	123	116	7	123
VMM	2032	190	100	100	-	100
VMM	2033	170	80	80	-	80
VMM	2034	160	70	70	-	70
VMM	2035	140	50	50	-	50
VMM	2036	125	35	35	-	35
VMM	2037	110	20	20	-	20
VMM	2038	97	7	7	-	7
VMM	2039	83	-	-	-	-
VMM	2040	69	-	-	-	-
VMM	2041	55	-	-	-	-
VMM	2042	46	-	-	-	-
VMM	2043	40	-	-	-	-
VMM	2044	30	-	-	-	-
VMM	2045	28	-	-	-	-

Fuente: Cálculos propios UT Prospección UPME 2020

14.2.3 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 2019 así como recursos contingentes adicionales considerados por la UT asociados a campos descubiertos no desarrollados. Figura 51

Figura 51 Producción de crudo cuenca del Caguán - Putumayo – Escenario Medio – KBD



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 26

Tabla 26 Inversiones hallazgo y desarrollo de reservas y YTF Escenario Medio de crudo en la cuenca del Caguán - Putumayo en millones de dólares

CUENCA / TIPO DE RESERVA	VOLUMEN CALCULADO AÑO	COSTO DE DESARROLLO TOTAL	COSTO HALLAZGO TOTAL	COSTO OPERACIÓN TOTAL
CAG PUT	244.520	1.879.428	-	3.319.596
Contingente	101.511	1.033.078	-	1.194.813
PDP	32.040	-	-	426.252
PND	30.171	236.046	-	472.122
PNP	4.894	316	-	66.627
Posibles	27.692	231.558	-	380.868
Probables	48.214	378.431	-	778.914
YTF	-	-	-	-

Fuente: Cálculos propios UT Prospección UPME 2020

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 se presenta en la Tabla 27. No se presentan faltantes de capacidad durante el periodo de la proyección.

Tabla 27 Transporte de crudo por oleoducto Escenario Medio en la cuenca del Caguán - Putumayo en miles de barriles por día.

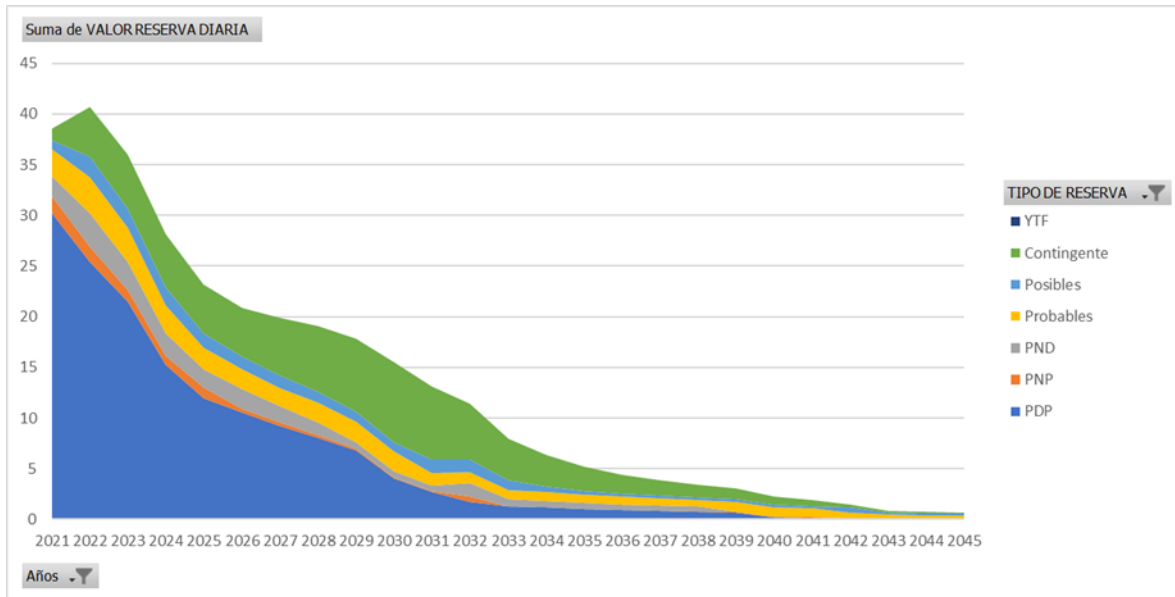
CUENCA	AÑO	PRODUCCIÓN DIARIA	Orito - Tumaco	San Miguel - Lago Agrio	Faltante San Miguel - Lago Agrio
CAG PUT	2021	45	45	0	0
CAG PUT	2022	56	50	6	0
CAG PUT	2023	61	50	11	0
CAG PUT	2024	75	50	25	0
CAG PUT	2025	76	50	26	0
CAG PUT	2026	65	50	15	0
CAG PUT	2027	55	50	5	0
CAG PUT	2028	39	39	0	0
CAG PUT	2029	29	29	0	0
CAG PUT	2030	25	25	0	0
CAG PUT	2031	22	22	0	0
CAG PUT	2032	18	18	0	0
CAG PUT	2033	15	15	0	0
CAG PUT	2034	14	14	0	0
CAG PUT	2035	12	12	0	0
CAG PUT	2036	10	10	0	0
CAG PUT	2037	9	9	0	0
CAG PUT	2038	9	9	0	0
CAG PUT	2039	8	8	0	0
CAG PUT	2040	7	7	0	0
CAG PUT	2041	7	7	0	0
CAG PUT	2042	6	6	0	0
CAG PUT	2043	6	6	0	0
CAG PUT	2044	6	6	0	0
CAG PUT	2045	6	6	0	0

Fuente: Cálculos propios UT Prospección UPME 2020

14.2.4 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 2019 así como los recursos contingentes reportados por los operadores en el IRR 2019 y los recursos contingentes del campo Totaré adicionado por la Unión Temporal Figura 52.

**Figura 52 Producción de crudo cuenca del Valle Superior del Magdalena
– Escenario Medio – KBD**



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 28.

Tabla 28 Inversiones hallazgo y desarrollo de reservas Escenario Medio de crudo en la cuenca del Valle Superior del Magdalena en millones de dólares.

CUENCA / TIPO DE RESERVA	VOLUMEN CALCULADO AÑO	COSTO DE DESARROLLO TOTAL	COSTO HALLAZGO TOTAL	COSTO OPERACIÓN TOTAL
VSM	119.180,62	790.116,25	-	1.477.877,04
Contingente	30.575,59	442.322,43	-	375.781,53
PDP	56.258,29	-	-	712.397,47
PND	8.538,28	63.064,93	-	94.199,75
PNP	3.107,51	903,61	-	36.121,28
Posibles	7.594,54	94.490,85	-	95.551,72
Probables	13.106,41	189.334,44	-	163.825,29
YTF	-	-	-	-

Fuente: Cálculos propios UT Prospección UPME 2020

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 29. No se presentan faltantes de capacidad de transporte en este escenario.

Tabla 29 Transporte de crudo por oleoducto Escenario Medio en la cuenca del Valle Superior del Magdalena en miles de barriles por día.

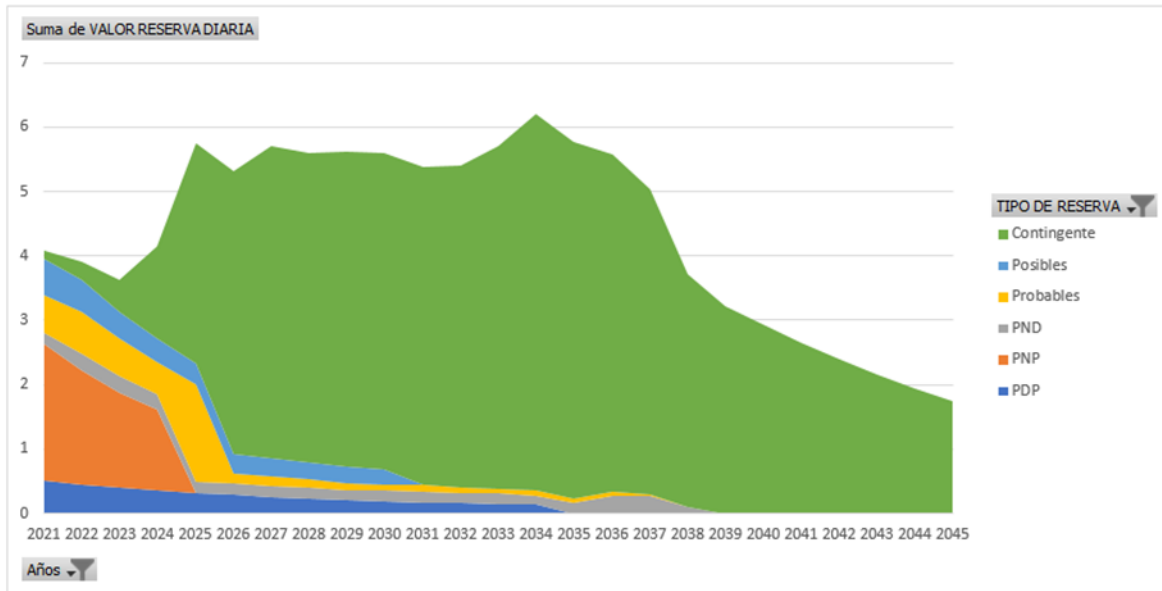
CUENCA	AÑO	PRODUCCIÓN DIARIA	Tenay - Vasconia	Faltante Tenay - Vasconia	Total Tenay - Vasconia
VSM	2021	39	39	0	39
VSM	2022	41	41	0	41
VSM	2023	36	36	0	36
VSM	2024	28	28	0	28
VSM	2025	23	23	0	23
VSM	2026	21	21	0	21
VSM	2027	20	20	0	20
VSM	2028	19	19	0	19
VSM	2029	18	18	0	18
VSM	2030	15	15	0	15
VSM	2031	13	13	0	13
VSM	2032	11	11	0	11
VSM	2033	8	8	0	8
VSM	2034	6	6	0	6
VSM	2035	5	5	0	5
VSM	2036	4	4	0	4
VSM	2037	4	4	0	4
VSM	2038	3	3	0	3
VSM	2039	3	3	0	3
VSM	2040	2	2	0	2
VSM	2041	2	2	0	2
VSM	2042	1	1	0	1
VSM	2043	1	1	0	1
VSM	2044	1	1	0	1
VSM	2045	1	1	0	1

Fuente: Cálculos propios UT Prospección UPME 2020

14.2.5 CUENCA CATATUMBO

En este escenario, se considera recuperar todos los volúmenes asociados a las reservas probadas, probables y posibles reportadas en el IRR 2019, los recursos contingentes reportados para el campo Zulia en el IRR 2019 y los recursos contingentes adicionales estimados por la UT para aquellos campos que se encuentran cerrados por cuestiones de seguridad (Carbonera – la Silla y Petrólea) y para el campo Tibú. No se consideran nuevos hallazgos. Figura 53

Figura 53 Producción de crudo cuenca del Catatumbo – Escenario Medio – KBD



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 30.

Tabla 30 Inversiones desarrollo de reservas Escenario Medio de crudo en la cuenca del Catatumbo en millones de dólares.

CUENCA / TIPO DE RESERVA	VOLUMEN CALCULADO AÑO	COSTO DE DESARROLLO TOTAL	COSTO HALLAZGO TOTAL	COSTO OPERACIÓN TOTAL
CAT	39.702,62	431.919,98	-	782.296,14
Contingente	31.698,36	395.725,35	-	635.852,97
PDP	1.413,97	-	-	21.209,48
PND	1.230,60	8.540,33	-	18.458,93
PNP	2.412,64	168,88	-	49.917,50
Posibles	1.144,21	15.412,51	-	23.673,70
Probables	1.802,85	12.072,90	-	33.183,56

Fuente: Cálculos propios UT Prospección UPME 2020

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 31. Para este caso no hay faltantes de capacidad.

Tabla 31 Transporte de crudo por oleoducto Escenario Medio en la cuenca del Catatumbo en miles de barriles por día

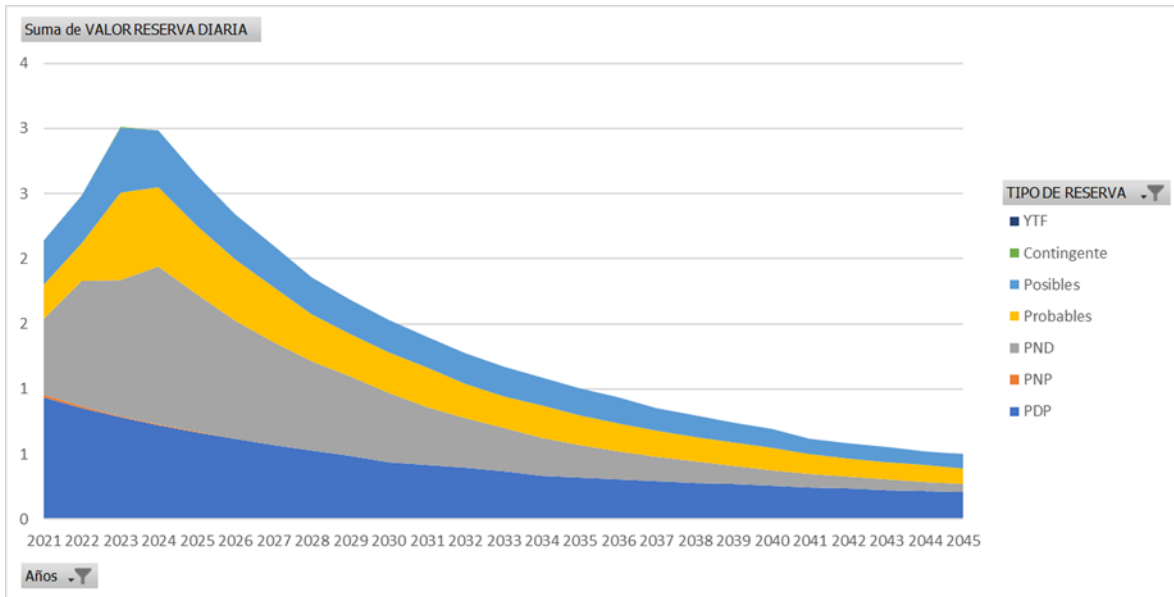
CUENCA	AÑO	PRODUCCIÓN DIARIA	Tibú - Ayacucho	Faltante Tibú - Ayacucho	Total Tibú - Ayacucho
CAT	2021	4	4	0	4
CAT	2022	4	4	0	4
CAT	2023	4	4	0	4
CAT	2024	4	4	0	4
CAT	2025	6	6	0	6
CAT	2026	5	5	0	5
CAT	2027	6	6	0	6
CAT	2028	6	6	0	6
CAT	2029	6	6	0	6
CAT	2030	6	6	0	6
CAT	2031	5	5	0	5
CAT	2032	5	5	0	5
CAT	2033	6	6	0	6
CAT	2034	6	6	0	6
CAT	2035	6	6	0	6
CAT	2036	6	6	0	6
CAT	2037	5	5	0	5
CAT	2038	4	4	0	4
CAT	2039	3	3	0	3
CAT	2040	3	3	0	3
CAT	2041	3	3	0	3
CAT	2042	2	2	0	2
CAT	2043	2	2	0	2
CAT	2044	2	2	0	2
CAT	2045	2	2	0	2

Fuente: Cálculos propios UT Prospección UPME 2020

14.2.6 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 2019. Figura 54

Figura 54. Producción de crudo cuenca del Valle Inferior del Magdalena – Escenario Medio – KBD



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 32.

Tabla 32 Inversiones hallazgo y desarrollo de reservas y YTF Escenario Medio de crudo en la cuenca del Valle Inferior del Magdalena en millones de dólares.

CUENCA / TIPO DE RESERVA	VOLUMEN CALCULADO AÑO	COSTO DE DESARROLLO TOTAL	COSTO HALLAZGO TOTAL	COSTO OPERACIÓN TOTAL
VIM	12.978,30	71.672,13	-	180.878,29
Contingente	5,42	-	-	43,36
PDP	4.020,30	-	-	55.492,29
PND	4.122,25	31.556,26	-	60.069,02
PNP	16,92	0,85	-	253,86
Posibles	2.195,05	29.771,52	-	29.187,77
Probables	2.618,37	10.343,50	-	35.832,00
YTF	-	-	-	-

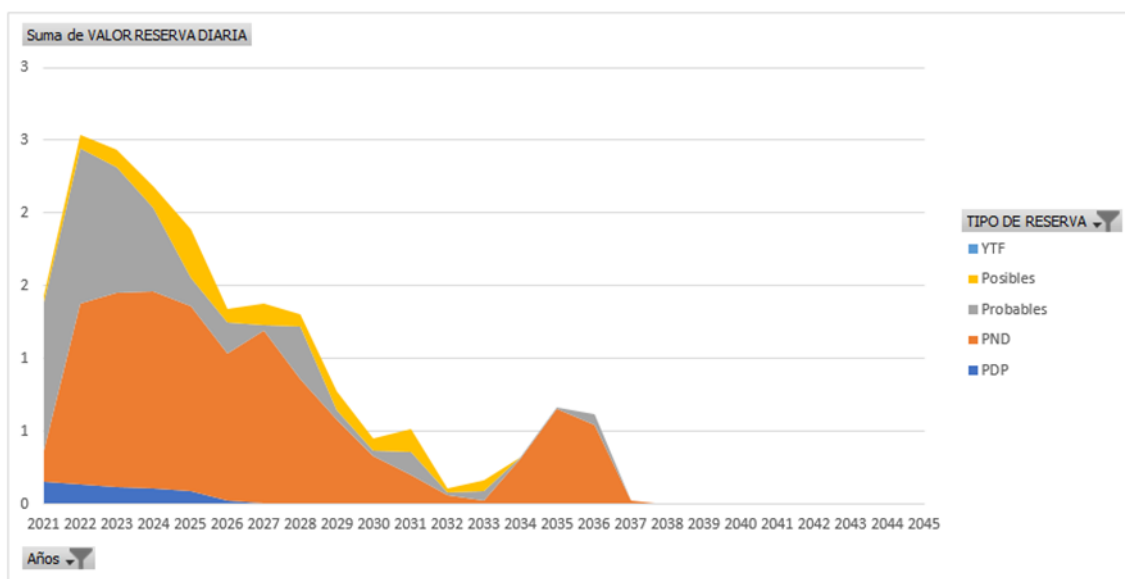
Fuente: Cálculos propios UT Prospección UPME 2020

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 obedecería a los requerimientos de evacuación de Ayacucho que se analizarán en el escenario integrado.

14.2.7 CUENCA CORDILLERA

En esta cuenca se encuentran los campos de producción de Bolívar y Corrales ubicados en el departamento de Boyacá. Se considera recuperar todos los volúmenes asociados a las reservas probadas, probables y posibles reportadas en el IRR 2019. Figura 55

Figura 55 Producción de crudo cuenca Cordillera – Escenario Medio – KBD



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 33.

Tabla 33 Inversiones desarrollo de reservas Escenario Medio de crudo en la cuenca Cordillera en millones de dólares

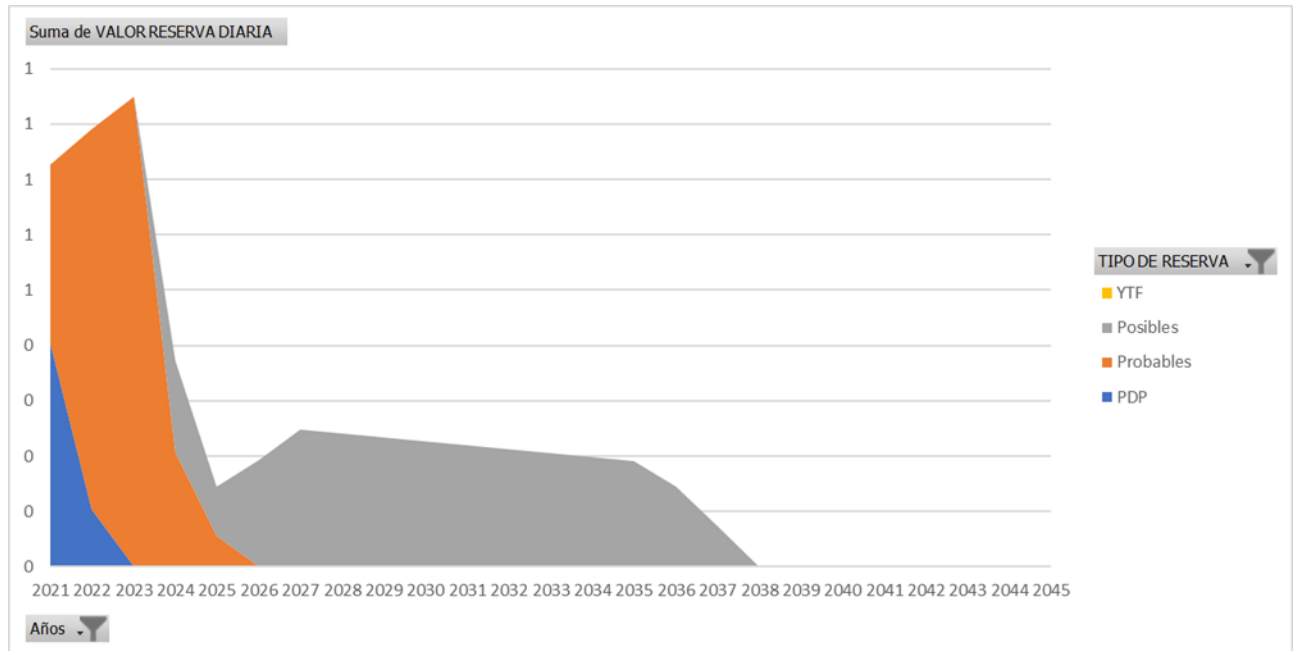
CUENCA / TIPO DE RESERVA	VOLUMEN CALCULADO AÑO	COSTO DE DESARROLLO TOTAL	COSTO HALLAZGO TOTAL	COSTO OPERACIÓN TOTAL
COR	6.625	47.729	-	76.136
PDP	230	-	-	2.676
PND	4.103	22.667	-	46.190
Posibles	555	4.218	-	6.426
Probables	1.737	20.844	-	20.844
YTF	-	-	-	-

Fuente: Cálculos propios UT Prospección UPME 2020

14.2.8 CUENCA SINÚ SAN JACINTO ONSHORE

En esta cuenca se encuentran el campo de producción de Bullerengue. Se considera recuperar todos los volúmenes asociados a las reservas probadas, probables y posibles reportadas en el IRR 2019. Figura 56

Figura 56 Producción de crudo cuenca Sinú San Jacinto Onshore– Escenario Medio – KBD



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 34.

Tabla 34 Inversiones desarrollo de reservas Escenario Medio de crudo en la cuenca Sinú San Jacinto Onshore en millones de dólares

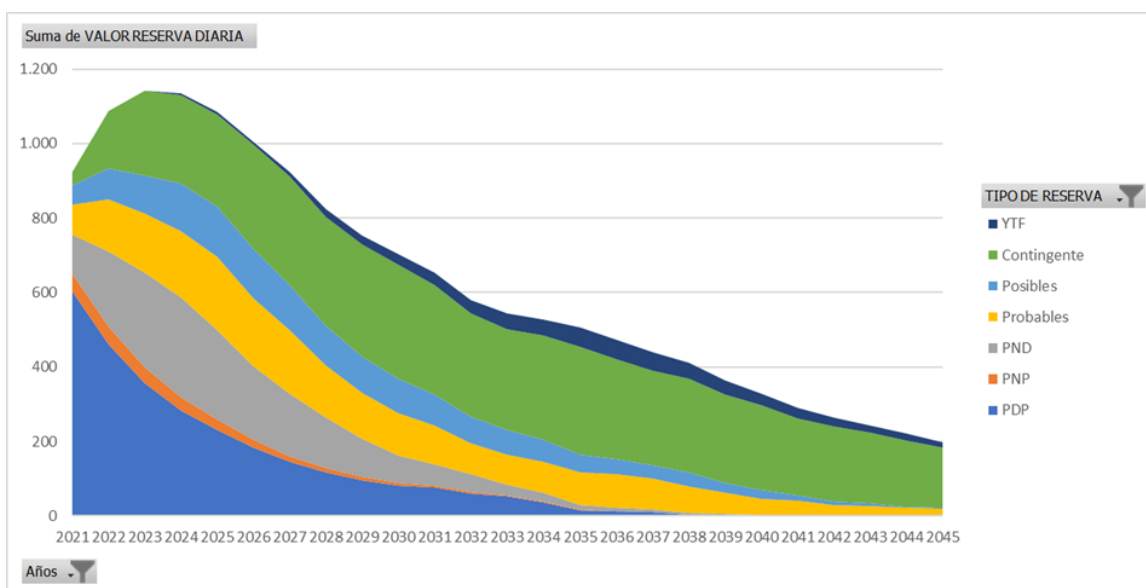
CUENCA / TIPO DE RESERVA	VOLUMEN CALCULADO AÑO	COSTO DE DESARROLLO TOTAL	COSTO HALLAZGO TOTAL	COSTO OPERACIÓN TOTAL
SIN SAJ	1.924	-	-	-
PDP	186	-	-	-
Posibles	964	-	-	-
Probables	774	-	-	-
YTF	-	-	-	-

Fuente: Cálculos propios UT Prospección UPME 2020

14.2.9 ESCENARIO MEDIO CONSOLIDADO DE PRODUCCION DE CRUDO

A continuación, se presenta la producción de crudo del país en el Escenario Medio de producción de crudo, donde se destaca el aporte de los recursos contingentes 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 57 Producción de crudo país – Escenario Medio – KBD

Figura 57 Producción de crudo país – Escenario Medio – KBD



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 35.

Tabla 35 Inversiones hallazgo y desarrollo de reservas y YTF Escenario Medio de crudo en el país en millones de dólares

CUENCA / TIPO DE RESERVA	VOLUMEN CALCULADO AÑO	COSTO DE DESARROLLO TOTAL	COSTO HALLAZGO TOTAL	COSTO OPERACIÓN TOTAL	COSTO TRANSPORTE TOTAL
CAG PUT	244.520,20	1.879.427,99	-	3.319.596,21	2.057.063,38
CAT	39.702,62	431.919,98	-	782.296,14	182.235,04
COR	6.624,89	47.728,93	-	76.135,84	66.248,91
Llanos	3.872.531,30	23.288.996,28	351.881,48	43.956.276,25	40.397.146,43
SIN SAJ	1.923,76	-	-	-	5.886,71
VIM	12.978,30	71.672,13	-	180.878,29	14.679,63
VMM	1.407.932,46	7.819.816,02	53.265,12	14.226.043,65	5.964.678,92
VSM	119.180,62	790.116,25	-	1.477.877,04	593.604,54
Total general	5.705.394,16	34.329.677,57	405.146,60	64.019.103,41	49.281.543,55

Fuente: Cálculos propios UT Prospección UPME 2020

Con respecto a los sistemas de transporte, la capacidad actual es suficiente para evacuar la totalidad del crudo producido en este escenario.

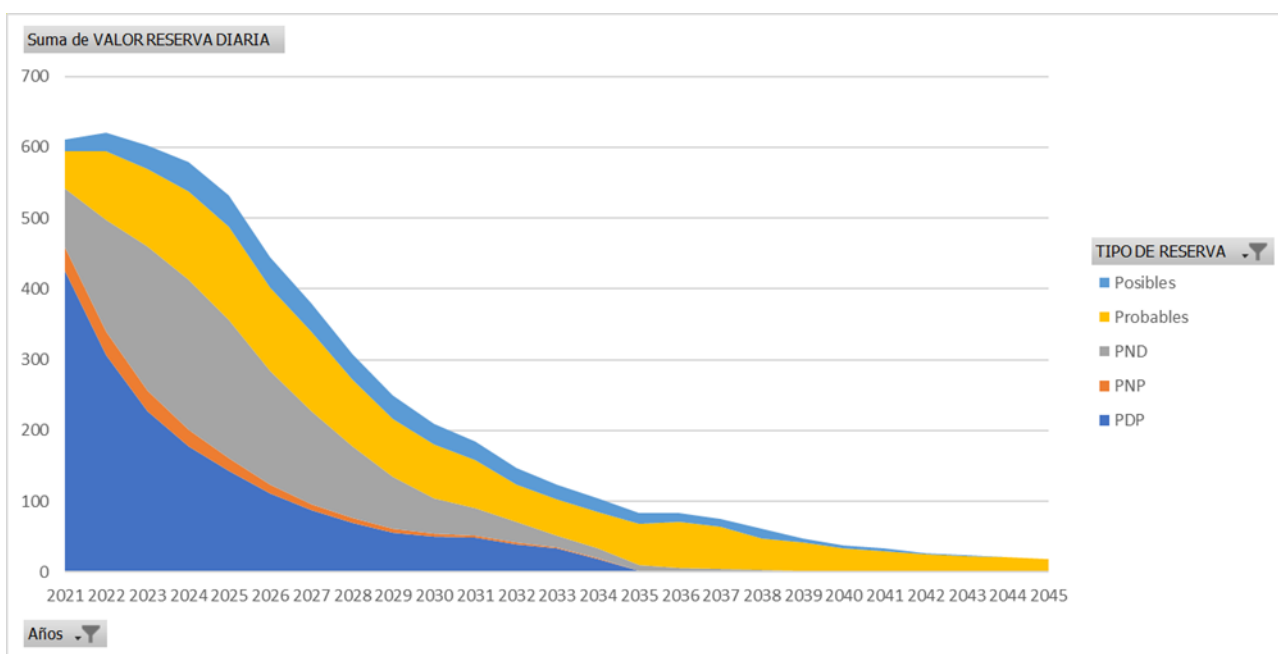
14.3 ESCENARIO BAJO

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.

14.3.1 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 2019. Figura 58

Figura 58 Producción de crudo cuenca Llanos – Escenario Bajo – KBD



Fuente: cálculos propios e información ANH

Las inversiones para el desarrollo de las reservas probadas no desarrolladas y no produciendo, probables, posibles contempladas en este escenario se pueden apreciar en la Tabla 36.

Tabla 36 Inversiones hallazgo y desarrollo de reservas Escenario Bajo de crudo en la cuenca Llanos en millones de dólares.

CUENCA / TIPO DE RESERVA	VOLUMEN CALCULADO AÑO	COSTO DE DESARROLLO TOTAL	COSTO HALLAZGO TOTAL	COSTO OPERACIÓN TOTAL
Llanos	2.047.602	8.064.997	-	23.184.169
Contingente	-	-	-	-
PDP	656.142	-	-	7.011.437
PND	543.752	3.782.864	-	6.488.900
PNP	67.341	6.983	-	683.243
Posibles	181.526	848.060	-	2.354.737
Probables	598.840	3.427.091	-	6.645.852
YTF	-	-	-	-

Fuente: Cálculos propios UT Prospección UPME 2020

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 se presenta en la Tabla 37. A pesar de 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.

Tabla 37 Transporte de crudo por oleoducto Escenario Bajo en la cuenca Llanos en miles de barriles por día

CUENCA	AÑO	PRODUCCIÓN DIARIA	Porvenir - Vasconia	Banadía - Ayacucho	Faltante Porvenir - Vasconia	Total Porvenir - Vasconia
Llanos	2021	649	649	0	0	649
Llanos	2022	660	660	0	0	660
Llanos	2023	642	642	0	0	642
Llanos	2024	617	617	0	0	617
Llanos	2025	569	569	0	0	569
Llanos	2026	478	478	0	0	478
Llanos	2027	408	408	0	0	408
Llanos	2028	331	331	0	0	331
Llanos	2029	269	269	0	0	269
Llanos	2030	225	225	0	0	225
Llanos	2031	199	199	0	0	199
Llanos	2032	159	159	0	0	159
Llanos	2033	134	134	0	0	134
Llanos	2034	112	112	0	0	112
Llanos	2035	90	90	0	0	90
Llanos	2036	91	91	0	0	91
Llanos	2037	82	82	0	0	82
Llanos	2038	66	66	0	0	66
Llanos	2039	52	52	0	0	52
Llanos	2040	41	41	0	0	41
Llanos	2041	37	37	0	0	37
Llanos	2042	29	29	0	0	29
Llanos	2043	26	26	0	0	26
Llanos	2044	23	23	0	0	23
Llanos	2045	21	21	0	0	21

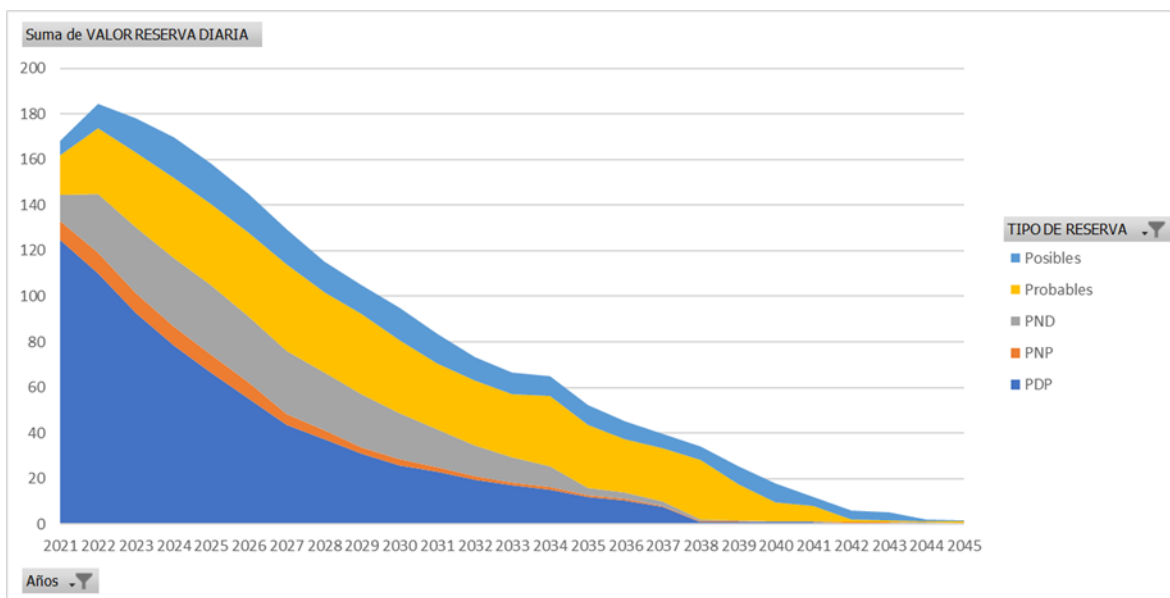
Fuente: Cálculos propios UT Prospección UPME 2020

14.3.2 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 2019.

En la Figura 59 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 59 Producción de crudo cuenca del Valle Medio del Magdalena – Escenario Bajo – KBD



Fuente: cálculos propios e información ANH

Las inversiones para el desarrollo de las reservas probadas no desarrolladas y no produciendo, probables, posibles contempladas en este escenario se pueden apreciar en la Tabla 38.

Tabla 38 Inversiones hallazgo y desarrollo de reservas Escenario Bajo de crudo en la cuenca del Valle Medio del Magdalena en millones de dólares

CUENCA / TIPO DE RESERVA	VOLUMEN CALCULADO AÑO	COSTO DE DESARROLLO TOTAL	COSTO HALLAZGO TOTAL	COSTO OPERACIÓN TOTAL
VMM	722.890	2.697.677	-	7.271.817
Contingente	-	-	-	-
No Convencional	-	-	-	-
PDP	283.521	-	-	2.618.746
PND	114.414	894.739	-	1.212.513
PNP	26.636	1.710	-	237.559
Posibles	87.194	359.839	-	897.045
Probables	211.125	1.441.389	-	2.305.954
YTF	-	-	-	-

Fuente: Cálculos propios UT Prospección UPME 2020

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 39 no se requeriría una ampliación de capacidad de evacuación durante todo el periodo de análisis.

Tabla 39 Transporte de crudo por oleoducto Escenario Bajo en la cuenca del Valle Medio del Magdalena en miles de barriles por día

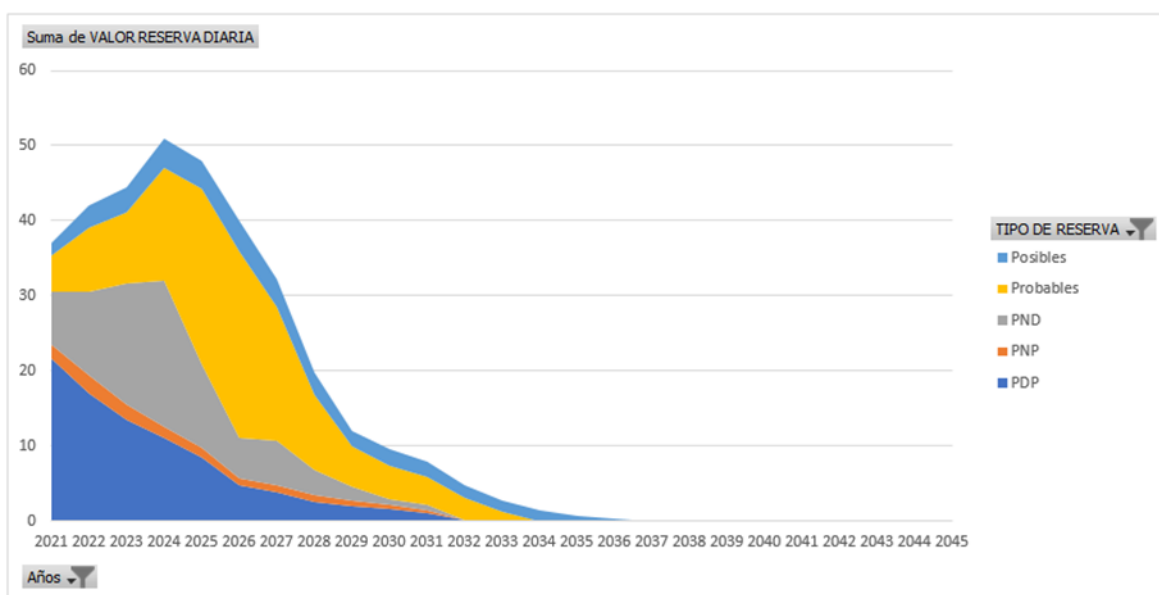
CUENCA	AÑO	PRODUCCIÓN DIARIA	VMM - Crudo refinería	Galán Ayacucho	Faltante Galán Ayacucho	Total Galán Ayacucho
VMM	2021	171	81	81	0	81
VMM	2022	187	97	97	0	97
VMM	2023	181	91	91	0	91
VMM	2024	172	82	82	0	82
VMM	2025	161	71	71	0	71
VMM	2026	148	58	58	0	58
VMM	2027	132	42	42	0	42
VMM	2028	118	28	28	0	28
VMM	2029	108	18	18	0	18
VMM	2030	98	8	8	0	8
VMM	2031	86	0	0	0	0
VMM	2032	76	0	0	0	0
VMM	2033	69	0	0	0	0
VMM	2034	68	0	0	0	0
VMM	2035	55	0	0	0	0
VMM	2036	47	0	0	0	0
VMM	2037	41	0	0	0	0
VMM	2038	35	0	0	0	0
VMM	2039	26	0	0	0	0
VMM	2040	19	0	0	0	0
VMM	2041	13	0	0	0	0
VMM	2042	6	0	0	0	0
VMM	2043	6	0	0	0	0
VMM	2044	2	0	0	0	0
VMM	2045	2	0	0	0	0

Fuente: Cálculos propios UT Prospección UPME 2020

14.3.3 CUENCA CAGUAN - PUTUMAYO

En este escenario, se considera recuperar todos los volúmenes asociados a las reservas probadas, y probables reportados en el IRR 2019. Figura 60

Figura 60 Producción de crudo cuenca del Caguán - Putumayo – Escenario Bajo – KBD



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 40.

Tabla 40 Inversiones de desarrollo de reservas no desarrolladas y probables Escenario Bajo de crudo en la cuenca del Caguán - Putumayo en millones de dólares.

CUENCA / TIPO DE RESERVA	VOLUMEN CALCULADO AÑO	COSTO DE DESARROLLO TOTAL	COSTO HALLAZGO TOTAL	COSTO OPERACIÓN TOTAL
CAG PUT	129.164	730.571	-	1.934.349
Contingente	-	-	-	-
PDP	32.040	-	-	426.252
PND	30.171	236.046	-	472.122
PNP	4.894	316	-	66.627
Posibles	13.846	115.779	-	190.434
Probables	48.214	378.431	-	778.914
YTF	-	-	-	-

Fuente: Cálculos propios UT Prospección UPME 2020

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 se presenta en la Tabla 41. En este escenario no hay faltantes de capacidad por los oleoductos

Tabla 41 Transporte de crudo por oleoducto Escenario Bajo en la cuenca del Caguán - Putumayo en miles de barriles por día.

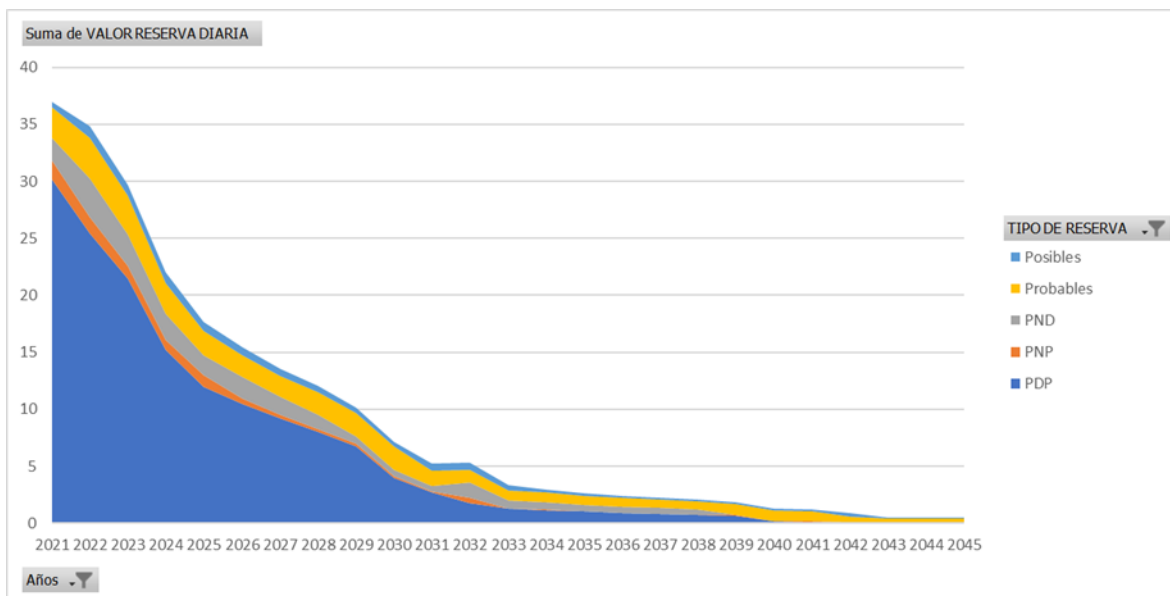
CUENCA	AÑO	PRODUCCIÓN DIARIA	Orito - Tumaco	San Miguel - Lago Agrio	Faltante San Miguel - Lago Agrio
CAG PUT	2021	37	37	0	0
CAG PUT	2022	42	42	0	0
CAG PUT	2023	46	46	0	0
CAG PUT	2024	53	50	3	0
CAG PUT	2025	50	50	0	0
CAG PUT	2026	42	42	0	0
CAG PUT	2027	33	33	0	0
CAG PUT	2028	20	20	0	0
CAG PUT	2029	12	12	0	0
CAG PUT	2030	10	10	0	0
CAG PUT	2031	8	8	0	0
CAG PUT	2032	5	5	0	0
CAG PUT	2033	3	3	0	0
CAG PUT	2034	2	2	0	0
CAG PUT	2035	1	1	0	0
CAG PUT	2036	0	0	0	0
CAG PUT	2037	0	0	0	0
CAG PUT	2038	0	0	0	0
CAG PUT	2039	0	0	0	0
CAG PUT	2040	0	0	0	0
CAG PUT	2041	0	0	0	0
CAG PUT	2042	0	0	0	0
CAG PUT	2043	0	0	0	0
CAG PUT	2044	0	0	0	0
CAG PUT	2045	0	0	0	0

Fuente: Cálculos propios UT Prospección UPME 2020

14.3.4 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 2019. (Figura 61)

**Figura 61 Producción de crudo cuenca del Valle Superior del Magdalena
– Escenario Bajo – KBD**



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 42.

Tabla 42 Inversiones desarrollo de reservas Escenario Bajo de crudo en la cuenca del Valle Superior del Magdalena en millones de dólares.

CUENCA / TIPO DE RESERVA	VOLUMEN CALCULADO AÑO	COSTO DE DESARROLLO TOTAL	COSTO HALLAZGO TOTAL	COSTO OPERACIÓN TOTAL
VSM	84.808	300.548	-	1.054.320
Contingente	-	-	-	-
PDP	56.258	-	-	712.397
PND	8.538	63.065	-	94.200
PNP	3.108	904	-	36.121
Posibles	3.797	47.245	-	47.776
Probables	13.106	189.334	-	163.825
YTF	-	-	-	-

Fuente: Cálculos propios UT Prospección UPME 2020

La ocupación del sistema de transporte para los crudos de esta cuenca hasta Vasconia a través oleoducto Tenay - Vasconia (oleoducto del Alto Magdalena) se presenta en la Tabla 43.

Tabla 43 Transporte de crudo por oleoducto Escenario Bajo en la cuenca del Valle Superior del Magdalena en miles de barriles por día.

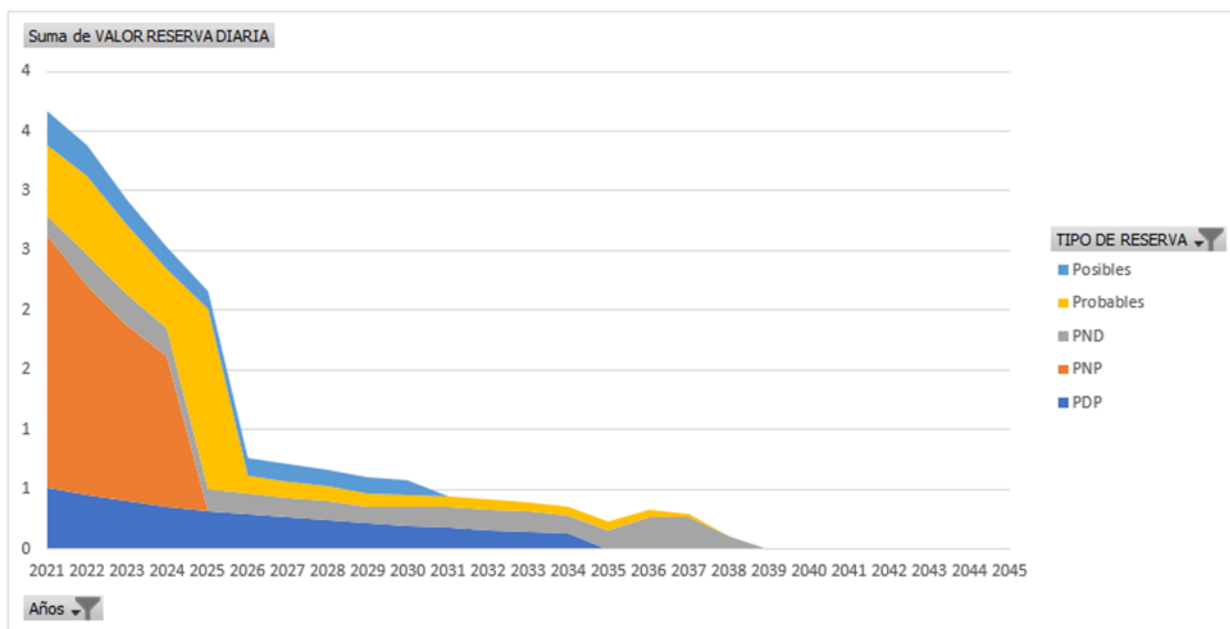
CUENCA	AÑO	PRODUCCIÓN DIARIA	Tenay - Vasconia	Faltante Tenay - Vasconia	Total Tenay - Vasconia
VSM	2021	37	37	0	37
VSM	2022	35	35	0	35
VSM	2023	30	30	0	30
VSM	2024	22	22	0	22
VSM	2025	18	18	0	18
VSM	2026	15	15	0	15
VSM	2027	14	14	0	14
VSM	2028	12	12	0	12
VSM	2029	10	10	0	10
VSM	2030	7	7	0	7
VSM	2031	5	5	0	5
VSM	2032	5	5	0	5
VSM	2033	3	3	0	3
VSM	2034	3	3	0	3
VSM	2035	3	3	0	3
VSM	2036	2	2	0	2
VSM	2037	2	2	0	2
VSM	2038	2	2	0	2
VSM	2039	2	2	0	2
VSM	2040	1	1	0	1
VSM	2041	1	1	0	1
VSM	2042	1	1	0	1
VSM	2043	1	1	0	1
VSM	2044	0	0	0	0
VSM	2045	0	0	0	0

Fuente: Cálculos propios UT Prospección UPME 2020

14.3.5 CUENCA CATATUMBO

En este escenario, se considera recuperar todos los volúmenes asociados a las reservas probadas y probables reportadas en el IRR 2019.Figura 62

Figura 62 Producción de crudo cuenca del Catatumbo – Escenario Bajo – KBD



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 44.

Tabla 44 Inversiones hallazgo desarrollo de reservas Escenario Bajo de crudo en la cuenca del Catatumbo en millones de dólares.

CUENCA / TIPO DE RESERVA	VOLUMEN CALCULADO AÑO	COSTO DE DESARROLLO TOTAL	COSTO HALLAZGO TOTAL	COSTO OPERACIÓN TOTAL
CAT	7.432	28.488	-	134.606
Contingente	-	-	-	-
PDP	1.414	-	-	21.209
PND	1.231	8.540	-	18.459
PNP	2.413	169	-	49.918
Posibles	572	7.706	-	11.837
Probables	1.803	12.073	-	33.184

Fuente: Cálculos propios UT Prospección UPME 2020

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 45. Para este caso no hay faltantes de capacidad.

Tabla 45 Transporte de crudo por oleoducto Escenario Bajo en la cuenca del Catatumbo en miles de barriles por día.

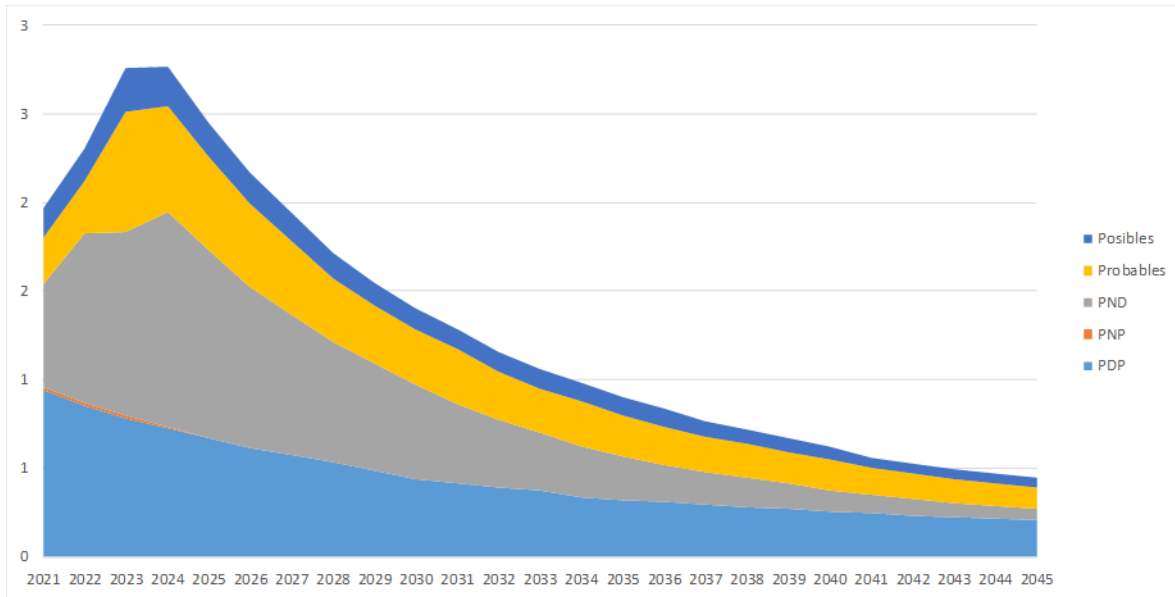
CUENCA	AÑO	PRODUCCIÓN DIARIA	Tibú - Ayacucho	Faltante Tibú - Ayacucho	Total Tibú - Ayacucho
CAT	2021	3	3	0	3
CAT	2022	3	3	0	3
CAT	2023	3	3	0	3
CAT	2024	3	3	0	3
CAT	2025	2	2	0	2
CAT	2026	1	1	0	1
CAT	2027	1	1	0	1
CAT	2028	1	1	0	1
CAT	2029	1	1	0	1
CAT	2030	1	1	0	1
CAT	2031	0	0	0	0
CAT	2032	0	0	0	0
CAT	2033	0	0	0	0
CAT	2034	0	0	0	0
CAT	2035	0	0	0	0
CAT	2036	0	0	0	0
CAT	2037	0	0	0	0
CAT	2038	0	0	0	0
CAT	2039	0	0	0	0
CAT	2040	0	0	0	0
CAT	2041	0	0	0	0
CAT	2042	0	0	0	0
CAT	2043	0	0	0	0
CAT	2044	0	0	0	0
CAT	2045	0	0	0	0

Fuente: Cálculos propios UT Prospección UPME 2020

14.3.6 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 2019. Figura 63

**Figura 63 Producción de crudo cuenca del Valle Inferior del Magdalena
– Escenario Bajo– KBD**



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 46.

Tabla 46 Inversiones de desarrollo de reservas Escenario Bajo de crudo en la cuenca del Valle Inferior del Magdalena en millones de dólares.

CUENCA / TIPO DE RESERVA	VOLUMEN CALCULADO AÑO	COSTO DE DESARROLLO TOTAL	COSTO HALLAZGO TOTAL	COSTO OPERACIÓN TOTAL
VIM	11.875	56.786	-	166.241
Contingente	-	-	-	-
PDP	4.020	-	-	55.492
PND	4.122	31.556	-	60.069
PNP	17	1	-	254
Posibles	1.098	14.886	-	14.594
Probables	2.618	10.344	-	35.832
YTF	-	-	-	-

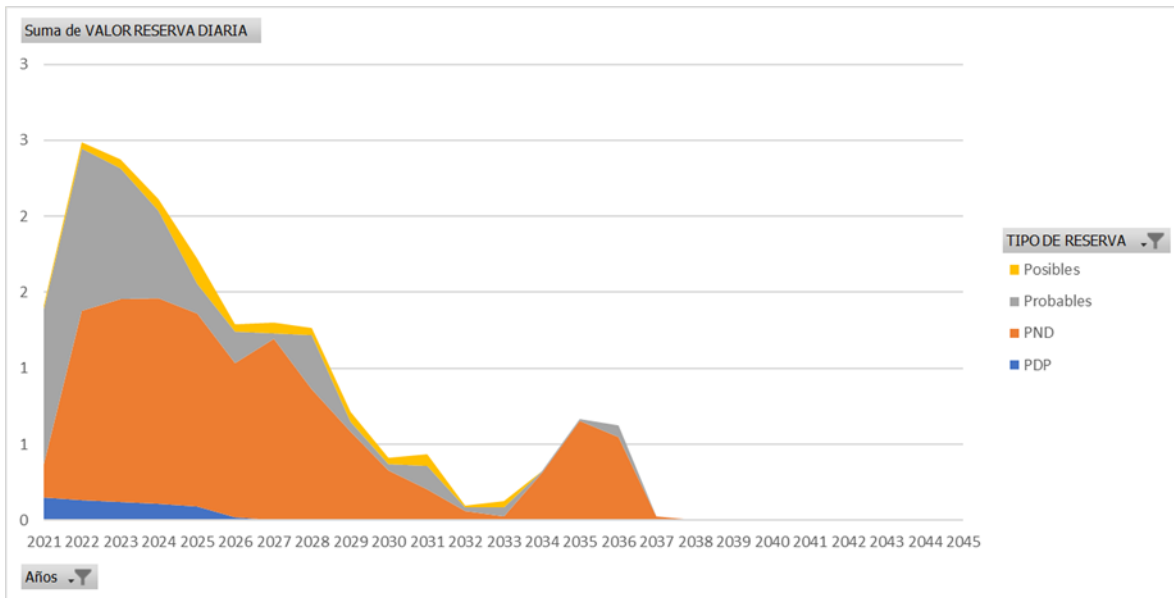
Fuente: Cálculos propios UT Prospección UPME 2020

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 obedecería a los requerimientos de evacuación de Ayacucho que se analizarán en el escenario integrado.

14.3.7 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 64

Figura 64 Producción de crudo cuenca Cordillera – Escenario Bajo – KBD



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 47.

Tabla 47 Inversiones desarrollo de reservas Escenario Bajo de crudo en la cuenca Cordillera en millones de dólares

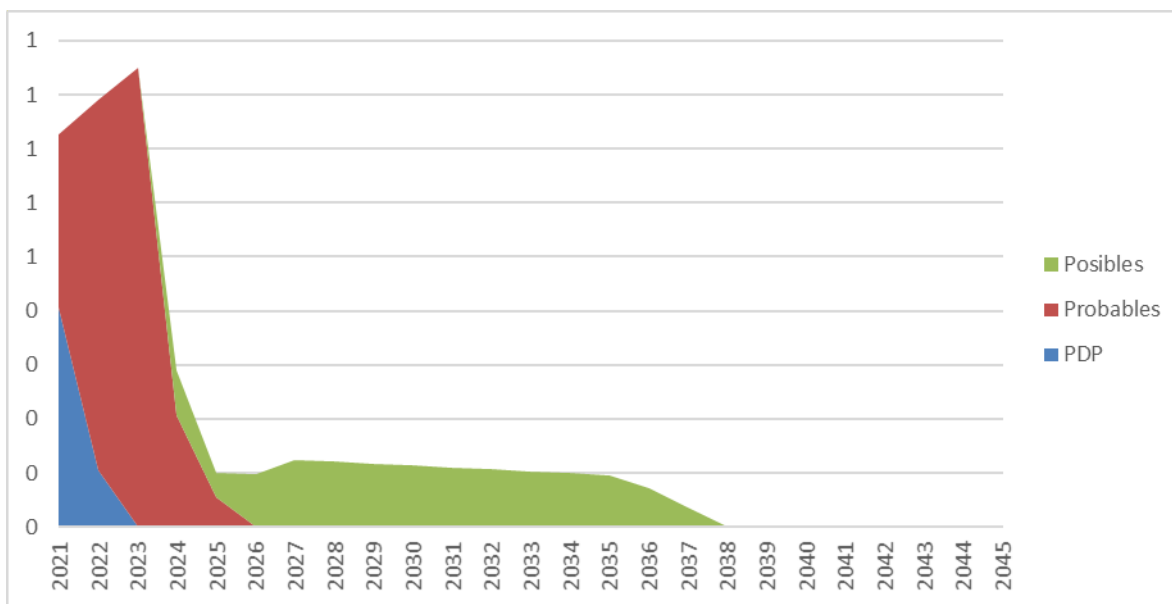
CUENCA / TIPO DE RESERVA	VOLUMEN CALCULADO AÑO	COSTO DE DESARROLLO TOTAL	COSTO HALLAZGO TOTAL	COSTO OPERACIÓN TOTAL
COR	6.347	45.620	-	72.923
PDP	230	-	-	2.676
PND	4.103	22.667	-	46.190
Posibles	277	2.109	-	3.213
Probables	1.737	20.844	-	20.844
YTF	-	-	-	-

Fuente: Cálculos propios UT Prospección UPME 2020

14.3.8 CUENCA SINÚ SAN JACINTO ONSHORE

En esta cuenca se encuentran el campo de producción de Bullerengue. 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 2019. (Figura 65).

Figura 65 Producción de crudo cuenca Sinú San Jacinto Onshore – Escenario Bajo – KBD



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 48.

Tabla 48 Inversiones desarrollo de reservas Escenario Bajo de crudo en la cuenca Sinú San Jacinto Onshore en millones de dólares

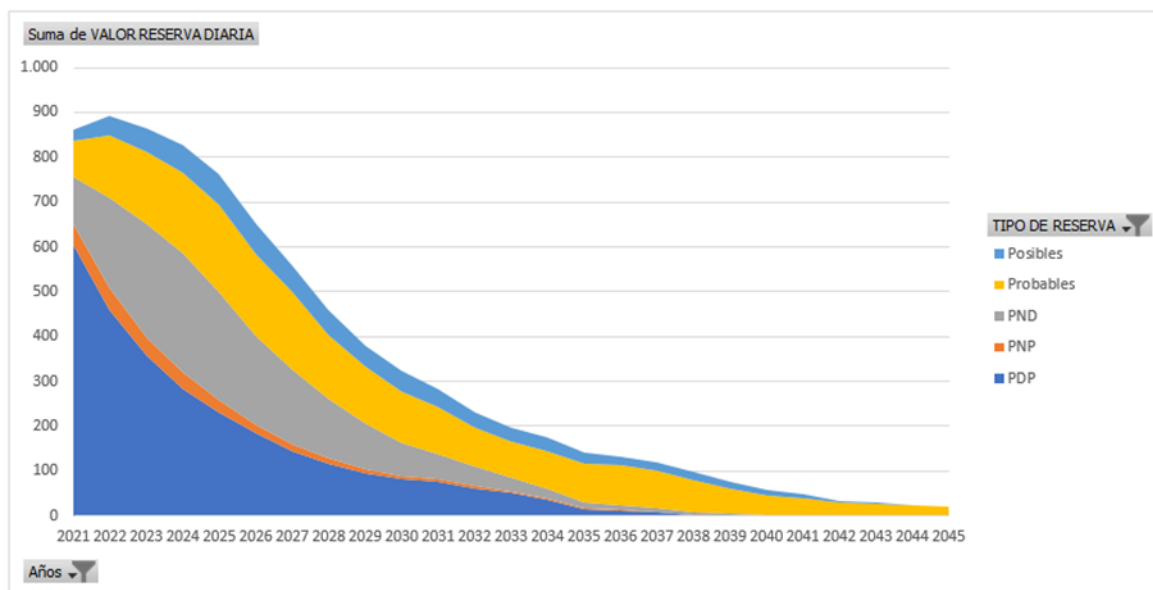
CUENCA / TIPO DE RESERVA	VOLUMEN CALCULADO AÑO	COSTO DE DESARROLLO TOTAL	COSTO HALLAZGO TOTAL	COSTO OPERACIÓN TOTAL
SIN SAJ	1.442	-	-	-
PDP	186	-	-	-
Posibles	482	-	-	-
Probables	774	-	-	-
YTF	-	-	-	-

Fuente: Cálculos propios UT Prospección UPME 2020

14.3.9 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 66. Producción de crudo país – Escenario Bajo – KBD

Figura 66. Producción de crudo país – Escenario Bajo – KBD



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 49.

Tabla 49 Inversiones hallazgo y desarrollo de reservas Escenario Bajo de crudo en el país en millones de dólares

CUENCA / TIPO DE RESERVA	VOLUMEN CALCULADO AÑO	COSTO DE DESARROLLO TOTAL	COSTO HALLAZGO TOTAL	COSTO OPERACIÓN TOTAL
CAG PUT	129.164	730.571	-	1.934.349
CAT	7.432	28.488	-	134.606
COR	6.347	45.620	-	72.923
Llanos	2.047.602	8.064.997	-	23.184.169
SIN SAJ	1.442	-	-	-
VIM	11.875	56.786	-	166.241
VMM	722.890	2.697.677	-	7.271.817
VSM	84.808	300.548	-	1.054.320
Total general	3.011.560	11.924.689	-	33.818.425

Fuente: Cálculos propios UT Prospección UPME 2020

En lo que respecta a transporte por oleoducto, la capacidad actual es suficiente para evacuar la totalidad del crudo producido en este escenario.

15 ESCENARIOS DE GAS

A partir de la información que la ANH entregó sobre los pronósticos de producción para las reservas probadas, probables posibles, recursos contingentes y recursos prospectivos y de información adicional preparada por la Unión Temporal, se determinaron los siguientes escenarios:

15.1 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.

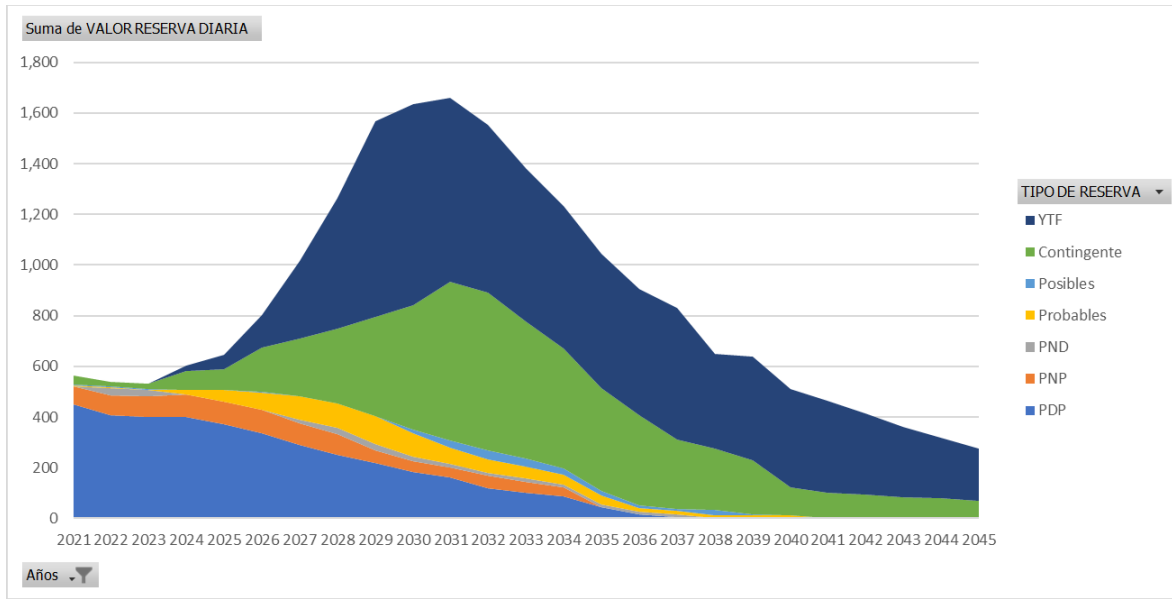
15.1.1 CUENCA DE LOS LLANOS ORIENTALES

En este escenario, se considera recuperar todos los volúmenes asociados a las reservas probadas, probables, posibles y recursos contingentes reportados en el IRR 2019, y el recurso contingente del proyecto incremental del Piedemonte de Ecopetrol, primera y segunda fase de recuperación secundaria.

En cuanto a los hidrocarburos por encontrar, se contemplan la recuperación de los recursos prospectivos de las oportunidades en Odisea, SDLA, Niscota y Sirirí.

En la Figura 67 se presenta la proyección de la producción para los próximos 25 años y se puede observar que, con los aportes mencionados, se estarían produciendo más de 1.000 MPCD en este escenario alto entre el año 2027 y 2035 en la Cuenca Llanos.

Figura 67 Producción de gas cuenca de los Llanos – Escenario Alto – MPCD



Fuente: cálculos propios e información ANH

Las inversiones para el desarrollo de las reservas probables y posibles y costo de hallazgo y desarrollo de los recursos prospectivos y contingentes contemplados en este escenario se pueden apreciar en la Tabla 50

**Tabla 50 Inversiones desarrollo de reservas, recursos contingentes y recursos prospectivos
Escenario Alto de gas en la cuenca Llanos en millones de dólares**

CUENCA / TIPO DE RESERVA	VOLUMEN CALCULADO AÑO	COSTO DE DESARROLLO TOTAL	COSTO HALLAZGO TOTAL	COSTO OPERACIÓN TOTAL
Llanos	7.818.021	647.550	1.279.837	1.919.755
Contingente	2.229.131	-	-	-
PDP	1.400.693	-	-	-
PND	77.140	-	-	-
PNP	340.952	27.966	-	-
Posibles	75.054	3.301	66.023	99.034
Probables	304.691	9.376	-	-
YTF	3.390.359	606.907	1.213.814	1.820.721

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 51.

Sobre la base que los volúmenes producidos 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 insuficiente.

Este es un escenario que requiere inversiones cuantiosas en capacidad de transporte para evacuar volúmenes adicionales de casi 1.000 MPCD en algunos años del horizonte de proyección, las cuales posteriormente quedarían operando a una capacidad muy inferior a la diseño y debido a que una cantidad importante de la nueva producción proviene de recursos prospectivos (YTF), se normalizara y racionalizará la nueva capacidad de transporte a un valor que extienda su utilización en el periodo de proyección así:

Para el sistema Cusiana – Porvenir – La Belleza se construiría un gasoducto de 600 MPCD con una longitud de 250 kilómetros y un diámetro de 24". 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 500. Adicionalmente, se consideran cuatro estaciones compresoras de 7.500 HP a un costo de USD 3.500/HP para un valor de MUSD 105 para una inversión total en este gasoducto de MUSD 605.

Para el sistema La Belleza -Vasconia se construiría un gasoducto 600 MPCD con una longitud de 92 kilómetros y un diámetro de 20". 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 140. Adicionalmente, se consideran dos estaciones compresoras de 5.000 HP a un costo de USD 4.000/HP para un valor de MUSD 40 para una inversión total en este gasoducto de MUSD 180.

Para el sistema Vasconia – Barrancabermeja se construiría un gasoducto 500 MPCD con una longitud de 172 kilómetros y un diámetro de 20". 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 290. Adicionalmente, se consideran dos estaciones compresoras de 5.000 HP a un costo de USD 4.000/HP para un valor de MUSD 40 para una inversión total en este gasoducto de MUSD 330.

Tabla 51 Transporte de gas Escenario Alto en la cuenca Llanos en MPCD

CUENCA	AÑO	PRODUCCIÓN DIARIA	Volumen Gibraltar	Volumen Llanos sin Gibraltar	Cusiana - Apiay - Bogotá	Floreña - Yopal	Volumen Llanos sin Gibraltar - Yopá	Cusiana - Porvenir - La Belleza	Faltante Cusiana - Porvenir - La Belleza	Total Cusiana - Porvenir - La Belleza	La Belleza - Cogua	Total La Belleza - Cogua	La Belleza - Vasconia	Faltante La Belleza - Vasconia	Total La Belleza - Vasconia	Vasconia - Mariquita	Sebastopol - Medellín	Vasconia - Barrancabermeja	Faltante Vasconia - Barrancabermeja	Total Vasconia - Barrancabermeja
Llanos	2021	564	36	528	64	12	452	452	-	452	220	232	232	-	232	192	40	-	-	-
Llanos	2022	539	36	503	64	12	427	427	-	427	220	207	207	-	207	192	15	-	-	-
Llanos	2023	532	36	496	64	12	420	420	-	420	220	200	200	-	200	192	8	-	-	-
Llanos	2024	602	36	566	64	12	490	458	32	490	220	270	260	10	270	192	64	14	-	14
Llanos	2025	644	36	608	64	12	532	458	74	532	220	312	260	52	312	192	64	56	-	56
Llanos	2026	803	36	767	64	12	691	458	233	691	220	471	260	211	471	192	64	130	85	215
Llanos	2027	1.015	36	979	64	12	903	458	445	903	220	683	260	423	683	192	64	130	297	427
Llanos	2028	1.265	36	1.229	64	12	1.153	458	695	1.153	220	933	260	673	933	192	64	130	547	677
Llanos	2029	1.566	36	1.531	64	12	1.455	458	997	1.455	220	1.235	260	975	1.235	192	64	130	849	979
Llanos	2030	1.636	36	1.600	64	12	1.524	458	1.066	1.524	220	1.304	260	1.044	1.304	192	64	130	918	1.048
Llanos	2031	1.658	36	1.622	64	12	1.546	458	1.088	1.546	220	1.326	260	1.066	1.326	192	64	130	940	1.070
Llanos	2032	1.554	36	1.518	64	12	1.442	458	984	1.442	220	1.222	260	962	1.222	192	64	130	836	966
Llanos	2033	1.382	35	1.347	64	12	1.271	458	813	1.271	220	1.051	260	791	1.051	192	64	130	665	795
Llanos	2034	1.233	27	1.207	64	12	1.131	458	673	1.131	220	911	260	651	911	192	64	130	525	655
Llanos	2035	1.045	19	1.026	64	12	950	458	492	950	220	730	260	470	730	192	64	130	344	474
Llanos	2036	904	14	890	64	12	814	458	356	814	220	594	260	334	594	192	64	130	208	338
Llanos	2037	831	8	823	64	12	747	458	289	747	220	527	260	267	527	192	64	130	141	271
Llanos	2038	650	5	644	64	12	568	458	110	568	220	348	260	88	348	192	64	92	-	92
Llanos	2039	639	3	636	64	12	560	458	102	560	220	340	260	80	340	192	64	84	-	84
Llanos	2040	511	2	509	64	12	433	433	-	433	220	213	213	-	213	192	21	-	-	-
Llanos	2041	465	-	465	64	12	389	389	-	389	220	169	169	-	169	169	-	-	-	-
Llanos	2042	412	-	412	64	12	336	336	-	336	220	116	116	-	116	116	-	-	-	-
Llanos	2043	360	-	360	64	12	284	284	-	284	220	64	64	-	64	64	-	-	-	-
Llanos	2044	317	-	317	64	12	241	241	-	241	220	21	21	-	21	21	-	-	-	-
Llanos	2045	277	-	277	64	12	201	201	-	201	220	21	-	-	-	-	-	-	-	-

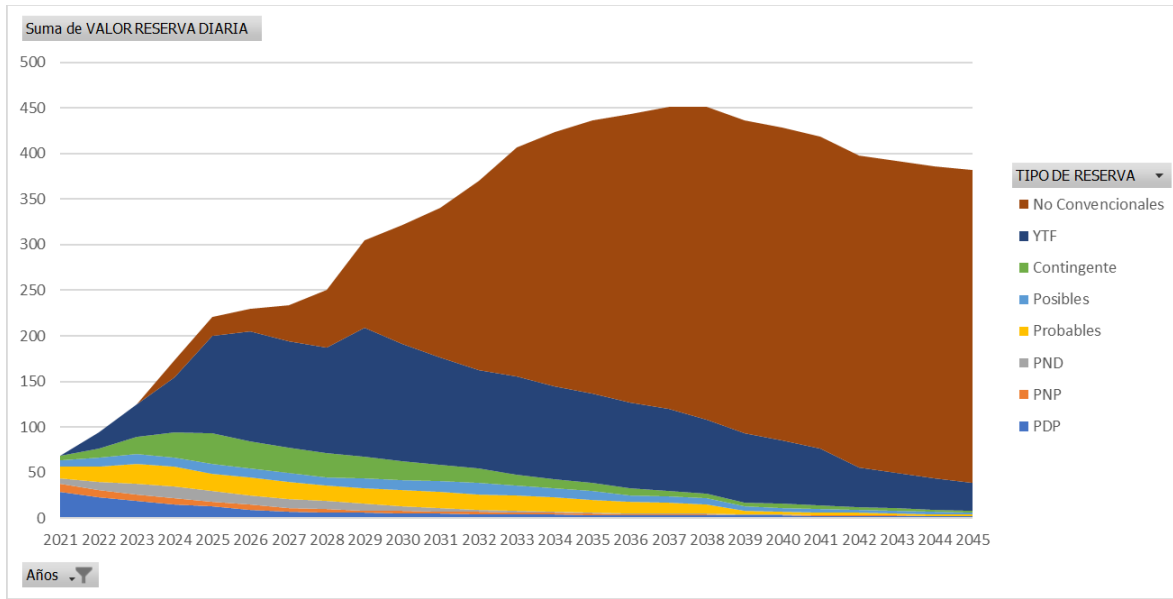
Fuente: Cálculos propios UT Prospección UPME 2020

15.1.2 CUENCA VALLE MEDIO DEL MAGDALENA

Este escenario considera la recuperación de las reservas probadas, probables y posibles y los recursos contingentes reportados en el IRR 2019 y los recursos prospectivos de los proyectos YTF de Payoa-Tisquirama-VMM 6 y De Mares-Playón. Este escenario también incluye el desarrollo de los Yacimientos en Roca Generadora (YRG) por un valor de 1,8 Terapias cúbicos de gas.

En la Figura 68 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 68 Producción de gas cuenca del Valle medio del Magdalena MPCD



Fuente: cálculos propios e información ANH

Las inversiones para el desarrollo de las reservas probables y posibles y costo de hallazgo y desarrollo de los recursos prospectivos y contingentes contemplados en este escenario se pueden apreciar en la Tabla 52.

Tabla 52 Inversiones desarrollo de reservas, recursos contingentes y prospectivos
Escenario Alto de gas en la cuenca del Valle Medio del Magdalena en millones de dólares

CUENCA / TIPO DE RESERVA	VOLUMEN CALCULADO AÑO	COSTO DE DESARROLLO TOTAL	COSTO HALLAZGO TOTAL	COSTO OPERACIÓN TOTAL
VMM	2.989.907	180.747	728.997	1.362.881
Contingente	120.678	1.309	-	7.854
No Convencionales	1.819.994	-	-	-
PDP	67.405	-	-	8.370
PND	39.985	-	-	-
PNP	25.714	525	-	13.857
Posibles	71.949	1.983	-	11.714
Probables	115.184	1.999	-	8.745
YTF	728.997	174.931	728.997	1.312.340

Fuente: Cálculos propios UT Prospección UPME 2020

La refinera 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.

Al igual que para la cuenca de los Llanos Orientales, se racionalizan las inversiones en transporte para que la nueva capacidad opere cercana a los valores de diseño. 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 53.

De acuerdo con los resultados y lo expuesto anteriormente, se requiere la construcción de un gasoducto entre Barrancabermeja y Ballena de una longitud de 580 km y una de capacidad de 600 MPCD, con tubería de 24" de diámetro con tres estaciones compresoras de 10.000 HP cada una. 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 500 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 605.

Tabla 53 Transporte de gas Escenario Alto en la cuenca Valle Medio del Magdalena en MPCD

CUENCA	AÑO	PRODUCCIÓN DIARIA	volumen recibido de Vasconia	Disponible en Barrancab ermeja Ballena	Volumen producido Cesar Ranchería	Volumen a transportar	Faltante Barrancab ermeja Ballena
VMM	2021	68	-	-	3	3	-
VMM	2022	94	-	-	3	3	-
VMM	2023	125	-	5	7	12	-
VMM	2024	173	14	53	12	80	-
VMM	2025	221	56	101	17	174	14
VMM	2026	229	215	109	31	356	196
VMM	2027	234	427	114	51	592	432
VMM	2028	251	677	131	64	872	712
VMM	2029	305	979	185	71	1.234	1.074
VMM	2030	322	1.048	202	76	1.326	1.166
VMM	2031	341	1.070	221	80	1.371	1.211
VMM	2032	370	966	250	85	1.301	1.141
VMM	2033	406	795	286	78	1.159	999
VMM	2034	423	655	303	72	1.029	869
VMM	2035	436	474	316	66	856	696
VMM	2036	443	338	323	60	722	562
VMM	2037	451	271	331	52	654	494
VMM	2038	451	92	331	45	468	308
VMM	2039	436	84	316	39	438	278
VMM	2040	428	-	308	34	342	182
VMM	2041	419	-	299	30	329	169
VMM	2042	398	-	278	26	304	144
VMM	2043	392	-	272	23	295	135
VMM	2044	386	-	266	21	287	127
VMM	2045	382	-	262	19	281	121

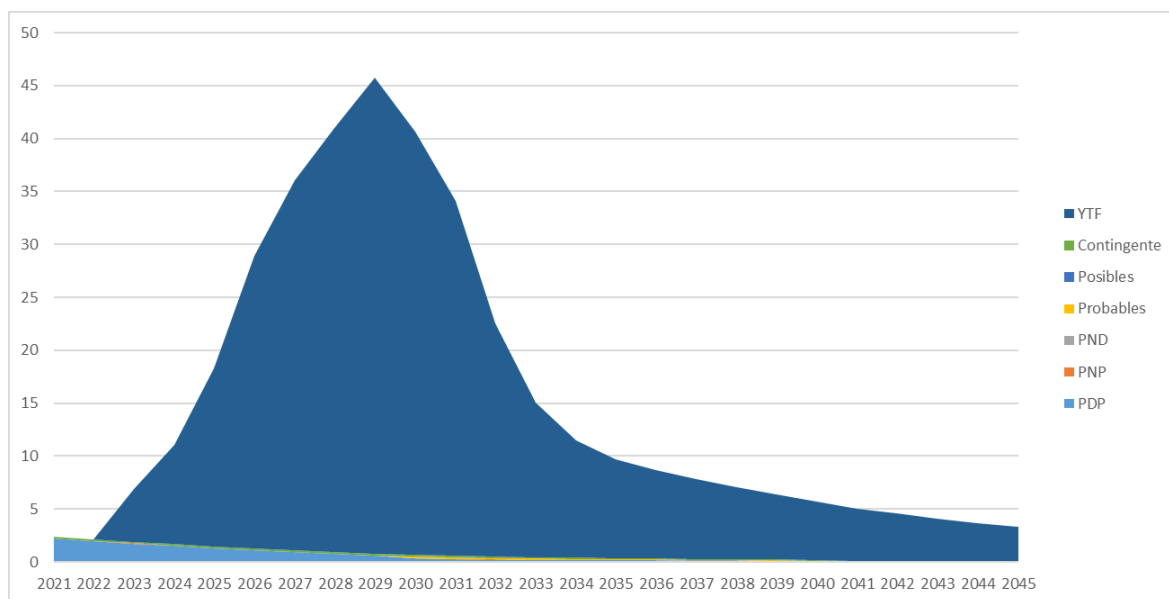
Fuente: Cálculos propios UT Prospección UPME 2020

15.1.3 CUENCA DEL VALLE SUPERIOR DEL MAGDALENA

En este escenario, se considera recuperar todos los volúmenes asociados a las reservas probadas, probables, posibles, recursos contingentes y los recursos prospectivos de Boquerón reportados en el IRR 2019.

En la Figura 69 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 69 Producción de gas cuenca del Valle Superior del Magdalena MPCD



Fuente: cálculos propios e información ANH

Las inversiones para el desarrollo de las reservas probables y posibles y costo de hallazgo y desarrollo de los recursos prospectivos y contingentes contemplados en este escenario se pueden apreciar en la Tabla 54

Tabla 54 Inversiones desarrollo de reservas recursos contingentes y prospectivos Escenario Alto de gas en la cuenca del Valle Superior del Magdalena en millones de dólares

CUENCA / TIPO DE RESERVA	VOLUMEN CALCULADO AÑO	COSTO DE DESARROLLO TOTAL	COSTO HALLAZGO TOTAL	COSTO OPERACIÓN TOTAL
VSM	139.596,65	39.874,86	132.916,19	199.374,29
Contingente	977,96	-	-	-
PDP	5.130,12	-	-	-
PND	86,56	-	-	-
PNP	42,31	-	-	-
Posibles	0,65	-	-	-
Probables	442,85	-	-	-
YTF	132.916,19	39.874,86	132.916,19	199.374,29

Fuente: Cálculos propios UT Prospección UPME 2020

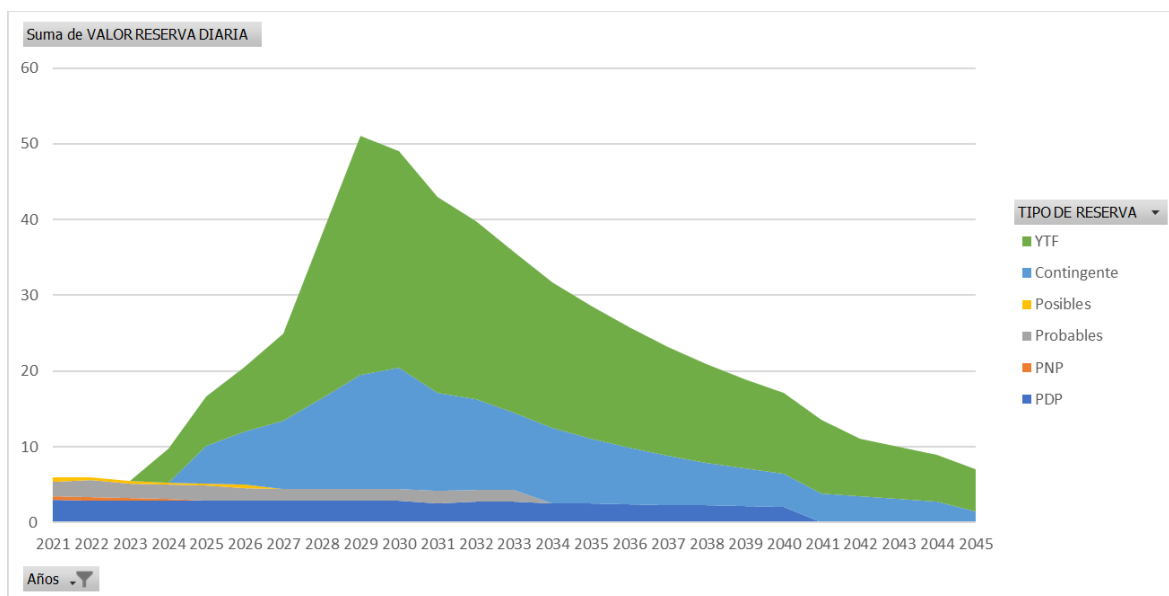
15.1.4 CUENCA DEL CATATUMBO

En este escenario, se considera recuperar todos los volúmenes asociados a las reservas probadas, probables y posibles reportadas en el IRR 2019, así como los

recursos contingentes de los campos de Cerro Gordo, Carbonera – La Silla, Rio de Oro – Puerto Barco y Tibú más los recursos prospectivos del YTF que se plantean en Cerro Gordo, Tibú y Rio de Oro.

En la Figura 70 se presenta la proyección de la producción para los próximos 25 años, la cual se consumirían localmente en las áreas cercanas a los campo de producción en la misma cuenca o se conectarían al gasoducto Gibraltar - Bucaramanga.

Figura 70 Producción de gas cuenca del Catatumbo – Escenario Alto – MPCD



Fuente: cálculos propios e información ANH

Las inversiones para el desarrollo de las reservas probables y posibles y costo de hallazgo y desarrollo de los recursos prospectivos y contingentes contemplados en este escenario se pueden apreciar en la Tabla 55

Tabla 55 Inversiones desarrollo de reservas recursos contingentes y prospectivos Escenario Alto de gas en la cuenca del Catatumbo en millones de dólares

CUENCA / TIPO DE RESERVA	VOLUMEN CALCULADO AÑO	COSTO DE DESARROLLO TOTAL	COSTO HALLAZGO TOTAL	COSTO OPERACIÓN TOTAL
CAT	205.575	30.749	117.501	233.230
Contingente	58.914	1.372	-	6.862
PDP	19.544	-	-	38.388
PNP	556	-	-	-
Posibles	825	-	-	-
Probables	8.235	2.948	-	11.338
YTF	117.501	26.429	117.501	176.642

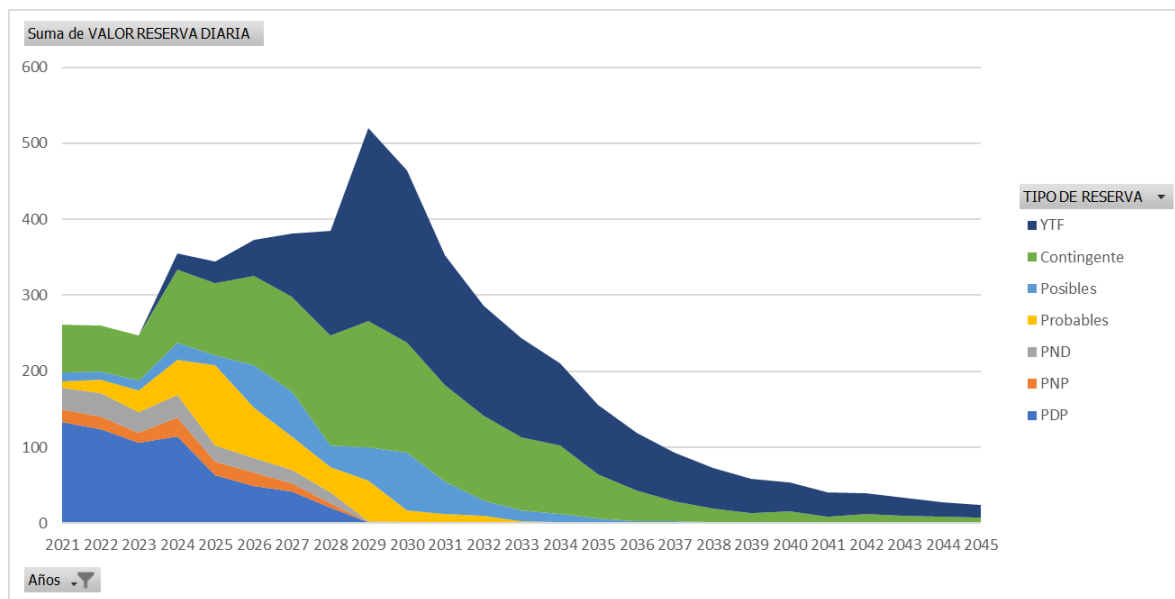
Fuente: Cálculos propios UT Prospección UPME 2020

15.1.5 CUENCA DEL VALLE INFERIOR DEL MAGDALENA

En este escenario, se considera recuperar todos los volúmenes asociados a las reservas probadas, probables, posibles y recursos contingentes reportados en el IRR 2019, así como los recursos contingentes adicionales en los boques VIM 1, VIM, VIM 21, La Esperanza y los recursos prospectivos de Perdices y Guama.

En la Figura 71 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 71 Producción de gas cuenca del Valle Inferior del Magdalena



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 56.

Tabla 56 Inversiones desarrollo de reservas recursos contingentes y prospectivos Escenario Alto de gas en la cuenca del Valle Inferior del Magdalena en millones de dólares

CUENCA / TIPO DE RESERVA	VOLUMEN CALCULADO AÑO	COSTO DE DESARROLLO TOTAL	COSTO HALLAZGO TOTAL	COSTO OPERACIÓN TOTAL
VIM	1.972.974	448.805	879.140	2.423.959
Contingente	626.363	145.998	208.720	628.982
PDP	239.774	-	-	269.800
PND	70.361	19.377	-	74.703
PNP	44.860	4.806	-	44.860
Posibles	157.622	18.496	-	167.959
Probables	163.573	26.601	-	178.022
YTF	670.420	233.528	670.420	1.059.634

Fuente: Cálculos propios UT Prospección UPME 2020

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 57

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 125 MPCD, en una tubería de 12" 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 140 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 175.

Tabla 57 Transporte de gas Escenario Alto en la cuenca Valle Inferior del Magdalena en MPCD

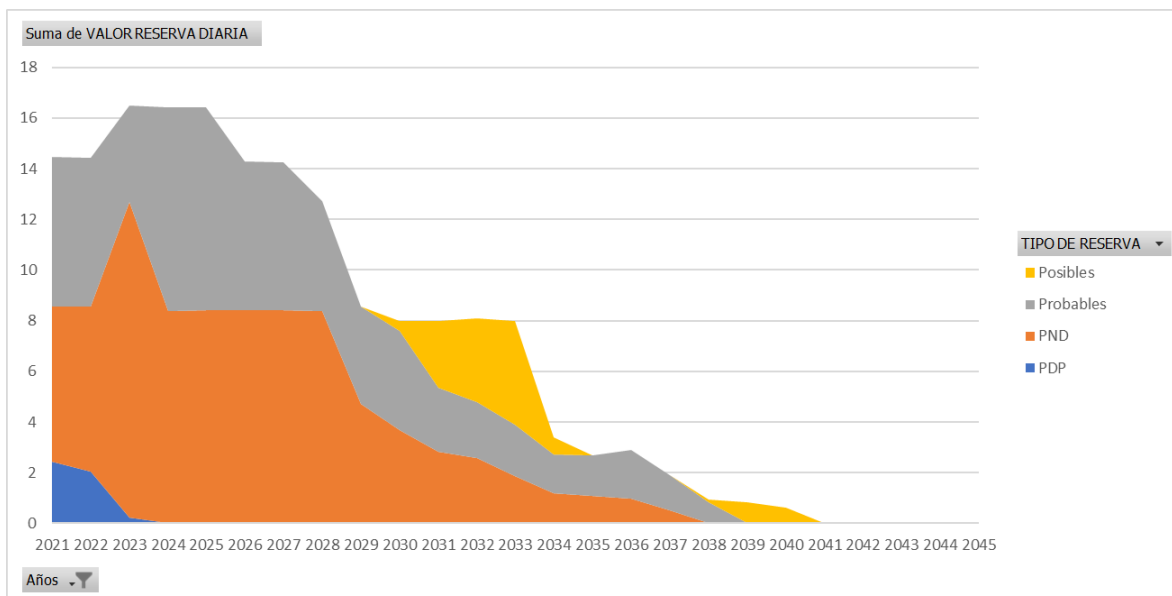
CUENCA	AÑO	PRODUCCIÓN DIARIA	Jobo - Cartagena - Barranquilla	Faltante Jobo - Cartagena - Barranquilla	Total Jobo - Cartagena - Barranquilla
VIM	2021	261	260	1	261
VIM	2022	260	260	-	260
VIM	2023	248	248	-	248
VIM	2024	355	260	95	355
VIM	2025	344	260	84	344
VIM	2026	373	260	113	373
VIM	2027	382	260	122	382
VIM	2028	384	260	124	384
VIM	2029	520	260	260	520
VIM	2030	464	260	204	464
VIM	2031	353	260	93	353
VIM	2032	286	260	26	286
VIM	2033	244	244	-	244
VIM	2034	211	211	-	211
VIM	2035	155	155	-	155
VIM	2036	119	119	-	119
VIM	2037	93	93	-	93
VIM	2038	73	73	-	73
VIM	2039	59	59	-	59
VIM	2040	53	53	-	53
VIM	2041	41	41	-	41
VIM	2042	39	39	-	39
VIM	2043	33	33	-	33
VIM	2044	27	27	-	27
VIM	2045	24	24	-	24

Fuente: Cálculos propios UT Prospección UPME 2020

15.1.6 CUENCA CORDILLERA

En esta cuenca se encuentran los campos de producción de Bolívar y Corrales ubicados en el departamento de Boyacá. Se considera recuperar todos los volúmenes asociados a las reservas probadas, probables y posibles reportadas en el IRR 2019. Figura 72

Figura 72 Producción de gas cuenca Cordillera – Escenario Alto – MPCD



Fuente: cálculos propios e información ANH

Las inversiones para el desarrollo de las reservas probables y posibles contemplados en este escenario se pueden apreciar en la Tabla 58

Tabla 58 Inversiones desarrollo de reservas Escenario Alto de gas en la cuenca Cordillera en millones de dólares

CUENCA / TIPO DE RESERVA	VOLUMEN CALCULADO AÑO	COSTO DE DESARROLLO TOTAL	COSTO HALLAZGO TOTAL	COSTO OPERACIÓN TOTAL
COR	63.310	-	-	-
PDP	1.715	-	-	-
PND	31.565	-	-	-
Posibles	4.618	-	-	-
Probables	25.412	-	-	-

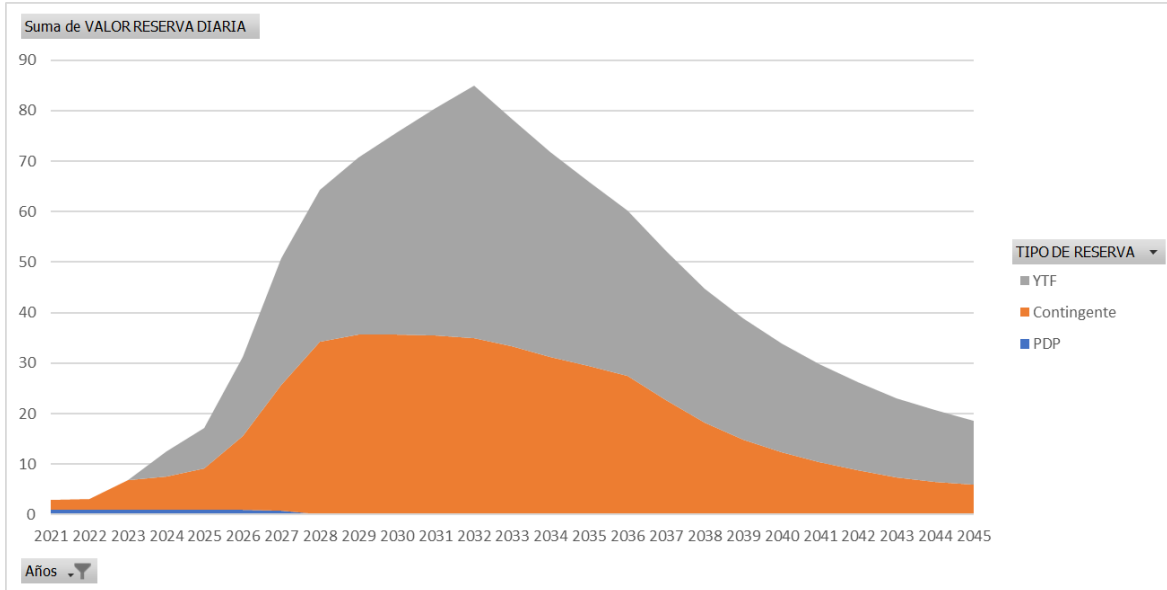
Fuente: Cálculos propios UT Prospección UPME 2020

15.1.7 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 Caporo y recursos respectivos para La Loma, que se puede ver en la Figura 73.

Figura 73 Producción de gas cuenca Cesar - Ranchería- Escenario Alto – MPCD



Fuente: cálculos propios e información ANH

Las inversiones para el desarrollo de las reservas probables, posibles y recursos contingentes y prospectivos contemplados en este escenario se pueden apreciar en la Tabla 59.

Tabla 59 Inversiones desarrollo de reservas y recursos Escenario Alto de gas en la cuenca del Cesar - Ranchería en millones de dólares

CUENCA / TIPO DE RESERVA	VOLUMEN CALCULADO AÑO	COSTO DE DESARROLLO TOTAL	COSTO HALLAZGO TOTAL	COSTO OPERACIÓN TOTAL
CES RAN	388.824	145.984	215.236	777.648
Contingente	171.112	59.889	-	342.224
PDP	2.476	-	-	4.951
YTF	215.236	86.095	215.236	430.473

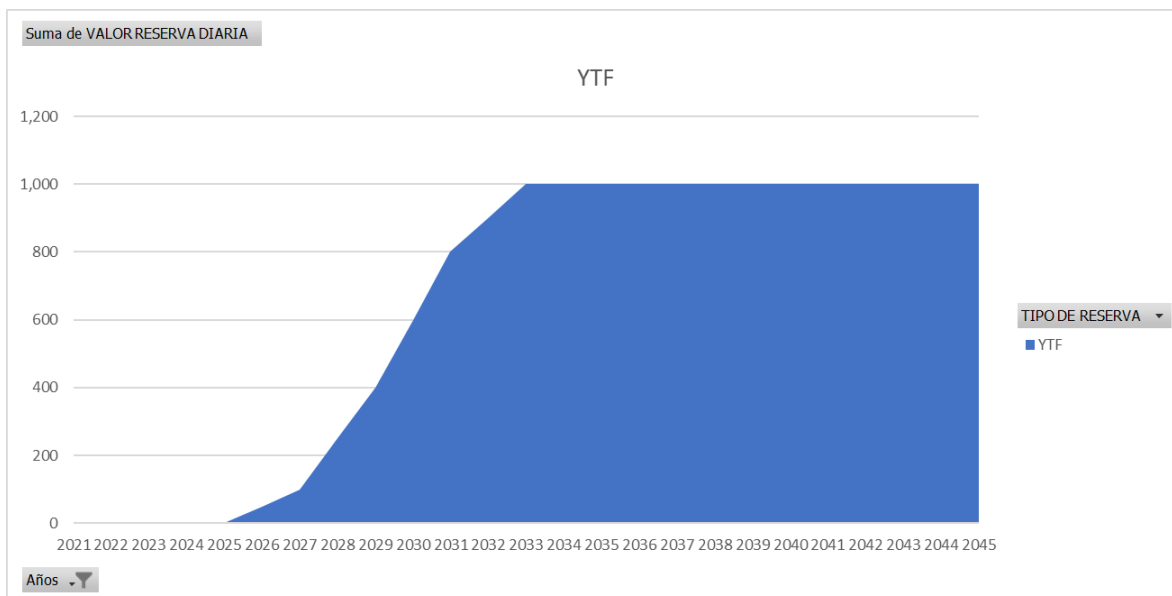
Fuente: Cálculos propios UT Prospección UPME 2020

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.

15.1.8 CUENCA SINU – SAN JACINTO

Esta cuenca se considera que se desarrollarían los hallazgos realizados en Purple Ángel y Fuerte Sur y los volúmenes de los prospectos reportados por los operadores en el IRR 2019, tal como se aprecia en la Figura 74.

Figura 74 Producción de gas cuenca Sinú – San Jacinto Offshore – Escenario Alto – MPCD



Fuente: cálculos propios e información ANH

Las inversiones para el desarrollo de los recursos prospectivos contemplados en este escenario se pueden apreciar en la Tabla 60.

Tabla 60 Inversiones desarrollo prospectivos Escenario Alto de gas en la cuenca del Sinú – San Jacinto Offshore en millones de dólares

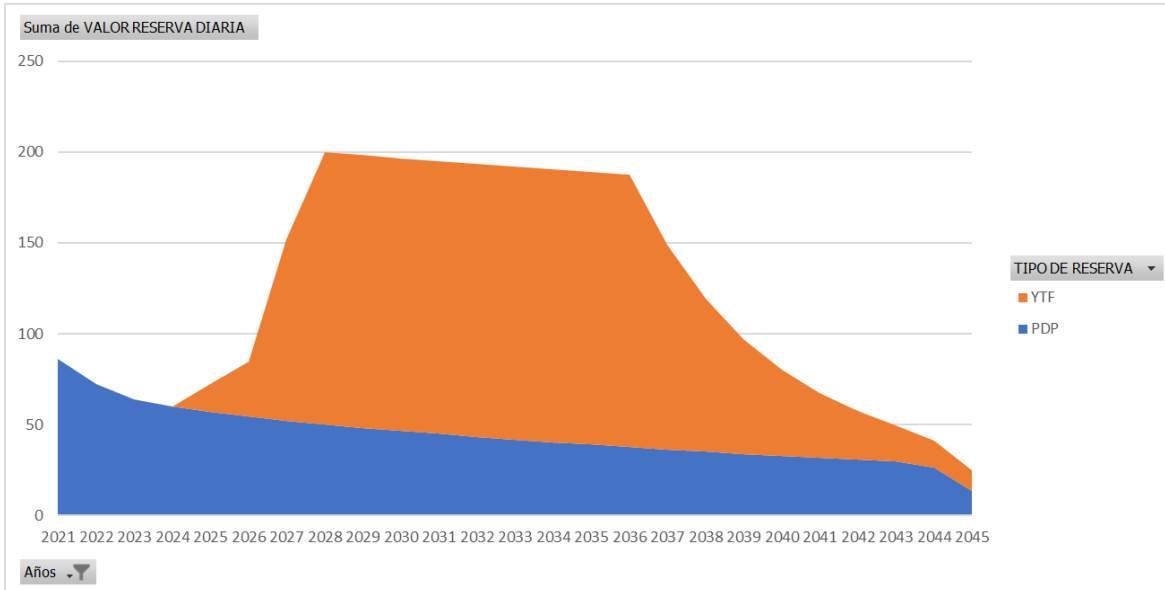
CUENCA / TIPO DE RESERVA	VOLUMEN CALCULADO AÑO	COSTO DE DESARROLLO TOTAL	COSTO HALLAZGO TOTAL	COSTO OPERACIÓN TOTAL	COSTO TRANSPORTE TOTAL
SIN SAI OFS	5.880.650	8.820.975	11.761.300	11.761.300	-
YTF	5.880.650	8.820.975	11.761.300	11.761.300	-

Fuente: Cálculos propios UT Prospección UPME 2020

15.1.9 CUENCA GUAJIRA OFFSHORE

Este escenario consiste en recuperar todos los volúmenes asociados a las reservas probadas y probables reportadas en el IRR 2019 para los campos de Chuchupa – Ballena y los recursos prospectivos del descubrimiento del campo Orca en el offshore, tal como se puede apreciar en la Figura 75.

Figura 75 Producción de gas cuenca Guajira Offshore– Escenario Alto – MPCD



Fuente: cálculos propios e información ANH

Las inversiones para el desarrollo de los recursos prospectivos contemplados en este escenario se pueden apreciar en la Tabla 61

Tabla 61 Inversiones desarrollo reservas y recursos prospectivos Escenario Alto de gas en la cuenca del Guajira Offshore en millones de dólares

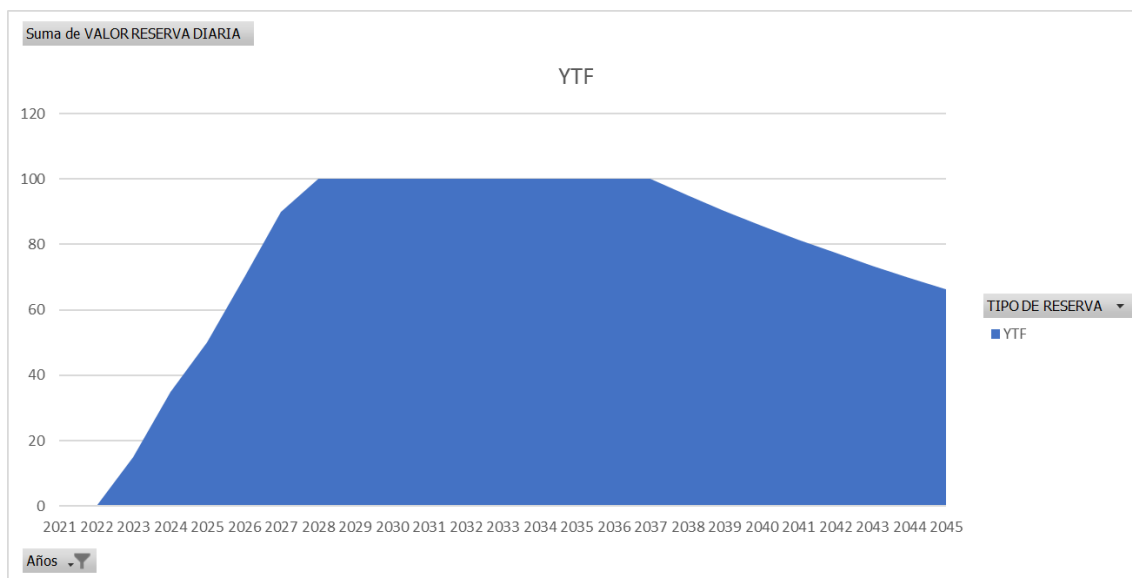
CUENCA / TIPO DE RESERVA	VOLUMEN CALCULADO AÑO	COSTO DE DESARROLLO TOTAL	COSTO HALLAZGO TOTAL	COSTO OPERACIÓN TOTAL
GUA OFS	1.102.999	349.052	1.047.157	1.720.125
PDP	404.894	-	-	323.915
YTF	698.105	349.052	1.047.157	1.396.210

Fuente: Cálculos propios UT Prospección UPME 2020

15.1.10 CUENCA GUAJIRA ONSHORE

El único escenario que se presenta para esta cuenca es el correspondiente a los recursos prospectivos del YTF en el bloque GUA-2 Figura 76.

Figura 76 Producción de gas cuenca Guajira Onshore– Escenario Alto – MPCD



Fuente: cálculos propios e información ANH

Las inversiones para el desarrollo de los recursos prospectivos contemplados en este escenario se pueden apreciar en la Tabla 62

Tabla 62 Inversiones desarrollo reservas y recursos prospectivos Escenario Alto de gas en la cuenca del Guajira Onshore en millones de dólares

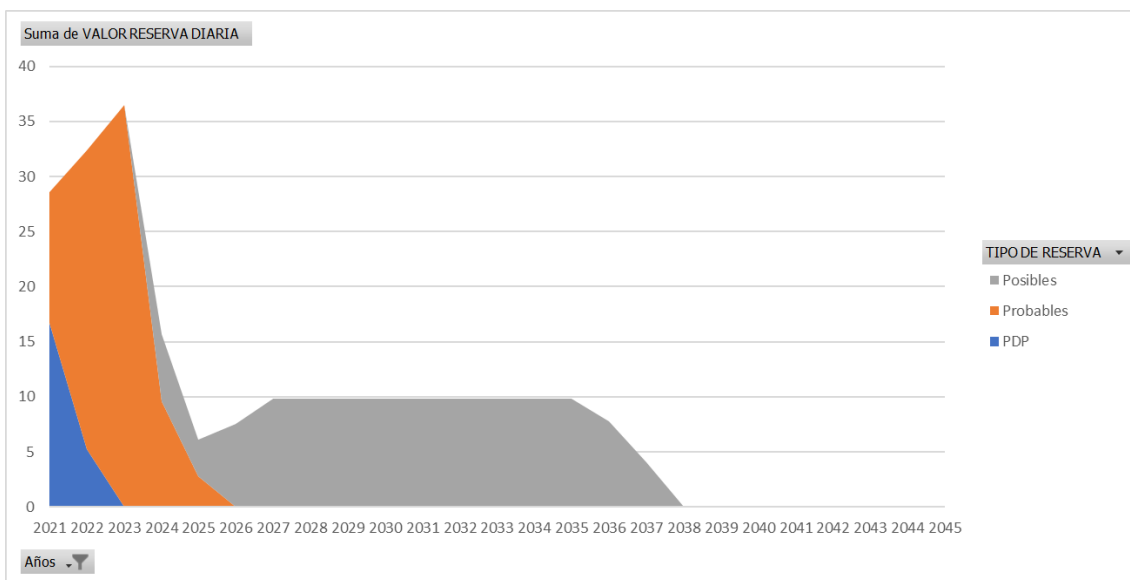
CUENCA / TIPO DE RESERVA	VOLUMEN CALCULADO AÑO	COSTO DE DESARROLLO TOTAL	COSTO HALLAZGO TOTAL	COSTO OPERACIÓN TOTAL
GUA	693.809	346.904	693.809	1.387.617
YTF	693.809	346.904	693.809	1.387.617

Fuente: Cálculos propios UT Prospección UPME 2020

15.1.11 CUENCA SINÚ SAN JACINTO ONSHORE

El escenario que se presenta para esta cuenca es el correspondiente al desarrollo de las reservas probadas probables y posibles del campo Bullerengue Figura 77

Figura 77 Producción de gas cuenca Sinú San Jacinto Onshore– Escenario Alto – MPCD



Fuente: cálculos propios e información ANH

Las inversiones para el desarrollo de las reservas contempladas en este escenario se pueden apreciar en la Tabla 63

Tabla 63 Inversiones desarrollo reservas y recursos prospectivos Escenario Alto de gas en la cuenca del Sinú San Jacinto Onshore en millones de dólares

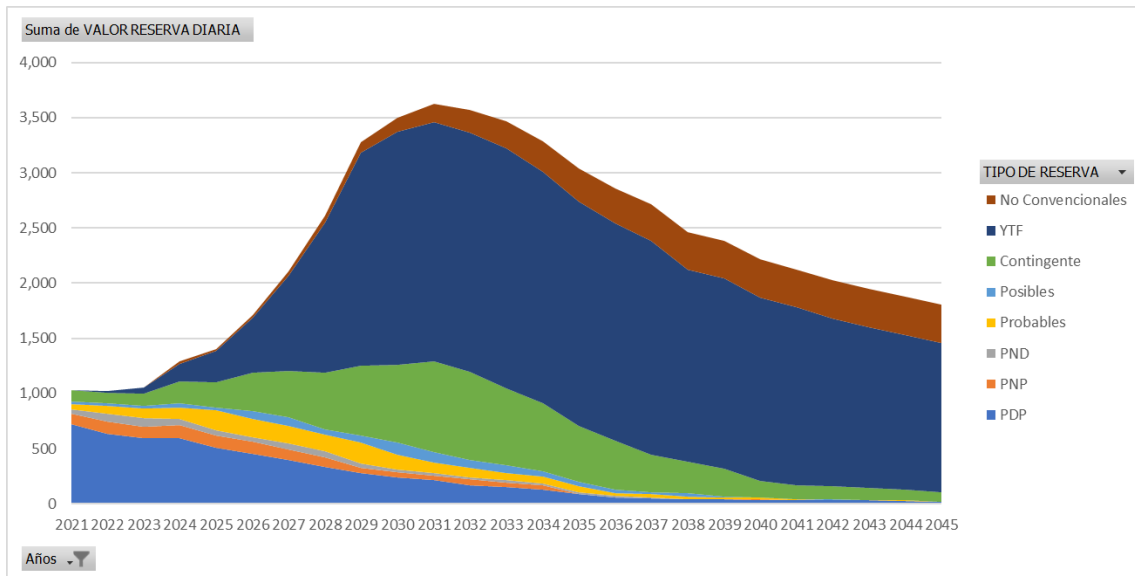
CUENCA / TIPO DE RESERVA	VOLUMEN CALCULADO AÑO	COSTO DE DESARROLLO TOTAL	COSTO HALLAZGO TOTAL	COSTO OPERACIÓN TOTAL
SIN SAJ	83.062	13.405	-	124.593
PDP	8.016	-	-	12.024
Posibles	42.960	8.592	-	64.440
Probables	32.086	4.813	-	48.129

Fuente: Cálculos propios UT Prospección UPME 2020

15.1.12 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 tanto en el offshore y en la costa caribe, los cuales se deben licuar para su exportación como en el interior en los Llanos y el VMM. 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 78

Figura 78 Producción de gas consolidado País– Escenario Alto – MPCD



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 64.

Tabla 64 Inversiones de hallazgo y desarrollo de reservas y recursos Escenario Alto de gas en país en millones de dólares

CUENCA / TIPO DE RESERVA	VOLUMEN CALCULADO AÑO	COSTO DE DESARROLLO TOTAL	COSTO HALLAZGO TOTAL	COSTO OPERACIÓN TOTAL
CAT	205.575	30.749	117.501	233.230
CES RAN	388.824	145.984	215.236	777.648
COR	63.310	-	-	-
GUA	693.809	346.904	693.809	1.387.617
GUA OFS	1.102.999	349.052	1.047.157	1.720.125
Llanos	7.818.021	647.550	1.279.837	1.919.755
SIN SAJ	83.062	13.405	-	124.593
SIN SAJ OFS	5.880.650	8.820.975	11.761.300	11.761.300
VIM	1.972.974	448.805	879.140	2.423.959
VMM	2.989.907	180.747	728.997	1.362.881
VSM	139.597	39.875	132.916	199.374
Total general	21.338.726	11.024.047	16.855.893	21.910.481

Fuente: Cálculos propios UT Prospección UPME 2020

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

- Cusiana – Porvenir – La Belleza de 600 MPCD con una longitud de 250 kilómetros y un diámetro de 24” con una inversión total de MUSD 605.
- La Belleza -Vasconia de 600 MPCD con una longitud de 92 kilómetros y un diámetro de 20” con una inversión total de MUSD 180.
- Vasconia – Barrancabermeja de 500 MPCD con una longitud de 172 kilómetros y un diámetro de 20” con una inversión de MUSD 330
- Barrancabermeja y Ballena de una longitud de 580 km y una de capacidad de 600 MPCD, de 24” de diámetro con una inversión total de MUSD 605.
- Jobo – Cartagena - Barranquilla de una longitud de 260 km y una de capacidad de 125 MPCD de 12” de diámetro con a una inversión total de MUSD 175.

15.2 ESCENARIO MEDIO

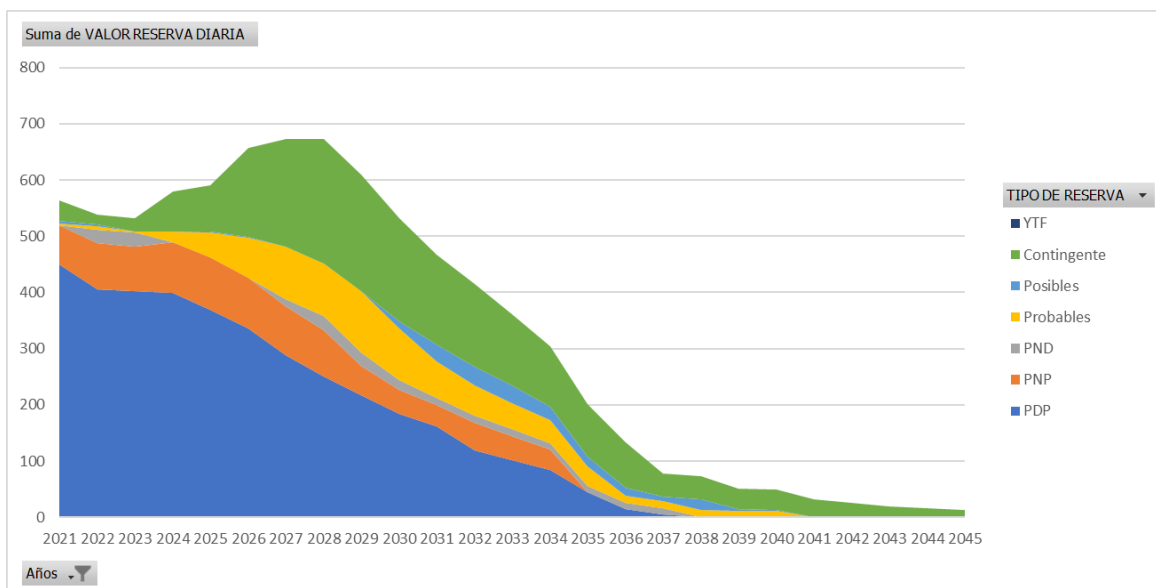
El escenario alto de producción de gas es una visión realista del desarrollo del potencial en cada una de las cuencas.

15.2.1 CUENCA DE LOS LLANOS ORIENTALES

En este escenario, se considera recuperar todos los volúmenes asociados a las reservas probadas, probables, posibles y recursos contingentes reportados en el IRR 2019, y el recurso contingente del proyecto incremental del Piedemonte de Ecopetrol, primera fase de recuperación secundaria.

En la Figura 79 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 entre el año 2025 y el año 2028 en la Cuenca Llanos.

Figura 79 Producción de gas cuenca de los Llanos – Escenario Medio – MPCD



Fuente: cálculos propios e información ANH

Las inversiones para el desarrollo de las reservas probables y posibles y recursos contingentes contemplados en este escenario se pueden apreciar en la Tabla 65.

Tabla 65 Inversiones desarrollo de reservas y recursos contingentes Escenario Medio de gas en la cuenca Llanos en millones de dólares

CUENCA / TIPO DE RESERVA	VOLUMEN CALCULADO AÑO	COSTO DE DESARROLLO TOTAL	COSTO HALLAZGO TOTAL	COSTO OPERACIÓN TOTAL
Llanos	2.991.124	40.643	66.023	99.034
Contingente	792.593	-	-	-
PDP	1.400.693	-	-	-
PND	77.140	-	-	-
PNP	340.952	27.966	-	-
Posibles	75.054	3.301	66.023	99.034
Probables	304.691	9.376	-	-
YTF	-	-	-	-

Fuente: Cálculos propios UT Prospección UPME 2020

La ocupación y los faltantes de capacidad para el transporte de gas 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 66.

Sobre la base que los volúmenes producidos 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.

Como los faltantes de capacidad son menores a 100 MPCD y se tienen valores apreciables cercanos a este valor solo en tres años, no se considera ninguna ampliación de los sistemas de transporte, difiriendo estas producciones para años posteriores utilizando la capacidad existente.

Tabla 66 Transporte de gas Escenario Medio en la cuenca Llanos en MPCD

CUENCA	AÑO	PRODUCCIÓN DIARIA	Volumen Gibraltar	Volumen Llanos sin Gibraltar	Cusiana - Apiay - Bogotá	Floreña - Yopal	Volumen Llanos sin Gibraltar - Bogotá - Yopal	Cusiana - Porvenir - La Belleza	Faltante Cusiana - Porvenir - La Belleza	Total Cusiana - Porvenir - La Belleza	La Belleza - Cogua	Total La Belleza - Cogua	La Belleza - Vasconia	Faltante La Belleza - Vasconia	Total La Belleza - Vasconia	Vasconia - Mariquita	Sebastopol - Medellín	Vasconia - Barrancabermeja	Faltante Vasconia - Barrancabermeja	Total Vasconia - Barrancabermeja
Llanos	2021	564	36	528	64	12	452	452	-	452	220	232	232	-	232	192	40	-	-	-
Llanos	2022	539	36	503	64	12	427	427	-	427	220	207	207	-	207	192	15	-	-	-
Llanos	2023	532	36	496	64	12	420	420	-	420	220	200	200	-	200	192	8	-	-	-
Llanos	2024	580	36	544	64	12	468	458	10	468	220	248	248	-	248	192	56	-	-	-
Llanos	2025	590	36	554	64	12	478	458	20	478	220	258	258	-	258	192	64	2	-	2
Llanos	2026	657	36	621	64	12	545	458	87	545	220	325	260	65	325	192	64	69	-	69
Llanos	2027	673	36	637	64	12	561	458	103	561	220	341	260	81	341	192	64	85	-	85
Llanos	2028	674	36	638	64	12	562	458	104	562	220	342	260	82	342	192	64	86	-	86
Llanos	2029	609	36	573	64	12	497	458	39	497	220	277	260	17	277	192	64	21	-	21
Llanos	2030	533	36	497	64	12	421	421	-	421	220	201	201	-	201	192	9	-	-	-
Llanos	2031	467	36	431	64	12	355	355	-	355	220	135	135	-	135	135	-	-	-	-
Llanos	2032	416	36	380	64	12	304	304	-	304	220	84	84	-	84	84	-	-	-	-
Llanos	2033	361	35	326	64	12	250	250	-	250	220	30	30	-	30	30	-	-	-	-
Llanos	2034	304	27	278	64	12	202	202	-	202	202	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Llanos	2035	202	19	183	64	12	107	107	-	107	107	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Llanos	2036	133	14	119	64	12	43	43	-	43	43	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Llanos	2037	78	8	70	64	6	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Llanos	2038	73	5	67	64	3	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Llanos	2039	51	3	47	47	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Llanos	2040	49	2	47	47	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Llanos	2041	32	-	32	32	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Llanos	2042	25	-	25	25	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Llanos	2043	19	-	19	19	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Llanos	2044	16	-	16	16	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Llanos	2045	14	-	14	14	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

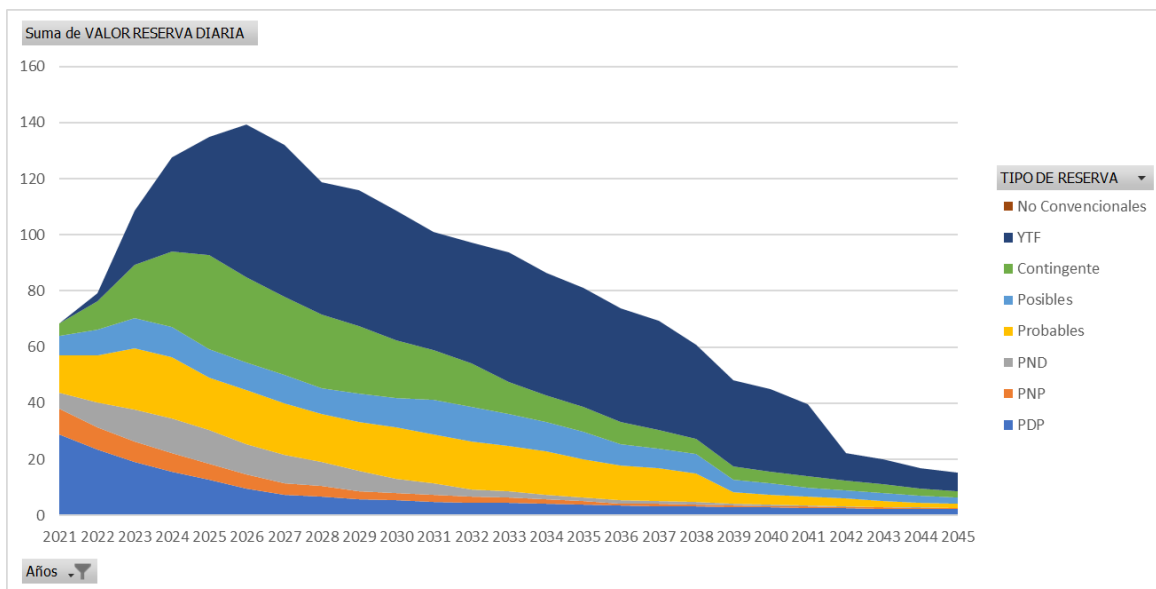
Fuente: Cálculos propios UT Prospección UPME 2020

15.2.2 CUENCA VALLE MEDIO DEL MAGDALENA

Este escenario considera la recuperación de las reservas probadas, probables y posibles y los recursos contingentes reportados en el IRR 2019 y los recursos prospectivos del proyecto YTF de Payoa-Tisquirama-VMM 6.

En la Figura 80 se presenta la proyección de la producción para los próximos 25 años y se puede observar el aporte importante de los yacimientos por encontrar.

Figura 80 Producción de gas cuenca del Valle Medio del Magdalena – Escenario Medio – MPCD



Fuente: cálculos propios e información ANH

Las inversiones para el desarrollo de las reservas y recursos contemplados en este escenario se pueden apreciar en la Tabla 67.

Tabla 67 Inversiones desarrollo de reservas y recursos Escenario Medio de gas en la cuenca del Valle Medio del Magdalena en millones de dólares

CUENCA / TIPO DE RESERVA	VOLUMEN CALCULADO AÑO	COSTO DE DESARROLLO TOTAL	COSTO HALLAZGO TOTAL	COSTO OPERACIÓN TOTAL
VMM	732.225	93.210	291.310	487.506
Contingente	120.678	1.309	-	7.854
No Convencionales	-	-	-	-
PDP	67.405	-	-	8.370
PND	39.985	-	-	-
PNP	25.714	525	-	13.857
Posibles	71.949	1.983	-	11.714
Probables	115.184	1.999	-	8.745
YTF	291.310	87.393	291.310	436.965

Fuente: Cálculos propios UT Prospección UPME 2020

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 no requiere enviar los excedentes hacia la costa norte utilizando el gasoducto desde Vasconia a Barrancabermeja (reversible).

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 Medio, hay faltantes en la mayoría de los años, por tanto, se debe enviar a Barrancabermeja. Por tanto, no se requiere ninguna inversión en este gasoducto. Tabla 68.

Tabla 68 Transporte de gas Escenario Medio en la cuenca Valle Medio del Magdalena en MPCD

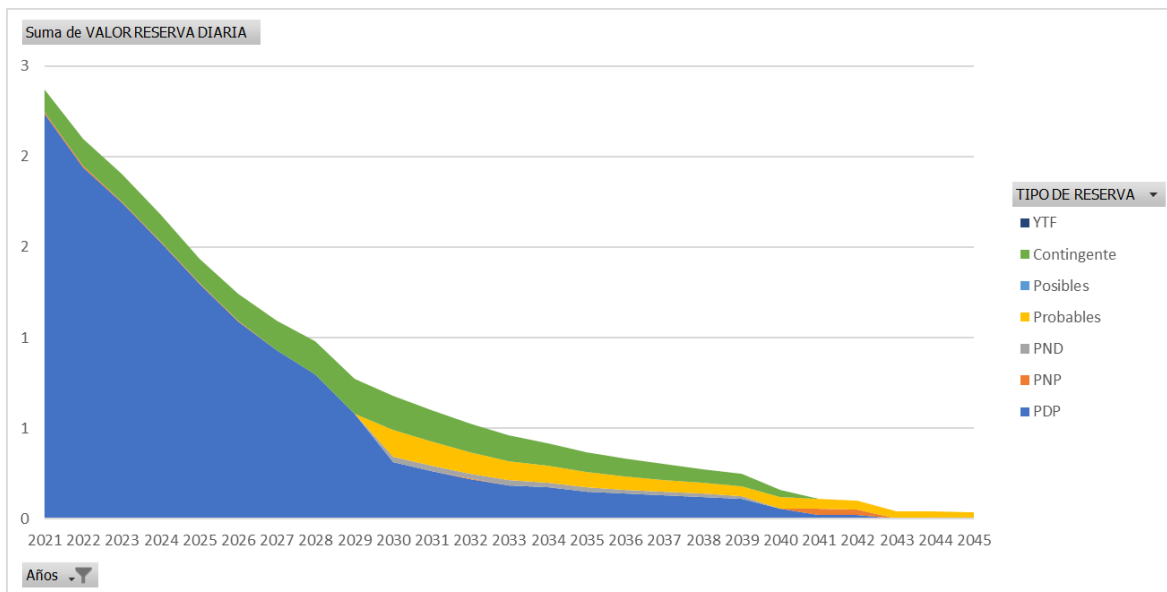
CUENCA	AÑO	PRODUCCIÓN DIARIA	Vasconia - Barrancabe rmeja	Volúmen VMM - Refinería	Volúmen CES RAN	Volúmen transportar Ballena - Barrancber meja
VMM	2021	68	0	-52	3	52
VMM	2022	79	0	-41	3	41
VMM	2023	109	0	-11	7	11
VMM	2024	128	0	8	7	0
VMM	2025	135	0	15	9	0
VMM	2026	139	0	19	16	0
VMM	2027	132	0	12	26	0
VMM	2028	119	0	-1	34	1
VMM	2029	116	0	-4	36	4
VMM	2030	109	0	-11	36	11
VMM	2031	101	0	-19	35	19
VMM	2032	97	0	-23	35	23
VMM	2033	94	0	-26	33	26
VMM	2034	87	0	-33	31	33
VMM	2035	81	0	-39	30	39
VMM	2036	74	0	-46	27	46
VMM	2037	70	0	-50	23	50
VMM	2038	61	0	-59	18	59
VMM	2039	48	0	-72	15	72
VMM	2040	45	0	-75	12	75
VMM	2041	40	0	-80	10	80
VMM	2042	22	0	-98	9	98
VMM	2043	20	0	-100	7	100
VMM	2044	17	0	-103	6	103
VMM	2045	15	0	-105	6	105

Fuente: Cálculos propios UT Prospección UPME 2020

15.2.3 CUENCA DEL VALLE SUPERIOR DEL MAGDALENA

En este escenario, se considera recuperar todos los volúmenes asociados a las reservas probadas, probables, posibles y recursos contingentes reportadas en el IRR 2019. En la Figura 81 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 81 Producción de gas cuenca del Valle Superior del Magdalena



Fuente: cálculos propios e información ANH

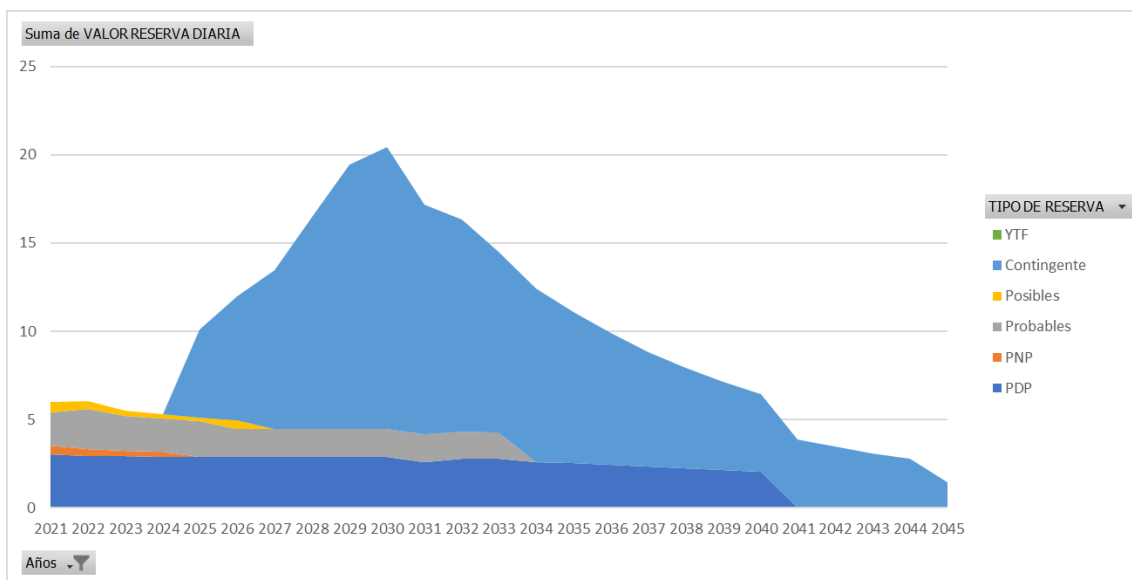
No se requieren inversiones para el hallazgo y desarrollo de las reservas de gas puesto que estas vienen asociadas al crudo y se consideraron en este hidrocarburo.

15.2.4 CUENCA DEL CATATUMBO

En este escenario, se considera recuperar todos los volúmenes asociados a las reservas probadas, probables y posibles reportadas en el IRR 2019, así como los recursos contingentes de los campos de Cerro Gordo, Carbonera – La Silla, Rio de Oro – Puerto Barco y Tibú.

En la Figura 82 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 82 Producción de gas cuenca del Catatumbo – Escenario Medio – MPCD



Fuente: cálculos propios e información ANH

En la Tabla 69 se pueden visualizar las inversiones requeridas para el desarrollo de las reservas y recursos en este escenario.

Tabla 69 Inversiones para desarrollo de reservas y recursos de gas cuenca del Catatumbo – Escenario Medio en millones de dólares

CUENCA / TIPO DE RESERVA	VOLUMEN CALCULADO AÑO	COSTO DE DESARROLLO TOTAL	COSTO HALLAZGO TOTAL	COSTO OPERACIÓN TOTAL
CAT	88.074	4.320	-	56.588
Contingente	58.914	1.372	-	6.862
PDP	19.544	-	-	38.388
PNP	556	-	-	-
Posibles	825	-	-	-
Probables	8.235	2.948	-	11.338
YTF	-	-	-	-

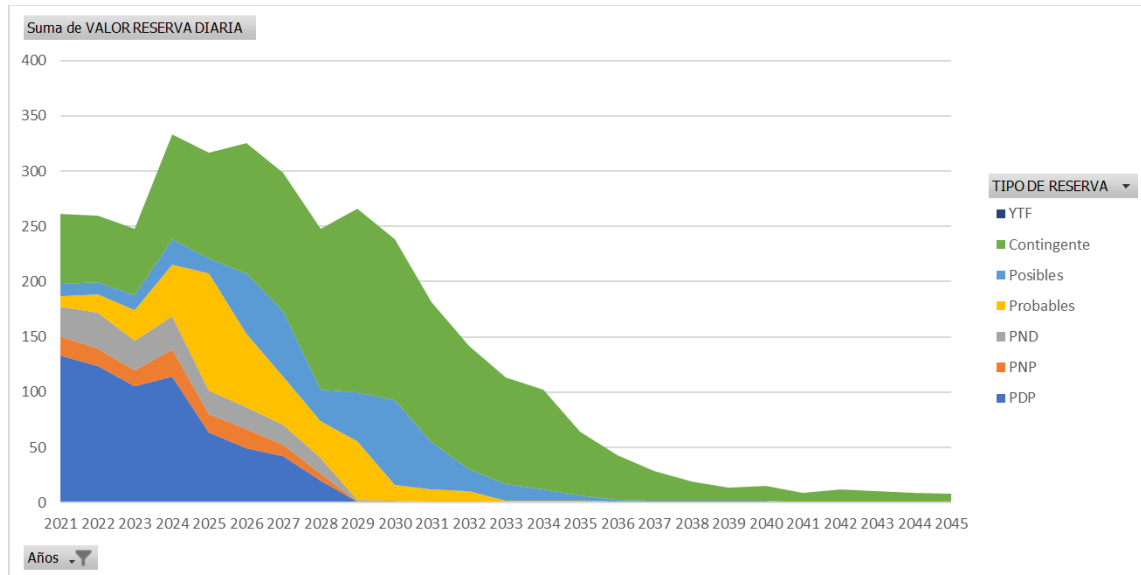
Fuente: Cálculos propios UT Prospección UPME 2020

15.2.5 CUENCA DEL VALLE INFERIOR DEL MAGDALENA

En este escenario, se considera recuperar todos los volúmenes asociados a las reservas probadas, probables, posibles y recursos contingentes reportados en el IRR 2019, así como los recursos contingentes adicionales en los boques VIM 1, VIM, VIM 21y La Esperanza

En la Figura 83 se presenta la proyección de la producción para los próximos 25 años. Se puede apreciar que con el aporte de los recursos contingentes mantiene su producción mayor a 250 MPCD en los próximos 10 años.

Figura 83 Producción de gas cuenca del Valle Inferior del Magdalena



Fuente: cálculos propios e información ANH

Las inversiones para el desarrollo de las reservas y recursos contemplados en este escenario se pueden apreciar en la Tabla 70.

Tabla 70 Inversiones desarrollo de reservas y recursos Escenario Medio de gas en la cuenca del Valle Inferior del Magdalena en millones de dólares

CUENCA / TIPO DE RESERVA	VOLUMEN CALCULADO AÑO	COSTO DE DESARROLLO TOTAL	COSTO HALLAZGO TOTAL	COSTO OPERACIÓN TOTAL
VIM	1.302.555	215.277	208.720	1.364.326
Contingente	626.363	145.998	208.720	628.982
PDP	239.774	-	-	269.800
PND	70.361	19.377	-	74.703
PNP	44.860	4.806	-	44.860
Posibles	157.622	18.496	-	167.959
Probables	163.573	26.601	-	178.022
YTF	-	-	-	-

Fuente: Cálculos propios UT Prospección UPME 2020

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 71. Debido a que hay faltantes puntuales muy pequeños, se considera que estos se pueden comercializar como gas natural comprimido o licuado como ya se viene haciendo en esta cuenca.

Tabla 71 Transporte de gas Escenario Medio en la cuenca Valle Inferior del Magdalena en MPCD

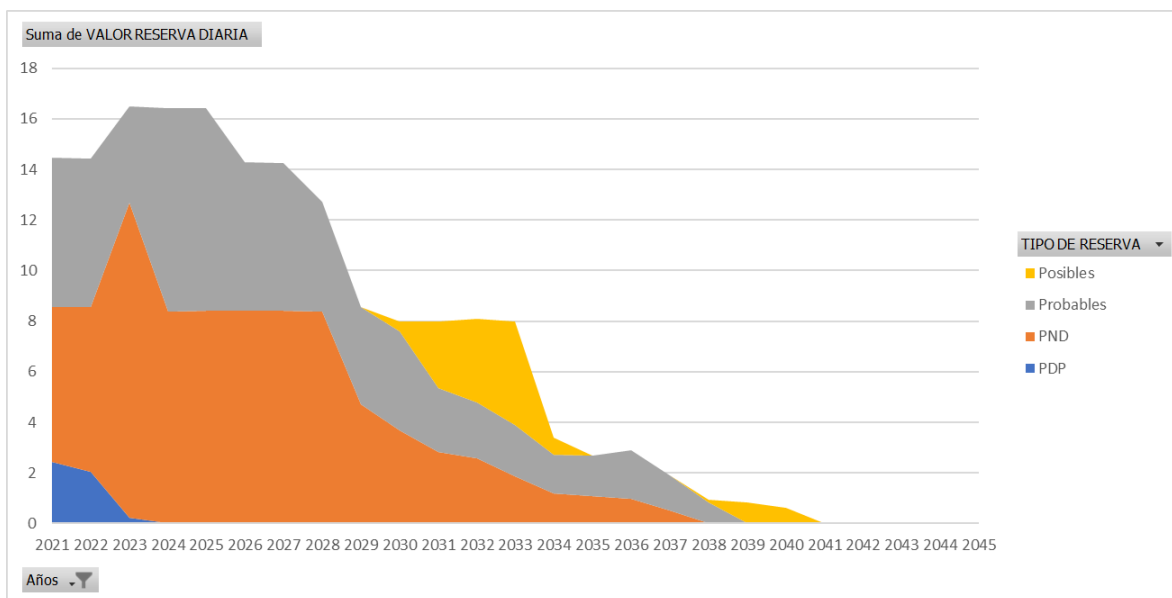
CUENCA	AÑO	PRODUCCIÓN DIARIA	Jobo - Cartagena - Barranquilla	Faltante Jobo - Cartagena - Barranquilla	Total Jobo - Cartagena - Barranquilla
VIM	2021	261	260	1	261
VIM	2022	260	260	0	260
VIM	2023	248	248	0	248
VIM	2024	333	260	73	333
VIM	2025	316	260	56	316
VIM	2026	325	260	65	325
VIM	2027	298	260	38	298
VIM	2028	247	247	0	247
VIM	2029	266	260	6	266
VIM	2030	238	238	0	238
VIM	2031	182	182	0	182
VIM	2032	142	142	0	142
VIM	2033	114	114	0	114
VIM	2034	102	102	0	102
VIM	2035	64	64	0	64
VIM	2036	43	43	0	43
VIM	2037	29	29	0	29
VIM	2038	20	20	0	20
VIM	2039	14	14	0	14
VIM	2040	15	15	0	15
VIM	2041	9	9	0	9
VIM	2042	12	12	0	12
VIM	2043	10	10	0	10
VIM	2044	9	9	0	9
VIM	2045	8	8	0	8

Fuente: Cálculos propios UT Prospección UPME 2020

15.2.6 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 2019. Figura 84.

Figura 84 Producción de gas cuenca Cordillera – Escenario Medio – MPCD



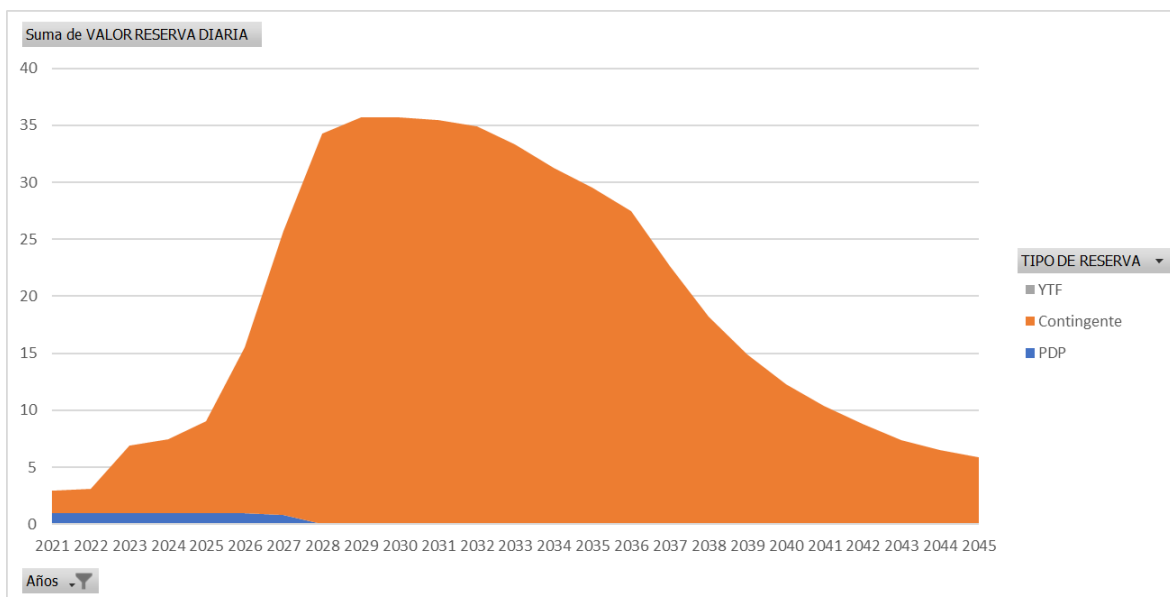
Fuente: cálculos propios e información ANH

En esta cuenca no hay inversiones para el desarrollo del gas porque su producción es asociada al crudo.

15.2.7 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 Coporo de La Loma, que se puede ver en la Figura 85.

Figura 85 Producción de gas cuenca Cesar - Ranchería- Escenario Medio – MPCD



Fuente: cálculos propios e información ANH

Las inversiones para el desarrollo de las reservas contempladas en este escenario se pueden apreciar en la Tabla 72.

Tabla 72 Inversiones desarrollo de reservas Escenario Medio de gas en la cuenca del Cesar - Ranchería en millones de dólares

CUENCA / TIPO DE RESERVA	VOLUMEN CALCULADO AÑO	COSTO DE DESARROLLO TOTAL	COSTO HALLAZGO TOTAL	COSTO OPERACIÓN TOTAL
CES RAN	173.587	59.889	-	347.175
Contingente	171.112	59.889	-	342.224
PDP	2.476	-	-	4.951
YTF	-	-	-	-

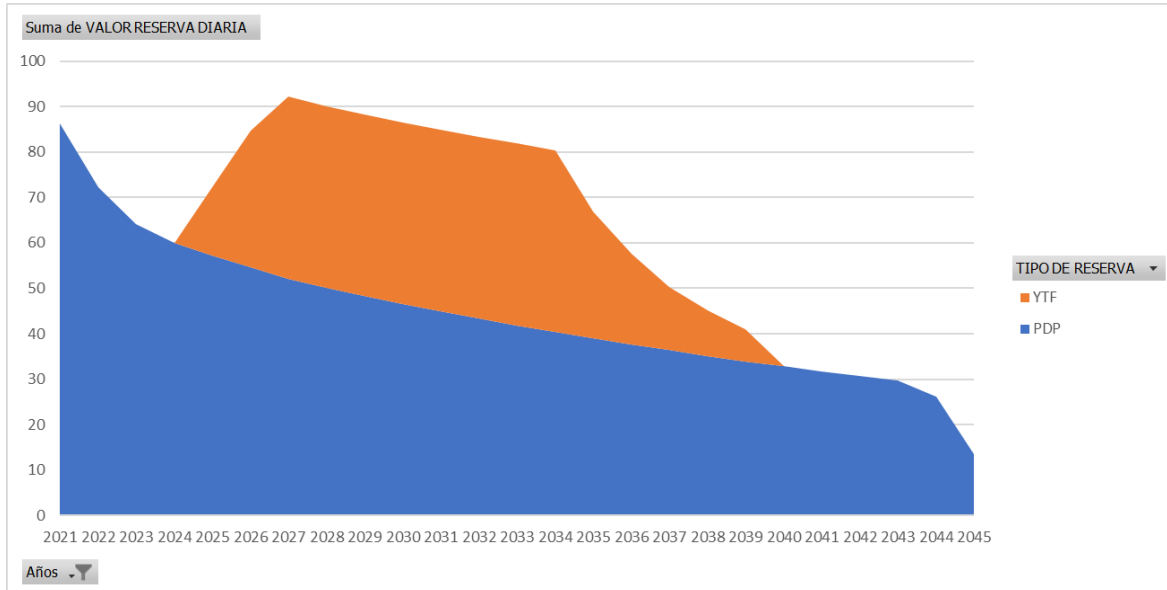
Fuente: Cálculos propios UT Prospección UPME 2020

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.

15.2.8 CUENCA GUAJIRA OFFSHORE

Este escenario consiste en recuperar todos los volúmenes asociados a las reservas probadas y probables reportadas en el IRR 2019 para los campos de Chuchupa – Ballena y los recursos prospectivos de Orca perfil bajo tal como se puede apreciar en la Figura 86.

Figura 86 Producción de gas cuenca Guajira Offshore– Escenario Medio – MPCD



Las inversiones para el desarrollo de los recursos prospectivos contemplados en este escenario se pueden apreciar en la Tabla 73

Tabla 73 Inversiones desarrollo reservas y recursos prospectivos Escenario Medio de gas en la cuenca del Guajira Offshore en millones de dólares

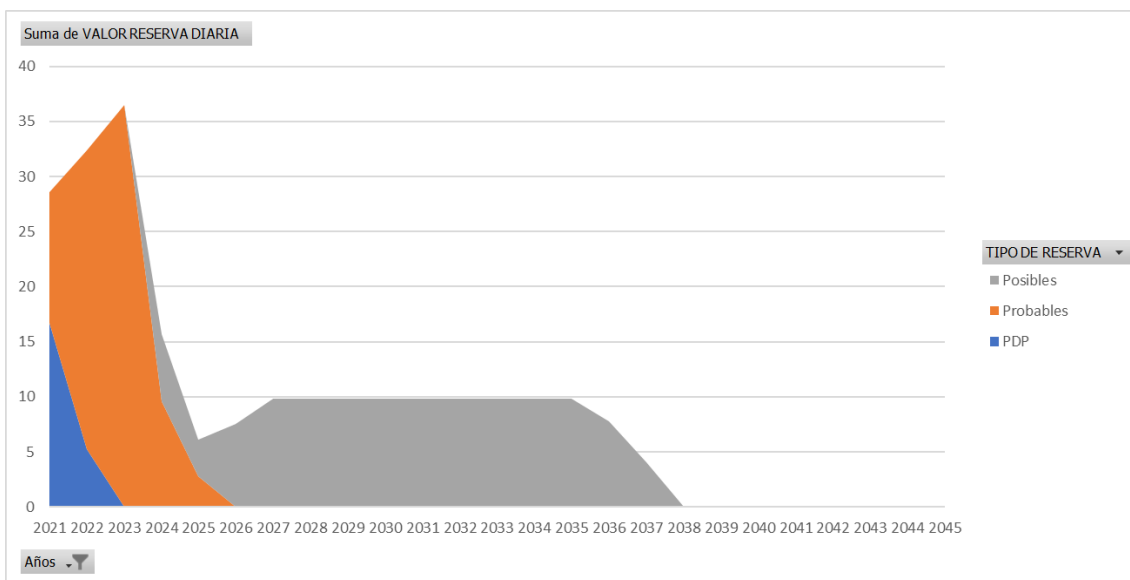
CUENCA / TIPO DE RESERVA	VOLUMEN CALCULADO AÑO	COSTO DE DESARROLLO TOTAL	COSTO HALLAZGO TOTAL	COSTO OPERACIÓN TOTAL
GUA OFS	567.054	81.080	243.240	648.235
PDP	404.894	-	-	323.915
YTF	162.160	81.080	243.240	324.320

Fuente: Cálculos propios UT Prospección UPME 2020

15.2.9 CUENCA SINÚ SAN JACINTO ONSHORE

El escenario que se presenta para esta cuenca es el correspondiente al desarrollo de las reservas probadas probables y posibles del campo Bullerengue Figura 87

Figura 87 Producción de gas cuenca Sinú San Jacinto Onshore– Escenario Medio – MPCD



Fuente: cálculos propios e información ANH

Las inversiones para el desarrollo de las reservas contempladas en este escenario se pueden apreciar en la Tabla 74.

Tabla 74 Inversiones desarrollo reservas y recursos prospectivos Escenario Medio de gas en la cuenca del Sinú San Jacinto Onshore en millones de dólares

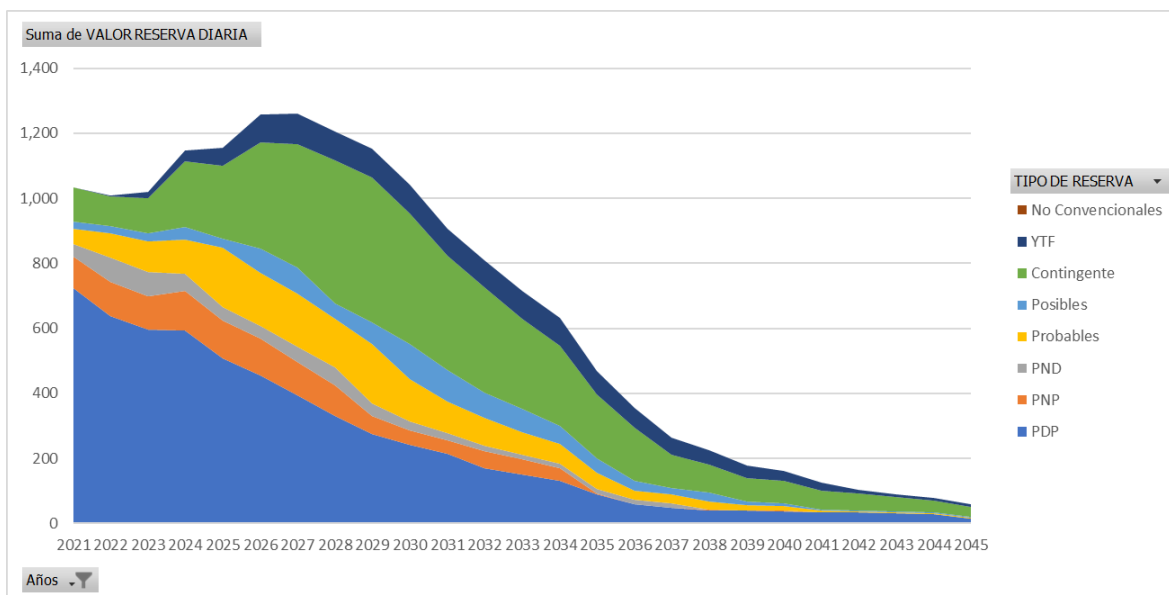
CUENCA / TIPO DE RESERVA	VOLUMEN CALCULADO AÑO	COSTO DE DESARROLLO TOTAL	COSTO HALLAZGO TOTAL	COSTO OPERACIÓN TOTAL
SIN SAJ	83.062	13.405	-	124.593
PDP	8.016	-	-	12.024
Posibles	42.960	8.592	-	64.440
Probables	32.086	4.813	-	48.129

Fuente: Cálculos propios UT Prospección UPME 2020

15.2.10 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 2021.

Figura 88 Producción de gas consolidado país– Escenario Medio – MPCD



Fuente: cálculos propios e información ANH

Las inversiones para el desarrollo de las reservas y recursos y los de hallazgo para los prospectivos en el país se pueden apreciar en la Tabla 75.

Tabla 75 Inversiones desarrollo y hallazgo de reservas y recursos Escenario Medio de gas consolidado país en millones de dólares

CUENCA / TIPO DE RESERVA	VOLUMEN CALCULADO AÑO	COSTO DE DESARROLLO TOTAL	COSTO HALLAZGO TOTAL	COSTO OPERACIÓN TOTAL	COSTO TRANSPORTE TOTAL
CAT	88.074	4.320	-	56.588	-
CES RAN	173.587	59.889	-	347.175	-
COR	63.310	-	-	-	-
GUA	-	-	-	-	-
GUA OFS	567.054	81.080	243.240	648.235	-
Llanos	2.991.124	40.643	66.023	99.034	-
SIN SAJ	83.062	13.405	-	124.593	-
SIN SAJ OFS	-	-	-	-	-
VIM	1.302.555	215.277	208.720	1.364.326	-
VMM	732.225	93.210	291.310	487.506	-
VSM	6.680	-	-	-	-
Total general	6.007.671	507.824	809.294	3.127.457	-

Fuente: Cálculos propios UT Prospección UPME 2020

En este escenario no se requieren inversiones en transporte por ducto en el país.

15.3 ESCENARIO BAJO

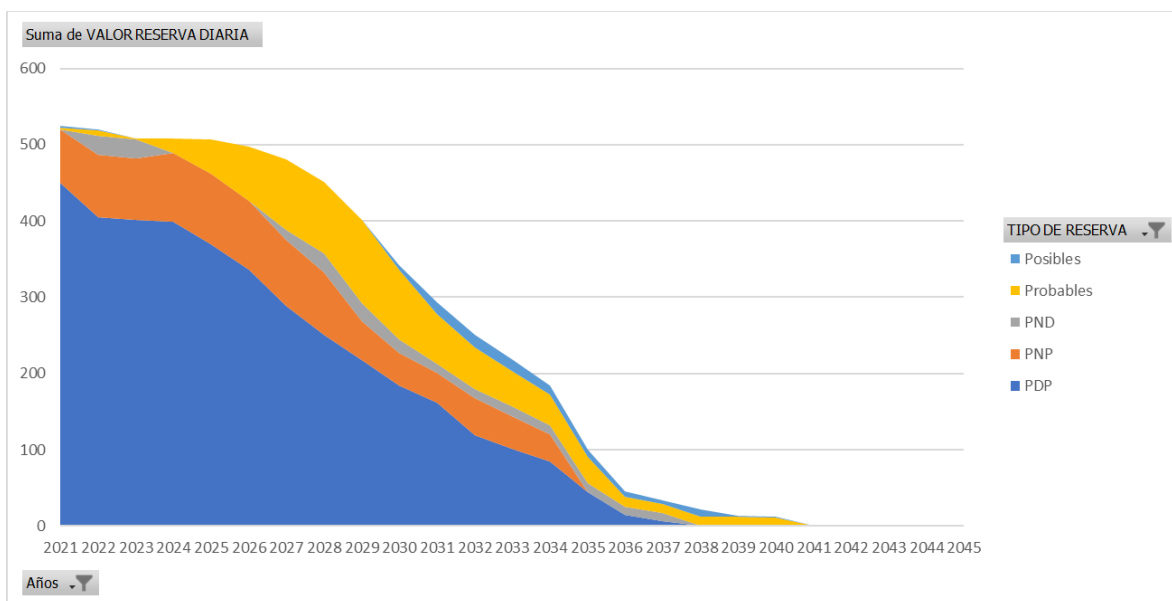
El escenario alto de producción de gas es una visión pesimista del desarrollo del potencial en cada una de las cuencas.

15.3.1 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 2019.

En la Figura 89 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 500 MPCD entre 2020 y 2027 en la cuenca Llanos.

Figura 89 Producción de gas cuenca de los Llanos – Escenario Bajo – MPCD



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 76.

Tabla 76 Inversiones desarrollo de reservas Escenario Bajo de gas en la cuenca Llanos en millones de dólares

CUENCA / TIPO DE RESERVA	VOLUMEN CALCULADO AÑO	COSTO DE DESARROLLO TOTAL	COSTO HALLAZGO TOTAL	COSTO OPERACIÓN TOTAL
Llanos	2.161.003	38.993	33.011	49.517
Contingente	-	-	-	-
PDP	1.400.693	-	-	-
PND	77.140	-	-	-
PNP	340.952	27.966	-	-
Posibles	37.527	1.651	33.011	49.517
Probables	304.691	9.376	-	-
YTF	-	-	-	-

Fuente: Cálculos propios UT Prospección UPME 2020

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 77.

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

Tabla 77 Transporte de gas Escenario Bajo en la cuenca Llanos en MPCD

CUENCA	AÑO	PRODUCCIÓN DIARIA	Volúmen Gibraltar	Volúmen Llanos sin Gibraltar	Cusiana - Apiay - Bogotá	Floreña - Yopal	Volúmen Llanos sin Gibraltar - Bogotá	Cusiana - Porvenir - La Belleza	Faltante Cusiana - Porvenir - La Belleza	Total Cusiana - Porvenir - La Belleza	La Belleza - Cogua	Total La Belleza - Cogua	La Belleza - Vasconia	Faltante La Belleza - Vasconia	Total La Belleza - Vasconia	Vasconia - Mariquita	Sebastopol - Medellín	Vasconia - Barrancabermeja	Faltante Vasconia - Barrancabermeja	Total Vasconia - Barrancabermeja
Llanos	2021	525	36	489	64	12	413	413	0	413	220	193	193	0	193	192	1	0	0	0
Llanos	2022	519	36	483	64	12	407	407	0	407	220	187	187	0	187	187	0	0	0	0
Llanos	2023	508	36	472	64	12	396	396	0	396	220	176	176	0	176	176	0	0	0	0
Llanos	2024	508	36	472	64	12	396	396	0	396	220	176	176	0	176	176	0	0	0	0
Llanos	2025	507	36	471	64	12	395	395	0	395	220	175	175	0	175	175	0	0	0	0
Llanos	2026	498	36	462	64	12	386	386	0	386	220	166	166	0	166	166	0	0	0	0
Llanos	2027	481	36	445	64	12	369	369	0	369	220	149	149	0	149	149	0	0	0	0
Llanos	2028	452	36	416	64	12	340	340	0	340	220	120	120	0	120	120	0	0	0	0
Llanos	2029	402	36	366	64	12	290	290	0	290	220	70	70	0	70	70	0	0	0	0
Llanos	2030	343	30	313	64	12	237	237	0	237	220	17	17	0	17	17	0	0	0	0
Llanos	2031	293	21	272	64	12	196	196	0	196	196	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Llanos	2032	251	20	231	64	12	155	155	0	155	155	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Llanos	2033	219	19	200	64	12	124	124	0	124	124	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Llanos	2034	185	15	170	64	12	94	94	0	94	94	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Llanos	2035	100	10	89	64	12	13	13	0	13	13	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Llanos	2036	46	7	39	39	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Llanos	2037	34	4	29	29	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Llanos	2038	22	3	19	19	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Llanos	2039	14	2	12	12	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Llanos	2040	12	1	12	12	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Llanos	2041	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Llanos	2042	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Llanos	2043	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Llanos	2044	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Llanos	2045	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

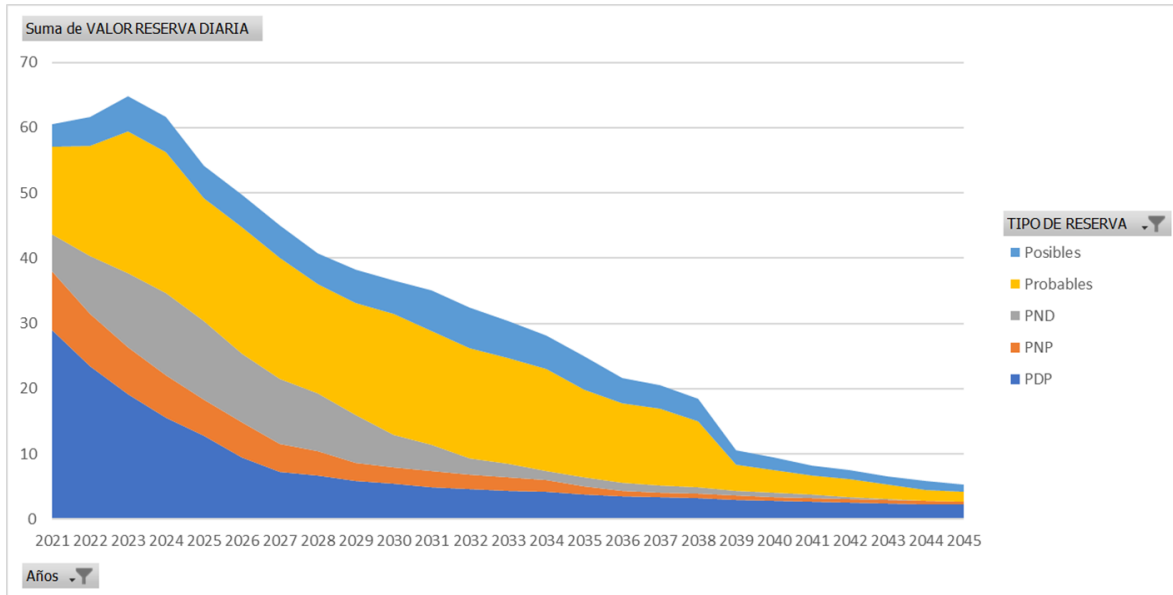
Fuente: Cálculos propios UT Prospección UPME 2020

15.3.2 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 2019.

En la Figura 90 se presenta la proyección de la producción para los próximos 25 años y se puede observar la declinación desde el año 2023.

Figura 90 Producción de gas cuenca del Valle Medio del Magdalena



Fuente: cálculos propios e información ANH

Las inversiones para el desarrollo de las reservas contempladas en este escenario se pueden apreciar en la Tabla 78.

Tabla 78 Inversiones desarrollo de reservas Escenario Bajo de gas en la cuenca del Valle Medio del Magdalena en millones de dólares

CUENCA / TIPO DE RESERVA	VOLUMEN CALCULADO AÑO	COSTO DE DESARROLLO TOTAL	COSTO HALLAZGO TOTAL	COSTO OPERACIÓN TOTAL	COSTO TRANSPORTE TOTAL
VMM	284.262	3.516	-	36.830	-
Contingente	-	-	-	-	-
No Convencionales	-	-	-	-	-
PDP	67.405	-	-	8.370	-
PND	39.985	-	-	-	-
PNP	25.714	525	-	13.857	-
Posibles	35.974	991	-	5.857	-
Probables	115.184	1.999	-	8.745	-
YTF	-	-	-	-	-

Fuente: Cálculos propios UT Prospección UPME 2020

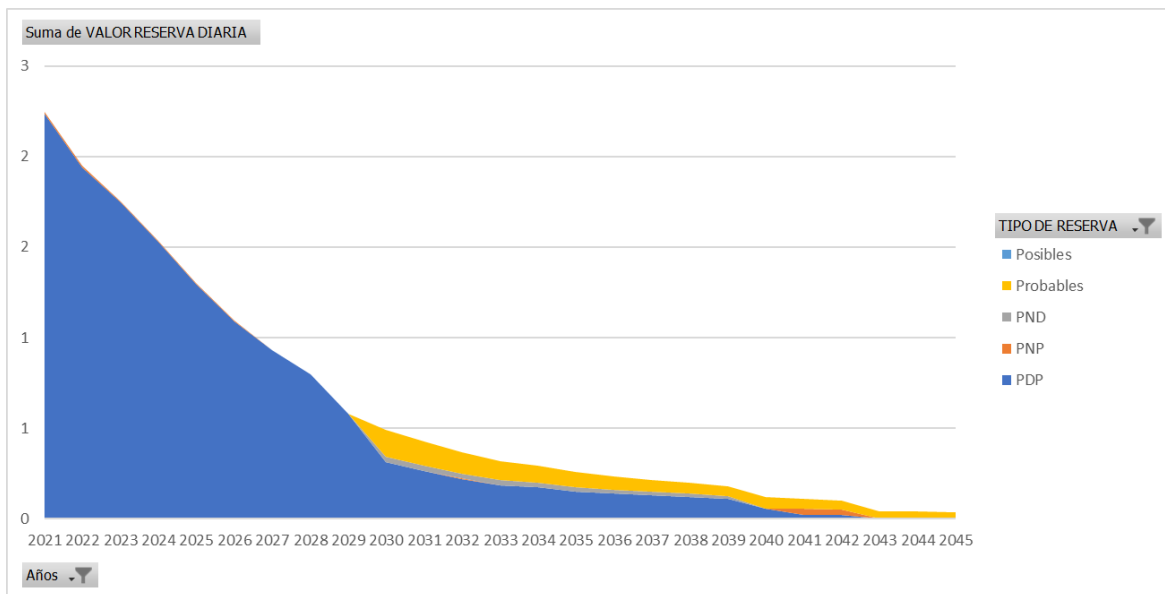
La refinería de Barrancabermeja requiere del gas disponible en esta área (120 MPCD) por tanto para el análisis de la capacidad de transporte se descuenta este valor de la producción.

Debido a los bajos volúmenes de producción, en el mejor de los casos de 75 MPCD, no se requiere ninguna ampliación en sistema Barrancabermeja – Ballena.

15.3.3 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 2019. En la Figura 91 se presenta la proyección de la producción para los próximos 25 años, la cual se consume localmente en las áreas cercanas en la misma cuenca.

Figura 91 Producción de gas cuenca del Valle Superior del Magdalena

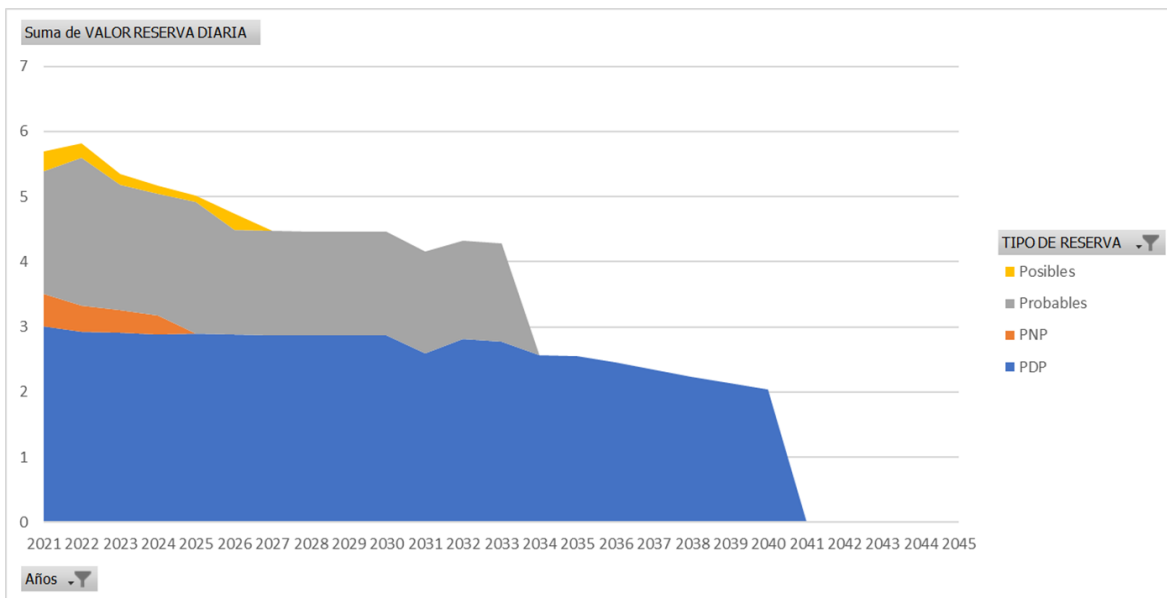


Fuente: cálculos propios e información ANH

15.3.4 CUENCA DEL CATATUMBO

En este escenario, se considera recuperar todos los volúmenes asociados a las reservas probadas y probables reportadas en el IRR 2019. En la Figura 92 se presenta la proyección de la producción para los próximos 25 años, la cual se consume localmente en las áreas cercanas en la misma cuenca.

Figura 92 Producción de gas cuenca del Catatumbo – Escenario Bajo – MPCD



Fuente: cálculos propios e información ANH

En la Tabla 79 se pueden observar las inversiones requeridas para el desarrollo de las reservas probables en esta cuenca.

Tabla 79 Inversiones desarrollo reservas probables cuenca del Catatumbo Escenario Bajo en millones de dólares

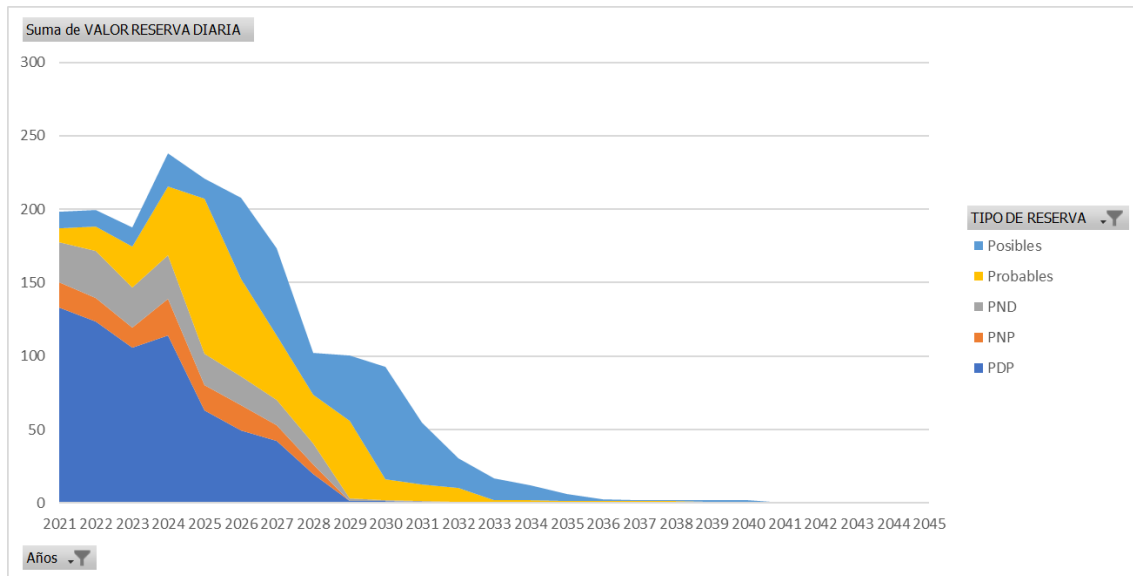
CUENCA / TIPO DE RESERVA	VOLUMEN CALCULADO AÑO	COSTO DE DESARROLLO TOTAL	COSTO HALLAZGO TOTAL	COSTO OPERACIÓN TOTAL
CAT	28.748	2.948	-	49.726
Contingente	-	-	-	-
PDP	19.544	-	-	38.388
PNP	556	-	-	-
Posibles	413	-	-	-
Probables	8.235	2.948	-	11.338
YTF	-	-	-	-

Fuente: Cálculos propios UT Prospección UPME 2020

15.3.5 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 2019. En la Figura 93 se presenta la proyección de la producción para los próximos 25 años. Se alcanzarían niveles alrededor de los 200 MPCD hasta el año 2025, para iniciar una rápida declinación a partir de ese año.

Figura 93 Producción de gas cuenca del Valle Inferior del Magdalena



Fuente: cálculos propios e información ANH

Las inversiones para el desarrollo de las reservas probadas, posibles, probables contempladas en este escenario se pueden apreciar en la Tabla 80.

Tabla 80 Inversiones desarrollo de reservas Escenario Bajo de gas en la cuenca del Valle Inferior del Magdalena en millones de dólares

CUENCA / TIPO DE RESERVA	VOLUMEN CALCULADO AÑO	COSTO DE DESARROLLO TOTAL	COSTO HALLAZGO TOTAL	COSTO OPERACIÓN TOTAL
VIM	676.192	69.279	-	735.344
Contingente	-	-	-	-
PDP	239.774	-	-	269.800
PND	70.361	19.377	-	74.703
PNP	44.860	4.806	-	44.860
Posibles	157.622	18.496	-	167.959
Probables	163.573	26.601	-	178.022
YTF	-	-	-	-

Fuente: Cálculos propios UT Prospección UPME 2020

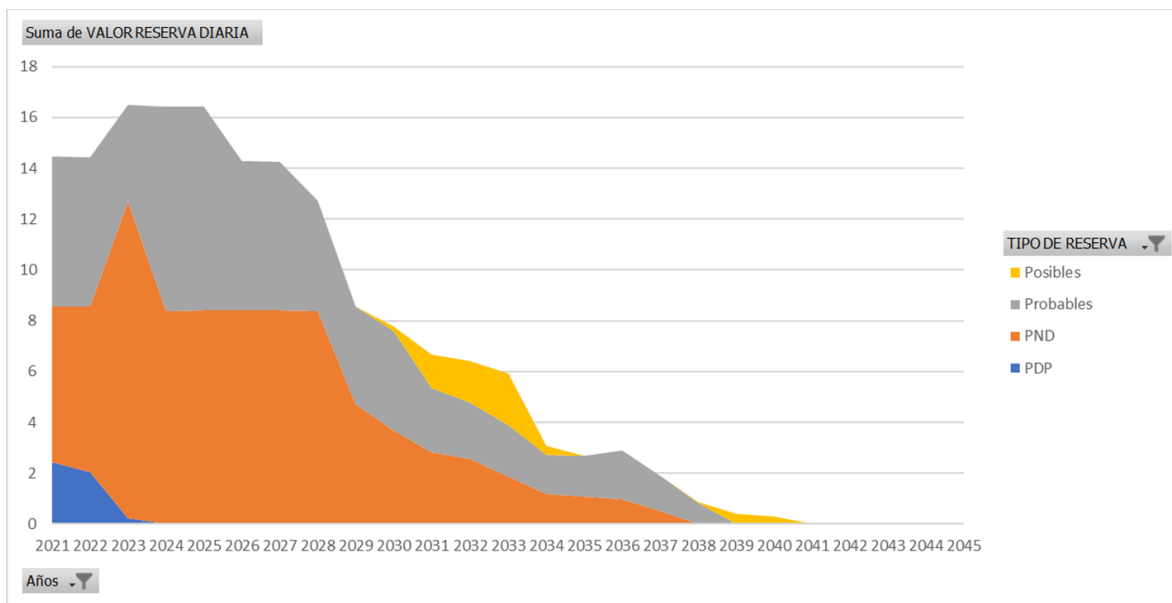
El transporte de gas de esta cuenca hasta el nodo de Barranquilla se hace a través del gasoducto Jobo – Cartagena – Barranquilla. Como la producción es inferior a la capacidad del gasoducto (230 MPCD) no se requiere ninguna inversión en transporte en este escenario.

15.3.6 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 2019. En la Figura 94 se presenta la proyección de la producción para los próximos 25 años, donde se destaca el aporte de las probadas no desarrolladas y probables.

Figura 94 Producción de gas cuenca Cordillera – Escenario bajo – MPCD

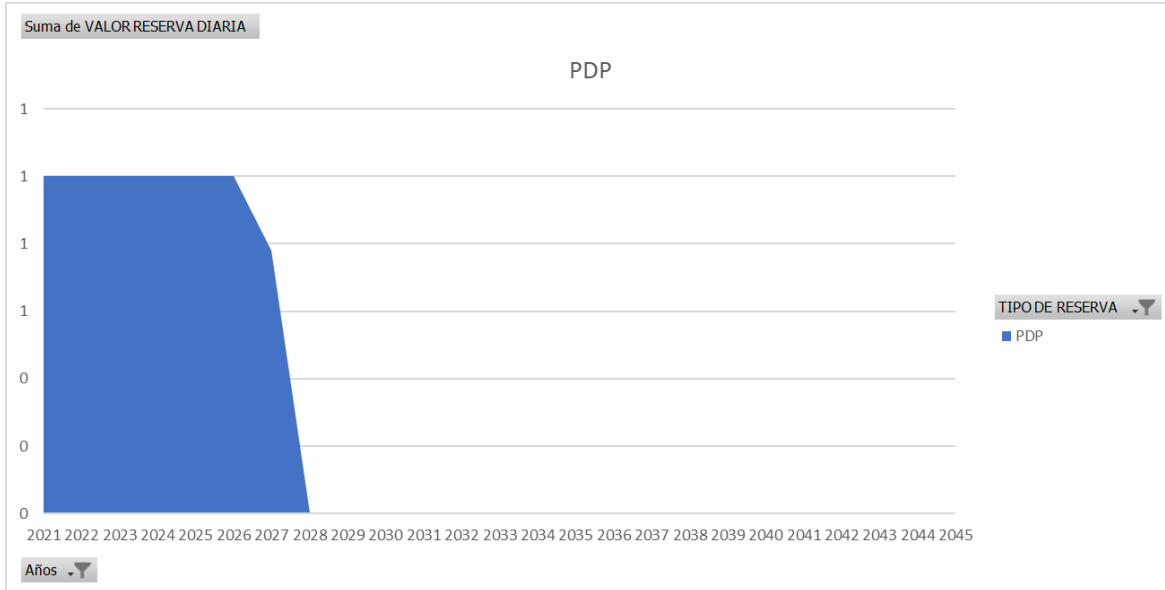


Fuente: cálculos propios e información ANH

15.3.7 CUENCA CESAR – RANCHERIA

El desarrollo de las reservas probadas desarrolladas produciendo se puede ver en la Figura 95.

Figura 95 Producción de gas cuenca Cesar - Ranchería– Escenario bajo – MPCD



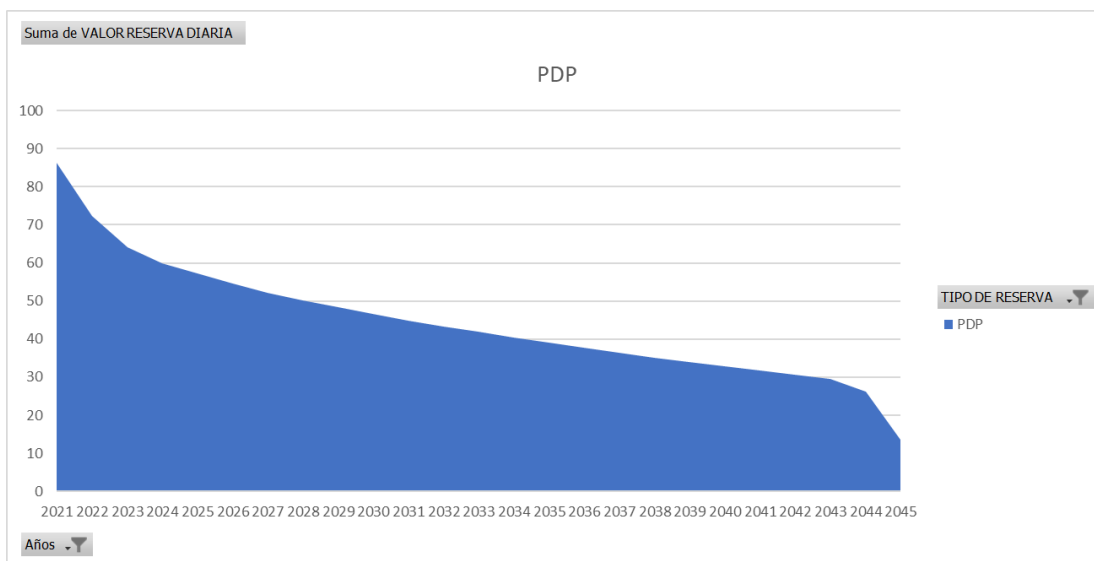
Fuente: cálculos propios e información ANH

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.

15.3.8 CUENCA GUAJIRA OFFSHORE

Este escenario consiste en recuperar todos los volúmenes asociados a las reservas probadas reportadas en el IRR 2019 para los campos de Chuchupa – Ballena, tal como se puede apreciar en la Figura 96.

Figura 96 Producción de gas cuenca Guajira– Escenario Bajo – MPCD

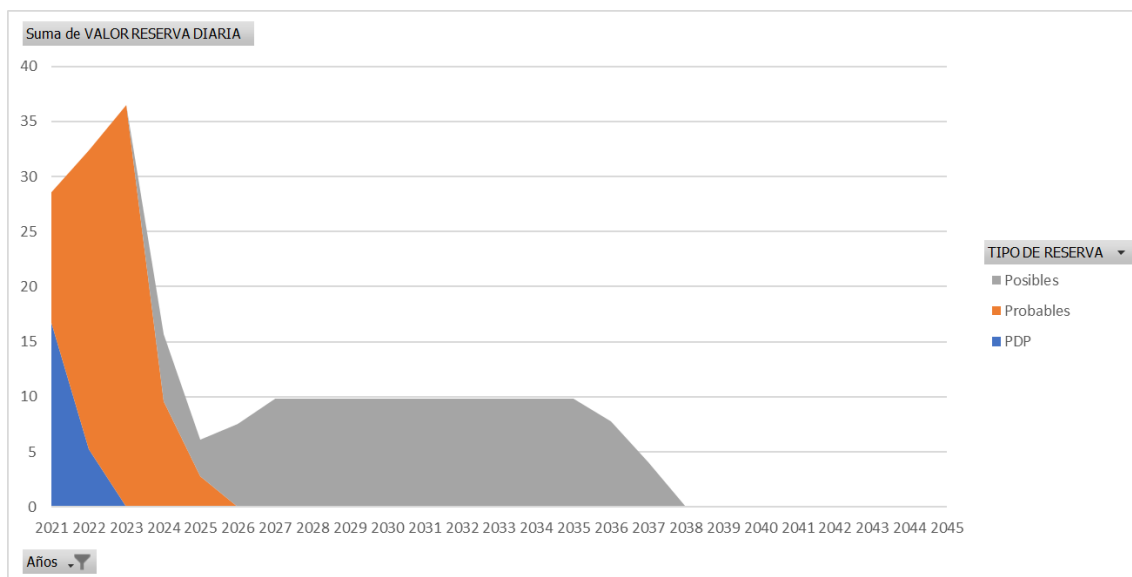


Fuente: cálculos propios e información ANH

15.3.9 CUENCA SINÚ SAN JACINTO ONSHORE

El escenario que se presenta para esta cuenca es el correspondiente al desarrollo de las reservas probadas probables y posibles del campo Bullerengue Figura 97

Figura 97 Producción de gas cuenca Sinú San Jacinto Onshore– Escenario Bajo – MPCD



Fuente: cálculos propios e información ANH

Las inversiones para el desarrollo de las reservas contempladas en este escenario se pueden apreciar en la Tabla 81.

Tabla 81 Inversiones desarrollo reservas y recursos prospectivos Escenario Bajo de gas en la cuenca del Sinú San Jacinto Onshore en millones de dólares

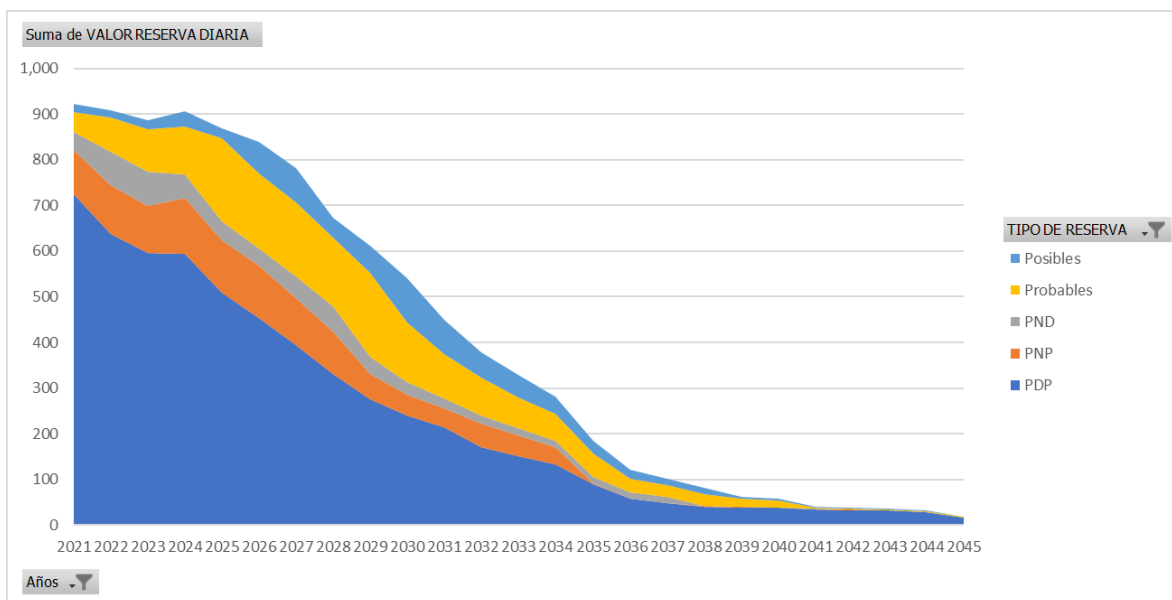
CUENCA / TIPO DE RESERVA	VOLUMEN CALCULADO AÑO	COSTO DE DESARROLLO TOTAL	COSTO HALLAZGO TOTAL	COSTO OPERACIÓN TOTAL
SIN SAJ	83.062	13.405	-	124.593
PDP	8.016	-	-	12.024
Posibles	42.960	8.592	-	64.440
Probables	32.086	4.813	-	48.129

Fuente: Cálculos propios UT Prospección UPME 2020

15.3.10 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 2023. Figura 98.

Figura 98 Producción de gas consolidado País– Escenario Bajo – MPCD



Fuente: cálculos propios e información ANH

Las inversiones para el desarrollo de las reservas y recursos en el país se pueden apreciar en la Tabla 82.

Tabla 82 Inversiones desarrollo de reservas Escenario Bajo de gas consolidado país en millones de dólares

CUENCA / TIPO DE RESERVA	VOLUMEN CALCULADO AÑO	COSTO DE DESARROLLO TOTAL	COSTO HALLAZGO TOTAL	COSTO OPERACIÓN TOTAL
CAT	28.748	2.948	-	49.726
CES RAN	2.476	-	-	4.951
COR	61.001	-	-	-
GUA	-	-	-	-
GUA OFS	404.894	-	-	323.915
Llanos	2.161.003	38.993	33.011	49.517
SIN SAJ	83.062	13.405	-	124.593
SIN SAJ OFS	-	-	-	-
VIM	676.192	69.279	-	735.344
VMM	284.262	3.516	-	36.830
VSM	5.702	-	-	-
Total general	3.707.340	128.141	33.011	1.324.875

Fuente: Cálculos propios UT Prospección UPME 2020

En este escenario no se requieren inversiones en transporte, pero debería se 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.

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 remantes 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 una 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 = Vitrinita, 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 centenares 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.