

---

**CONTRATO No. C - 067 DE 2020**

---



**UNIÓN TEMPORAL  
PROSPECCION  
UPME 2020**

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

**V2.0**

**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

<b>8</b>	<b>ANÁLISIS DE RESERVAS POR CUENCAS - IRR2019 Y COMPARATIVOS IRR2018 Y ESTUDIO 2018.....</b>	<b>16</b>
<b>8.1</b>	<b>CUENCA LLANOS – GAS .....</b>	<b>16</b>
8.1.1	CONTRATO PIEDEMONTE.....	17
8.1.2	CONTRATO SIRIRÍ.....	22
<b>8.2</b>	<b>CUENCA GUAJIRA – GAS - CONTRATO GUAJIRA .....</b>	<b>24</b>
<b>8.3</b>	<b>CUENCA VIM – GAS.....</b>	<b>27</b>
8.3.1	CONTRATO ESPERANZA.....	29
8.3.2	CONTRATO VIM 5 .....	30
8.3.3	CONTRATO EL DIFÍCIL.....	32
8.3.4	CONTRATO LA CRECIENTE .....	34
8.3.5	CONTRATO SAMÁN.....	36
<b>8.4</b>	<b>CUENCA CATATUMBO – GAS.....</b>	<b>38</b>
<b>8.5</b>	<b>CUENCA VMM y VSM – GAS.....</b>	<b>39</b>
<b>9</b>	<b>IMPACTO FACTORES CRITICOS DE ÉXITO EN ESCENARIOS DE PRODUCCIÓN DE GAS .....</b>	<b>41</b>
<b>9.1</b>	<b>CUENCA DE LOS LLANOS ORIENTALES.....</b>	<b>41</b>
<b>9.2</b>	<b>CUENCA DEL VALLE INFERIOR DEL MAGDALENA .....</b>	<b>43</b>
<b>9.3</b>	<b>CUENCA DEL VALLE MEDIO DEL MAGDALENA .....</b>	<b>45</b>
<b>9.4</b>	<b>CUENCA DEL VALLE SUPERIOR DEL MAGDALENA.....</b>	<b>48</b>
<b>9.5</b>	<b>CUENCA CATATUMBO.....</b>	<b>48</b>
<b>9.6</b>	<b>CUENCA GUAJIRA OFFSHORE .....</b>	<b>50</b>
<b>9.7</b>	<b>CUENCA SINÚ – SAN JACINTO OFFSHORE .....</b>	<b>50</b>
<b>9.8</b>	<b>CUENCA CESÁR RANCHERÍA .....</b>	<b>51</b>
<b>10</b>	<b>ESCENARIOS DE PRODUCCIÓN Y EXPLORACIÓN DE LAS CUENCAS DE COLOMBIA. (OBJETIVO ESPECÍFICO 5) .....</b>	<b>52</b>

<b>10.1 CUENCAS LLANOS ORIENTALES Y CORDILLERA COMPONENTE PIEDEMONTE LLANERO .....</b>	<b>52</b>
10.1.1 RECURSOS PROSPECTIVOS.....	53
10.1.1.1 HISTORIA EXPLORATORIA .....	53
10.1.1.2 ASIGNACION DE AREAS Y ACTIVIDAD EXPLORATORIA .....	54
10.1.1.3 VOLÚMENES DE RECURSOS PROSPECTIVOS (YET TO FIND) .....	55
10.1.1.4 OPORTUNIDADES EXPLORATORIAS IDENTIFICADAS vs YTF .....	57
10.1.2 ESCENARIOS DE PRODUCCIÓN .....	60
10.1.2.1 ESCENARIO BAJO.....	60
10.1.2.2 ESCENARIO MEDIO .....	63
10.1.2.3 ESCENARIO ALTO.....	66
<b>10.2 CUENCA VALLE INFERIOR DEL MAGDALENA (VIM).....</b>	<b>70</b>
10.2.1 RECURSOS PROSPECTIVOS.....	71
10.2.1.1 HISTORIA EXPLORATORIA .....	72
10.2.1.2 ASIGNACION DE AREAS Y ACTIVIDAD EXPLORATORIA .....	72
10.2.1.3 VOLÚMENES DE RECURSOS PROSPECTIVOS .....	74
10.2.1.4 OPORTUNIDADES EXPLORATORIAS IDENTIFICADAS vs YTF .....	75
10.2.2 ESCENARIOS DE PRODUCCIÓN .....	77
10.2.2.1 ESCENARIO BAJO.....	78
10.2.2.2 ESCENARIO MEDIO .....	81
10.2.2.3 ESCENARIO ALTO.....	84
<b>10.3 CUENCA GUAJIRA OFFSHORE .....</b>	<b>86</b>
10.3.1 RECURSOS PROSPECTIVOS.....	87
10.3.1.1 HISTORIA EXPLORATORIA .....	87
10.3.1.2 ASIGNACION DE AREAS Y ACTIVIDAD EXPLORATORIA .....	88
10.3.1.3 VOLÚMENES DE RECURSOS PROSPECTIVOS (YET TO FIND) .....	88
10.3.1.4 OPORTUNIDADES EXPLORATORIAS IDENTIFICADAS .....	90
10.3.2 ESCENARIOS DE PRODUCCIÓN .....	91
10.3.2.1 ESCENARIO BAJO.....	91
10.3.2.2 ESCENARIO MEDIO .....	94
10.3.2.3 ESCENARIO ALTO.....	96
<b>10.4 CUENCA VALLE MEDIO DEL MAGDALENA (VMM) .....</b>	<b>98</b>
10.4.1 RECURSOS PROSPECTIVOS.....	99
10.4.1.1 HISTORIA EXPLORATORIA .....	99
10.4.1.2 ASIGNACION DE AREAS Y ACTIVIDAD EXPLORATORIA .....	100
10.4.1.3 VOLÚMENES DE RECURSOS PROSPECTIVOS (YET TO FIND) .....	101
10.4.1.4 ESCENARIO DE GAS CUENCA VALLE MEDIO DEL MAGDALENA.....	102
10.4.1.5 OPORTUNIDADES EXPLORATORIAS IDENTIFICADAS vs YTF .....	103
10.4.2 ESCENARIOS DE PRODUCCIÓN .....	104
10.4.2.1 ESCENARIO BAJO.....	106
10.4.2.2 ESCENARIO MEDIO .....	109
10.4.2.3 ESCENARIO ALTO.....	112
<b>10.5 CUENCA SINÚ – SAN JACINTO ONSHORE .....</b>	<b>114</b>
10.5.1 RECURSOS PROSPECTIVOS.....	115

10.5.1.1	HISTORIA EXPLORATORIA .....	115
10.5.1.2	ASIGNACION DE AREAS Y ACTIVIDAD EXPLORATORIA .....	115
10.5.1.3	VOLUMENES DE RECURSOS PROSPECTIVOS (YET TO FIND) .....	116
10.5.1.4	OPORTUNIDADES EXPLORATORIAS IDENTIFICADAS vs YTF .....	117
10.5.2	ESCENARIOS DE PRODUCCIÓN .....	118
10.5.2.1	ESCENARIO BAJO, MEDIO Y ALTO .....	118
<b>10.6</b>	<b>CUENCA SINÚ OFFSHORE .....</b>	<b>121</b>
10.6.1	RECURSOS PROSPECTIVOS .....	122
10.6.1.1	HISTORIA EXPLORATORIA .....	122
10.6.1.2	ASIGNACION DE AREAS Y ACTIVIDAD EXPLORATORIA .....	122
10.6.1.3	VOLUMENES DE RECURSOS PROSPECTIVOS (YET TO FIND) .....	122
10.6.1.4	OPORTUNIDADES EXPLORATORIAS IDENTIFICADAS vs YTF .....	124
10.6.2	ESCENARIOS DE PRODUCCION – ESCENARIO ALTO .....	125
<b>10.7</b>	<b>CUENCA CATATUMBO .....</b>	<b>128</b>
10.7.1	RECURSOS PROSPECTIVOS .....	129
10.7.1.1	HISTORIA EXPLORATORIA .....	130
10.7.1.2	ASIGNACION DE AREAS Y ACTIVIDAD EXPLORATORIA .....	131
10.7.1.3	VOLÚMENES DE RECURSOS PROSPECTIVOS (YET TO FIND) .....	131
10.7.1.4	OPORTUNIDADES EXPLORATORIAS IDENTIFICADAS vs YTF .....	134
10.7.2	ESCENARIOS DE PRODUCCION .....	135
10.7.2.1	ESCENARIO BAJO .....	136
10.7.2.2	ESCENARIO MEDIO .....	139
10.7.2.3	ESCENARIO ALTO .....	141
<b>10.8</b>	<b>CUENCA DEL VALLE SUPERIOR DEL MAGDALENA (VSM) y COMPONENTE PIEDEMONTE OCCIDENTAL DE LA CORDILLERA ORIENTAL .....</b>	<b>143</b>
10.8.1	RECURSOS PROSPECTIVOS .....	144
10.8.1.1	HISTORIA EXPLORATORIA .....	144
10.8.1.2	ASIGNACION DE AREAS Y ACTIVIDAD EXPLORATORIA .....	144
10.8.1.3	VOLÚMENES DE RECURSOS PROSPECTIVOS (YET TO FIND) .....	145
10.8.1.4	OPORTUNIDADES EXPLORATORIAS IDENTIFICADAS vs YTF .....	147
10.8.2	ESCENARIOS DE PRODUCCIÓN .....	148
10.8.2.1	ESCENARIO BAJO .....	148
10.8.2.2	ESCENARIO MEDIO .....	151
10.8.2.3	ESCENARIO ALTO .....	153
<b>10.9</b>	<b>CUENCA CESAR RANCHERÍA .....</b>	<b>155</b>
10.9.1	RECURSOS PROSPECTIVOS .....	156
10.9.1.1	HISTORIA EXPLORATORIA .....	156
10.9.1.2	ASIGNACION DE AREAS Y ACTIVIDAD EXPLORATORIA .....	156
10.9.1.3	VOLÚMENES DE RECURSOS PROSPECTIVOS (YET TO FIND) .....	156
10.9.1.4	OPORTUNIDADES EXPLORATORIAS IDENTIFICADAS vs YTF .....	158
10.9.2	ESCENARIOS DE PRODUCCIÓN .....	158
10.9.2.1	ESCENARIO BAJO .....	160
10.9.2.2	ESCENARIO MEDIO .....	163
10.9.2.3	ESCENARIO ALTO .....	165

<b>10.10</b>	<b>CUENCA GUAJIRA ONSHORE.....</b>	<b>167</b>
10.10.1	RECURSOS PROSPECTIVOS.....	168
10.10.1.1	HISTORIA EXPLORATORIA.....	168
10.10.1.2	ASIGNACION DE AREAS Y ACTIVIDAD EXPLORATORIA.....	168
10.10.1.3	VOLÚMENES DE RECURSOS PROSPECTIVOS (YET TO FIND).....	168
10.10.1.4	OPORTUNIDADES EXPLORATORIAS IDENTIFICADAS vs YTF .....	170
10.10.2	ESCENARIO DE PRODUCCIÓN- ÚNICO – ESCENARIO ALTO.....	170
<b>10.11</b>	<b>CUENCA COLOMBIA.....</b>	<b>173</b>
10.11.1	RECURSOS PROSPECTIVOS.....	174
10.11.1.1	HISTORIA EXPLORATORIA.....	174
10.11.1.2	ASIGNACION DE AREAS Y ACTIVIDAD EXPLORATORIA.....	174
10.11.1.3	VOLÚMENES DE RECURSOS PROSPECTIVOS (YET TO FIND).....	174
10.11.1.4	OPORTUNIDADES EXPLORATORIAS IDENTIFICADAS vs YTF .....	176
<b>10.12</b>	<b>CUENCA CORDILLERA ORIENTAL .....</b>	<b>178</b>
10.12.1	RECURSOS, RESERVAS Y PRODUCCION DE GAS EN LA CUENCA CORDILLERA 178	
10.12.2	ESCENARIO DE PRODUCCION .....	178
10.12.2.1	ESCENARIO BAJO .....	178
10.12.2.2	ESCENARIO MEDIO – ESCENARIO ALTO.....	180
<b>10.13</b>	<b>ESCENARIOS CONSOLIDADOS DE GAS .....</b>	<b>182</b>
10.13.1	ESCENARIO BAJO.....	182
10.13.2	ESCENARIO MEDIO .....	185
10.13.3	ESCENARIO ALTO.....	188
<b>11</b>	<b>DEFINIR POTENCIALES VOLÚMENES DE PRODUCCIÓN DE GAS NATURAL PARA CADA CUENCA POR CAMPO QUE PUEDAN PRODUCIRSE EN EL CORTO Y MEDIANO PLAZO, CAMPOS QUE POR LOS BAJOS VOLÚMENES POR SÍ SOLOS NO LOGREN POSIBILITAR LA PROYECCIÓN DE EXPANSIÓN DE GASODUCTOS.....</b>	<b>193</b>
<b>11.1</b>	<b>CAMPOS QUE ESTÁN QUEMANDO EL VOLUMEN QUE PRODUCEN Y LO SEGUIRÁN PRODUCIENDO Y QUEMANDO PERO SIN BUSCAR OPCIONES DE UTILIZACIÓN. ....</b>	<b>193</b>
11.1.1	CUENCA DE LOS LLANOS ORIENTALES.....	193
11.1.2	CUENCA DEL VALLE INFERIOR DEL MAGDALENA.....	194
11.1.3	CUENCA DEL VALLE SUPERIOR DEL MAGDALENA .....	195
11.1.4	CUENCA CAGUAN PUTUMAYO .....	196
11.1.5	CUENCA DEL VALLE MEDIO DEL MAGDALENA .....	196
<b>11.2</b>	<b>CAMPOS CERRADOS QUE PODRÍAN REABRIRSE O POZOS CERRADOS DE IMPORTANCIA.....</b>	<b>197</b>
11.2.1	CUENCA DEL CATATUMBO.....	197
11.2.2	CUENCA DE LOS LLANOS ORIENTALES.....	197

## ÍNDICE DE FIGURAS

FIGURA 1: RESERVAS DE GAS – CUENCA LLANOS .....	16
FIGURA 2: PRODUCCIÓN DE GAS COMERCIALIZADO A AGOSTO DE 2020 .	17
FIGURA 3: HISTORIA DE PRODUCCIÓN DE GAS COMERCIALIZADO DEL ÁREA PIEDEMONTE.....	18
FIGURA 4: CONTRATOS PIEDEMONTE .....	19
FIGURA 5: ACTUALIZACIÓN DEL PLAN DE NEGOCIO ECOPETROL 2020-2022 .....	20
FIGURA 6: BALANCE HISTÓRICO DEL GAS DE PIEDEMONTE .....	21
FIGURA 7: HISTORIA DE PRODUCCIÓN VS. PROYECCIÓN DE RESERVAS Y COMPARATIVOS .....	22
FIGURA 8: HISTORIA DE PRODUCCIÓN DE GAS COMERCIALIZADO DE SIRIRÍ .....	23
FIGURA 9: HISTORIA DE PRODUCCIÓN VS. PROYECCIÓN DE RESERVAS Y COMPARATIVOS .....	24
FIGURA 10: HISTORIA DE PRODUCCIÓN DE GAS COMERCIALIZADO DEL CONTRATO GUAJIRA .....	25
FIGURA 11: HISTORIA DE PRODUCCIÓN VS. PROYECCIÓN DE RESERVAS Y COMPARATIVOS .....	26
FIGURA 12: ÁREA DEL BLOQUE GUA-2 .....	27
FIGURA 13: RESERVAS DE GAS – CUENCA VIM.....	28
FIGURA 14: PRODUCCIÓN DE GAS COMERCIALIZADO A AGOSTO DE 2020	28
FIGURA 15: HISTORIA DE PRODUCCIÓN DE GAS COMERCIALIZADO DEL CONTRATO ESPERANZA.....	29
FIGURA 16: HISTORIA DE PRODUCCIÓN VS. PROYECCIÓN DE RESERVAS Y COMPARATIVOS .....	30
FIGURA 17: HISTORIA DE PRODUCCIÓN DE GAS COMERCIALIZADO DEL CONTRATO VIM-5 .....	31
FIGURA 18: HISTORIA DE PRODUCCIÓN VS. PROYECCIÓN DE RESERVAS Y COMPARATIVOS .....	32
FIGURA 19: HISTORIA DE PRODUCCIÓN DE GAS COMERCIALIZADO DEL CONTRATO EL DIFÍCIL.....	33
FIGURA 20: HISTORIA DE PRODUCCIÓN VS. PROYECCIÓN DE RESERVAS Y COMPARATIVOS .....	34
FIGURA 21: HISTORIA DE PRODUCCIÓN DE GAS COMERCIALIZADO DEL CONTRATO LA CRECIENTE .....	35
FIGURA 22: HISTORIA DE PRODUCCIÓN VS. PROYECCIÓN DE RESERVAS Y COMPARATIVOS .....	36

FIGURA 23: HISTORIA DE PRODUCCIÓN DE GAS COMERCIALIZADO DEL CONTRATO SAMAN .....	37
FIGURA 24: HISTORIA DE PRODUCCIÓN VS. PROYECCIÓN DE RESERVAS Y COMPARATIVOS .....	37
FIGURA 25: COMPARATIVO DECLARACIONES DE GAS Y RESERVAS 3P ....	38
FIGURA 26: RESERVAS Y PRODUCCIÓN DE GAS – CUENCA CAT .....	39
FIGURA 27: RESERVAS DE GAS CUENCAS VMM Y VSM .....	40
FIGURA 28: PRODUCCIÓN DE GAS - CUENCAS VMM Y VSM.....	40
FIGURA 29: LOCALIZACIÓN DE LA CUENCA DE LOS LLANOS ORIENTALES	53
FIGURA 30: MAPA DE TIERRAS CUENCA DE LOS LLANOS ORIENTALES ....	55
FIGURA 31: ESTIMATIVO YTF CUENCA LLANOS ORIENTALES .....	56
FIGURA 32: GOES EN OPORTUNIDADES EXPLORATORIAS IDENTIFICADAS POR LAS COMPAÑÍAS OPERADORAS EN LA CUENCA DE LOS LLANOS ORIENTALES.....	59
FIGURA 33: PRODUCCIÓN DE GAS CUENCA LLANOS ESCENARIO BAJO 2021-2045 EN MPCD.....	61
FIGURA 34: ESCENARIO MEDIO GAS CUENCA LLANOS .....	64
FIGURA 35: ESCENARIO ALTO GAS CUENCA LLANOS.....	68
FIGURA 36: LOCALIZACIÓN DE LA CUENCA DEL VALLE INFERIOR DEL MAGDALENA.....	71
FIGURA 37: MAPA DE TIERRAS CUENCA DEL VALLE INFERIOR DEL MAGDALENA.....	73
FIGURA 38: ESTIMATIVO YTF CUENCA VALLE INFERIOR DEL MAGDALENA	74
FIGURA 39: GOES EN OPORTUNIDADES EXPLORATORIAS IDENTIFICADAS POR LAS COMPAÑÍAS OPERADORAS EN LA CUENCA DEL VALLE INFERIOR DEL MAGDALENA.....	77
FIGURA 40: ESCENARIO BAJO GAS VIM .....	79
FIGURA 41: ESCENARIO MEDIO GAS VIM .....	82
FIGURA 42: ESCENARIO ALTO GAS VIM .....	84
FIGURA 43: LOCALIZACIÓN DE LA CUENCA GUAJIRA OFFSHORE .....	87
FIGURA 44: MAPA DE TIERRAS CUENCA GUAJIRA OFFSHORE .....	89
FIGURA 45: ESTIMATIVO YTF CUENCA GUAJIRA OFFSHORE.....	90
FIGURA 46: GOES EN OPORTUNIDADES EXPLORATORIAS IDENTIFICADAS POR LAS COMPAÑÍAS OPERADORAS EN LA CUENCA GUAJIRA OFFSHORE .....	91
FIGURA 47: ESCENARIO BAJO GAS GUAJIRA OFFSHORE .....	92
FIGURA 48: ESCENARIO MEDIO GAS GUAJIRA OFFSHORE .....	94
FIGURA 49: ESCENARIO ALTO GAS OFFSHORE GUAJIRA .....	96
FIGURA 50: LOCALIZACIÓN DE LA CUENCA DEL VALLE MEDIO DEL MAGDALENA.....	98

FIGURA 51: MAPA DE TIERRAS CUENCA DEL VALLE MEDIO DEL MAGDALENA .....	100
FIGURA 52: ESTIMATIVO YTF CUENCA VALLE MEDIO DEL MAGDALENA (VMM) .....	101
FIGURA 53: GOES EN OPORTUNIDADES EXPLORATORIAS IDENTIFICADAS POR LAS COMPAÑÍAS OPERADORAS EN LA CUENCA VALLE MEDIO DEL MAGDALENA.....	104
FIGURA 54: POTENCIAL DE OOIP TABLAZO. PRESENTACIÓN ESTRATEGIA ECOPETROL 2020-2030.....	105
FIGURA 55: ESCENARIO BAJO VALLE MEDIO DEL MAGDALENA PARA GAS .....	107
FIGURA 56: ESCENARIO MEDIO VALLE MEDIO DEL MAGDALENA PARA GAS .....	110
FIGURA 57: ESCENARIO ALTO VALLE MEDIO DEL MAGDALENA PARA GAS .....	112
FIGURA 58: LOCALIZACIÓN DE LA CUENCA DEL SINÚ –SAN JACINTO ONSHORE .....	114
FIGURA 59: MAPA DE TIERRAS CUENCA SINÚ – SAN JACINTO ONSHORE .....	116
FIGURA 60: ESTIMATIVO YTF CUENCA SINÚ – SAN JACINTO ONSHORE ..	117
FIGURA 61: GOES EN OPORTUNIDADES EXPLORATORIAS IDENTIFICADAS POR LAS COMPAÑÍAS OPERADORAS EN LA CUENCA SINÚ – SAN JACINTO ONSHORE.....	118
FIGURA 62: ESCENARIO BAJO- MEDIO-ALTO SINÚ SAN JACINTO ONSHORE - PARA GAS .....	119
FIGURA 63: LOCALIZACIÓN DE LA CUENCA DEL SINÚ OFFSHORE .....	121
FIGURA 64: MAPA DE TIERRAS CUENCA SINÚ OFFSHORE.....	123
FIGURA 65: ESTIMATIVO YTF CUENCA SINÚ OFFSHORE .....	124
FIGURA 66: GOES EN OPORTUNIDADES EXPLORATORIAS IDENTIFICADAS POR LAS COMPAÑÍAS OPERADORAS EN LA CUENCA SINÚ OFFSHORE .....	125
FIGURA 67: ESCENARIO ALTO GAS SINÚ- SAN JACINTO OFFSHORE .....	126
FIGURA 68: LOCALIZACIÓN DE LA CUENCA CATATUMBO .....	129
FIGURA 69: MAPA DE TIERRAS CUENCA CATATUMBO.....	132
FIGURA 70: ESTIMATIVO YTF CUENCA CATATUMBO .....	133
FIGURA 71: MAPA DE LAS COCINAS DE LA CUENCA CATATUMBO .....	133
FIGURA 72: GOES EN OPORTUNIDADES EXPLORATORIAS IDENTIFICADAS POR LAS COMPAÑÍAS OPERADORAS EN LA CUENCA CATATUMBO ..	135
FIGURA 73: ESCENARIO BAJO GAS CUENCA DEL CATATUMBO .....	137
FIGURA 74: ESCENARIO MEDIO GAS CUENCA DEL CATATUMBO.....	139
FIGURA 75: ESCENARIO ALTO GAS CUENCA DEL CATATUMBO .....	141

FIGURA 76: LOCALIZACIÓN DE LA CUENCA DEL VALLE SUPERIOR DEL MAGDALENA.....	143
FIGURA 77: MAPA DE TIERRAS CUENCA DEL VALLE SUPERIOR DEL MAGDALENA.....	145
FIGURA 78: ESTIMATIVO YTF CUENCA VALLE SUPERIOR DEL MAGDALENA (VSM).....	146
FIGURA 79: GOES EN OPORTUNIDADES EXPLORATORIAS IDENTIFICADAS POR LAS COMPAÑÍAS OPERADORAS EN LA CUENCA VALLE SUPERIOR DEL MAGDALENA.....	148
FIGURA 80: ESCENARIO BAJO DE GAS CUENCA VSM .....	149
FIGURA 81: ESCENARIO MEDIO GAS VALLE SUPERIOR DEL MAGDALENA. ....	151
FIGURA 82: ESCENARIO ALTO GAS VALLE SUPERIOR DEL MAGDALENA. ....	153
FIGURA 83: LOCALIZACIÓN DE LA CUENCA CESAR - RANCHERÍA .....	155
FIGURA 84: MAPA DE TIERRAS CUENCA CESAR - RANCHERÍA .....	157
FIGURA 85: ESTIMATIVO YTF CUENCA CESAR - RANCHERÍA.....	158
FIGURA 86: CAMPO COMPAE Y OPCIONES EXPLORATORIAS. ....	159
FIGURA 87: CONTRATOS CON POTENCIALIDAD CBM.....	160
FIGURA 88: ESCENARIO BAJO CUENCA CESAR RANCHERÍA.....	161
FIGURA 89: ESCENARIO MEDIO CUENCA CESAR RANCHERÍA. ....	163
FIGURA 90: ESCENARIO ALTO CUENCA CESAR RANCHERÍA.....	165
FIGURA 91: LOCALIZACIÓN DE LA CUENCA GUAJIRA ONSHORE .....	167
FIGURA 92: MAPA DE TIERRAS CUENCA GUAJIRA ONSHORE .....	169
FIGURA 93: ESTIMATIVO YTF CUENCA GUAJIRA ONSHORE.....	169
FIGURA 94: GOES EN OPORTUNIDADES EXPLORATORIAS IDENTIFICADAS POR LAS COMPAÑÍAS OPERADORAS EN LA CUENCA GUAJIRA ONSHORE .....	170
FIGURA 95: ESCENARIO ALTO GUAJIRA ONSHORE. ....	171
FIGURA 96: LOCALIZACIÓN DE LA CUENCA COLOMBIA. ....	173
FIGURA 97: MAPA DE TIERRAS CUENCA COLOMBIA .....	175
FIGURA 98: ESTIMATIVO YTF CUENCA COLOMBIA.....	176
FIGURA 99: GOES EN OPORTUNIDADES EXPLORATORIAS IDENTIFICADAS POR LAS COMPAÑÍAS OPERADORAS EN LA CUENCA COLOMBIA.....	177
FIGURA 100: ESCENARIO BAJO CUENCA CORDILLERA.....	178
FIGURA 101: ESCENARIO MEDIO-ALTO CUENCA CORDILLERA. ....	180
FIGURA 101: ESCENARIO BAJO PAÍS DE GAS MPCD .....	183
FIGURA 102: ESCENARIO MEDIO CONSOLIDADO DE GAS MPCD .....	186
FIGURA 103: ESCENARIO ALTO CONSOLIDADO DE GAS EN MPCD .....	189
FIGURA 106: LOCALIZACIÓN BLOQUES CONTRATOS VIM-1 Y LA CRECIENTE. ....	195

FIGURA 107: POZOS DE CUSIANA Y CUPIAGUA CERRADOS CON  
POSIBILIDAD DE REAPERTURA. .... 198

## INDICE DE TABLAS

TABLA 1: PRONÓSTICO DE PRODUCCIÓN CUENCA LLANOS ESCENARIO BAJO 2021-2045 EN MPCD.....	62
TABLA 2: CUENCA LLANOS - RESERVAS DE GAS - ESCENARIO BAJO 2021-2045.....	62
TABLA 3: RECURSOS CONTINGENTES - CUENCA LLANOS ESCENARIO MEDIO MPC.....	63
TABLA 4: PRONÓSTICO DE PRODUCCIÓN CUENCA LLANOS ESCENARIO MEDIO 2021-2045 EN MPCD.....	65
TABLA 5: CUENCA LLANOS - RESERVAS / RECURSOS DE GAS - ESCENARIO MEDIO 2021-2045.....	65
TABLA 6: RECURSOS CONTINGENTES - YTF - CUENCA LLANOS ESCENARIO ALTO MPC.....	66
TABLA 7: PRONÓSTICO DE PRODUCCIÓN CUENCA LLANOS ESCENARIO ALTO 2021-2045 EN MPCD.....	69
TABLA 8: CUENCA LLANOS - RESERVAS / RECURSOS DE GAS - ESCENARIO ALTO 2021-2045.....	70
TABLA 9: PRONÓSTICO DE PRODUCCIÓN CUENCA VIM ESCENARIO BAJO 2021-2045 EN MPCD.....	80
TABLA 10: CUENCA VIM - RESERVAS / RECURSOS DE GAS - ESCENARIO BAJO 2021-2045.....	80
TABLA 11: RECURSOS CONTINGENTES - CUENCA VIM ESCENARIO MEDIO MPC.....	81
TABLA 12: RECURSOS CONTINGENTES ADICIONALES - CUENCA VIM ESCENARIO MEDIO MPC.....	81
TABLA 13: PRONÓSTICO DE PRODUCCIÓN CUENCA VIM ESCENARIO MEDIO 2021-2045 EN MPCD.....	83
TABLA 14: CUENCA VIM - RESERVAS / RECURSOS DE GAS - ESCENARIO MEDIO 2021-2045.....	83
TABLA 15: RECURSOS EXPLORATORIOS YTF - CUENCA VIM ESCENARIO ALTO MPC.....	84
TABLA 16: PRONÓSTICO DE PRODUCCIÓN CUENCA VIM ESCENARIO ALTO 2021-2045 EN MPCD.....	85
TABLA 17: CUENCA VIM - RESERVAS / RECURSOS DE GAS - ESCENARIO ALTO 2021-2045.....	85
TABLA 18: PRONÓSTICO DE PRODUCCIÓN CUENCA GUA OFS ESCENARIO BAJO 2021-2045 EN MPCD.....	93
TABLA 19: CUENCA GUA OFS - RESERVAS / RECURSOS DE GAS - ESCENARIO BAJO 2021-2045.....	93

TABLA 20: PRONÓSTICO DE PRODUCCIÓN CUENCA GUA OFS ESCENARIO MEDIO 2021-2045 EN MPCD .....	95
TABLA 21: CUENCA GUA OFS - RESERVAS / RECURSOS DE GAS - ESCENARIO MEDIO 2021-2045 .....	95
TABLA 22: PRONÓSTICO DE PRODUCCIÓN CUENCA GUA OFS ESCENARIO ALTO 2021-2045 EN MPCD.....	97
TABLA 23: CUENCA GUA OFS - RESERVAS / RECURSOS DE GAS - ESCENARIO ALTO 2021-2045.....	97
TABLA 24: PRONÓSTICO DE PRODUCCIÓN CUENCA VMM ESCENARIO BAJO 2021-2045 EN MPCD .....	108
TABLA 25: CUENCA VMM - RESERVAS / RECURSOS DE GAS - ESCENARIO BAJO 2021-2045.....	109
TABLA 26: RECURSOS CONTINGENTES IRR 2019 - CUENCA VMM ESCENARIO MEDIO 2021-2045 EN MPC.....	109
TABLA 27: PRONÓSTICO DE PRODUCCIÓN CUENCA VMM ESCENARIO MEDIO 2021-2045 EN MPCD .....	111
TABLA 28: CUENCA VMM - RESERVAS / RECURSOS DE GAS - ESCENARIO MEDIO 2021-2045 .....	111
TABLA 29: PRONÓSTICO DE PRODUCCIÓN CUENCA VMM ESCENARIO ALTO 2021-2045 EN MPCD .....	113
TABLA 30: CUENCA VMM - RESERVAS / RECURSOS DE GAS - ESCENARIO ALTO 2021-2045.....	113
TABLA 31: PRONÓSTICO DE PRODUCCIÓN CUENCA SINÚ SAN JACINTO ONSHORE ESCENARIO BAJO – MEDIO –ALTO 2021-2045 EN MPCD ..	120
TABLA 32: CUENCA SINÚ SAN JACINTO ONSHORE - RESERVAS / RECURSOS DE GAS - ESCENARIO BAJO-MEDIO-ALTO 2021-2045 .....	120
TABLA 33: PRONOSTICO DE PRODUCCIÓN CUENCA SINÚ SAN JACINTO OFFSHORE ESCENARIO ALTO 2021-2045 EN MPCD .....	127
TABLA 34: RESERVAS/RECURSOS – ESCENARIO ALTO CUENCA SINÚ-SAN JACINTO OFFSHORE.....	127
TABLA 35: POTENCIAL DE HIDROCARBUROS NO CONVENCIONALES RETENIDO (MBPE/KM2) .....	130
TABLA 36: PRONÓSTICO DE PRODUCCIÓN CUENCA CATATUMBO ESCENARIO BAJO 2021-2045 EN MPCD.....	138
TABLA 37: RESERVAS CUENCA CATATUMBO ESCENARIO BAJO 2021-2045 .....	138
TABLA 38: RECURSOS CONTINGENTES ADICIONALES CUENCA CAT – ESCENARIO MEDIO .....	139
TABLA 39: PRONÓSTICO DE PRODUCCIÓN CUENCA CAT ESCENARIO MEDIO 2021-2045 EN MPCD .....	140

TABLA 40: RESERVAS CUENCA CATATUMBO ESCENARIO MEDIO 2021-2045 .....	140
TABLA 41: PRONÓSTICO DE PRODUCCIÓN CUENCA CATATUMBO ESCENARIO ALTO 2021-2045 EN MPCD .....	142
TABLA 42: RESERVAS/RECURSOS CUENCA CATATUMBO - ESCENARIO ALTO 2021-2045 .....	142
TABLA 43: PRONÓSTICO DE PRODUCCIÓN CUENCA VSM ESCENARIO BAJO 2021-2045 EN MPCD .....	150
TABLA 44: RESERVAS CUENCA VSM ESCENARIO BAJO 2021-2045.....	150
TABLA 45: RECURSOS CONTINGENTES ESCENARIO MEDIO – CUENCA VSM .....	151
TABLA 46: PRONÓSTICO DE PRODUCCIÓN CUENCA VSM ESCENARIO MEDIO 2021-2045 EN MPCD .....	152
TABLA 47: RESERVAS/RECURSOS - CUENCA VSM ESCENARIO MEDIO 2021-2045.....	152
TABLA 48: PRONÓSTICO DE PRODUCCIÓN CUENCA VSM ESCENARIO ALTO 2021-2045 EN MPCD .....	154
TABLA 49: RESERVAS/RECURSOS CUENCA VSM – ESCENARIO ALTO .....	154
TABLA 50: PRONÓSTICO DE PRODUCCIÓN CUENCA CESAR RANCHERÍA ESCENARIO BAJO 2021-2045 EN MPCD .....	162
TABLA 51: RESERVAS/RECURSOS CUENCA CESAR RANCHERÍA ESCENARIO 2021-2045 EN MPCD .....	162
TABLA 52: PRONÓSTICO DE PRODUCCIÓN CUENCA CESAR RANCHERÍA ESCENARIO MEDIO 2021-2045 EN MPCD .....	164
TABLA 53: RESERVAS/RECURSOS CUENCA CESAR RANCHERÍA ESCENARIO MEDIO 2021-2045 EN MPCD .....	164
TABLA 54: PRONÓSTICO DE PRODUCCIÓN CUENCA CESAR RANCHERÍA ESCENARIO ALTO 2021-2045 EN MPCD.....	166
TABLA 55: RESERVAS/RECURSOS CUENCA CESAR RANCHERÍA ESCENARIO ALTO 2021-2045.....	166
TABLA 56: PRONÓSTICO DE PRODUCCIÓN CUENCA GUAJIRA ONSHORE ESCENARIO ALTO 2021-2045 EN MPCD.....	172
TABLA 57: RESERVAS/RECURSOS GUAJIRA ONSHORE – ESCENARIO ALTO .....	172
TABLA 58: PRONÓSTICO DE PRODUCCIÓN CUENCA CORDILLERA ESCENARIO BAJO 2021-2045 EN MPCD.....	179
TABLA 59: RESERVAS CUENCA CORDILLERA ESCENARIO BAJO 2021-2045 .....	179
TABLA 60: PRONÓSTICO DE PRODUCCIÓN CUENCA COR ESCENARIO MEDIO Y ALTO 2021-2045 EN MPCD .....	181

TABLA 61: RESERVAS CUENCA COR ESCENARIO MEDIO Y ALTO 2021-2045 .....	181
TABLA 62: PRONÓSTICOS DE PRODUCCIÓN PAÍS ESCENARIO BAJO 2021-2045 EN MPCD.....	184
TABLA 63: RESERVAS PAÍS - ESCENARIO BAJO 2021-2045 EN MPCD.....	184
TABLA 64: RECURSOS CONTINGENTES Y PROSPECTIVOS ADICIONALES ESCENARIO MEDIO 2021-2045 EN MPCD .....	185
TABLA 65: PRONÓSTICO DE PRODUCCIÓN PAÍS ESCENARIO MEDIO 2021-2045 EN MPCD.....	187
TABLA 66: RESERVAS/RECURSOS - PAÍS ESCENARIO MEDIO 2021-2045 .	187
TABLA 67: RECURSOS CONTINGENTES Y PROSPECTIVOS ADICIONALES AL ESCENARIO MEDIO - ESCENARIO ALTO 2021-2045 EN MPC .....	188
TABLA 68: PRONÓSTICO DE PRODUCCIÓN PAÍS ESCENARIO ALTO 2021-2045 EN MPCD .....	190
TABLA 69: RESERVAS/RECURSOS - PAÍS ESCENARIO ALTO 2021-2045....	190
TABLA 70: RECURSOS ADICIONALES TOTALES INCLUIDOS EN EL ESCENARIO ALTO.....	191

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

**HISTORIAL DE CAMBIOS**

<b>FECHA</b>	<b>VERSIÓN</b>	<b>DESCRIPCIÓN DEL CAMBIO</b>
17/Diciembre/2020	1.0	Primera versión del documento
18/Enero/2021	2.0	Segunda versión del documento

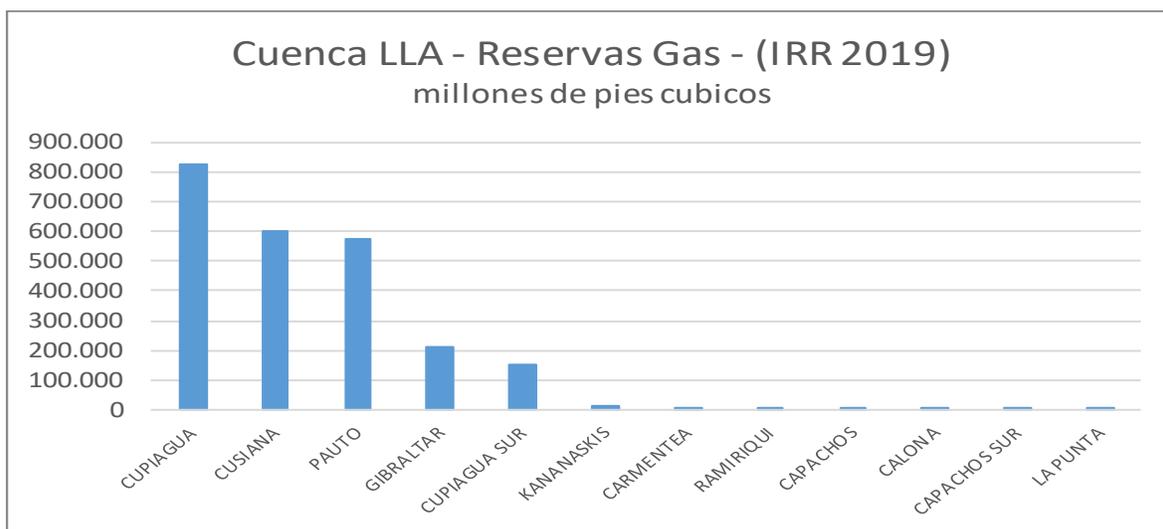
## 8 ANÁLISIS DE RESERVAS POR CUENCAS - IRR2019 Y COMPARATIVOS IRR2018 Y ESTUDIO 2018

### 8.1 CUENCA LLANOS – GAS

En la cuenca de los Llanos Orientales los contratos más importantes de gas son los que están localizados en área de Piedemonte (Cupiagua's, Cusiana's y Pauto's) y el contrato Sirirí con su campo Gibraltar.

En la Figura 1, se presentan las reservas 3P de la cuenca. En el Piedemonte los contratos que operaban Equión y Ecopetrol, y Sirirí, representan el 99 % de gas con 2,37 teras de las 2,39 de la Cuenca Llanos. Aparte de los campos Pauto, Cusiana, Cupiagua, Cupiagua Sur y Gibraltar con reservas mayores a los 100 giga pies cúbicos por campo, se tienen en los otros campos de la cuenca reservas de gas menores que corresponden a campos de petróleo con gas asociado y que se pueden observar en la gráfica.

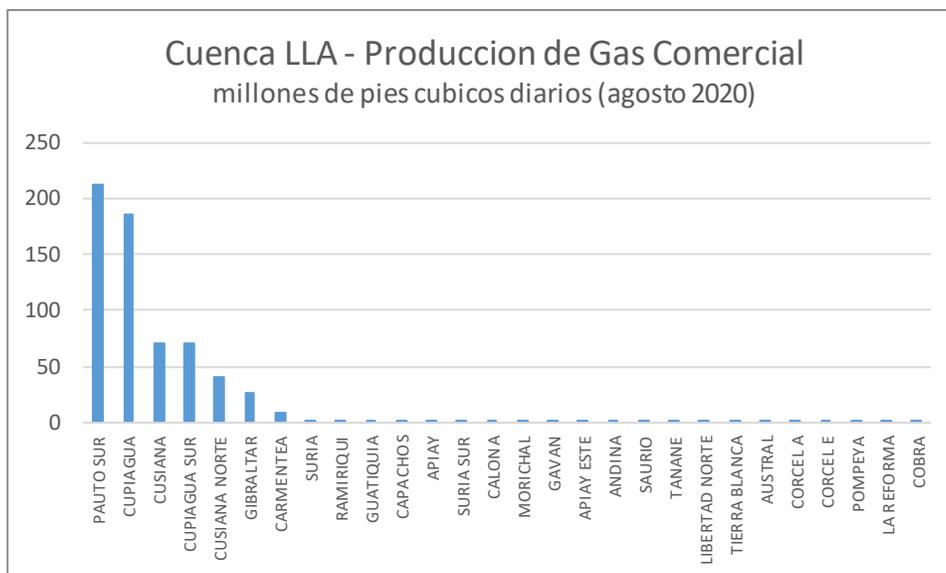
Figura 1: Reservas de Gas – Cuenca Llanos



Fuente: UT PROSPECCION UPME 2020

En la Figura 2 se presentan los campos con mayor producción de gas comercializado de la cuenca y al igual que en las reservas 3P está concentrada en los campos del área Piedemonte Llanero mencionados anteriormente con el 98 % (información a septiembre de 2020).

**Figura 2: Producción de gas comercializado a agosto de 2020**



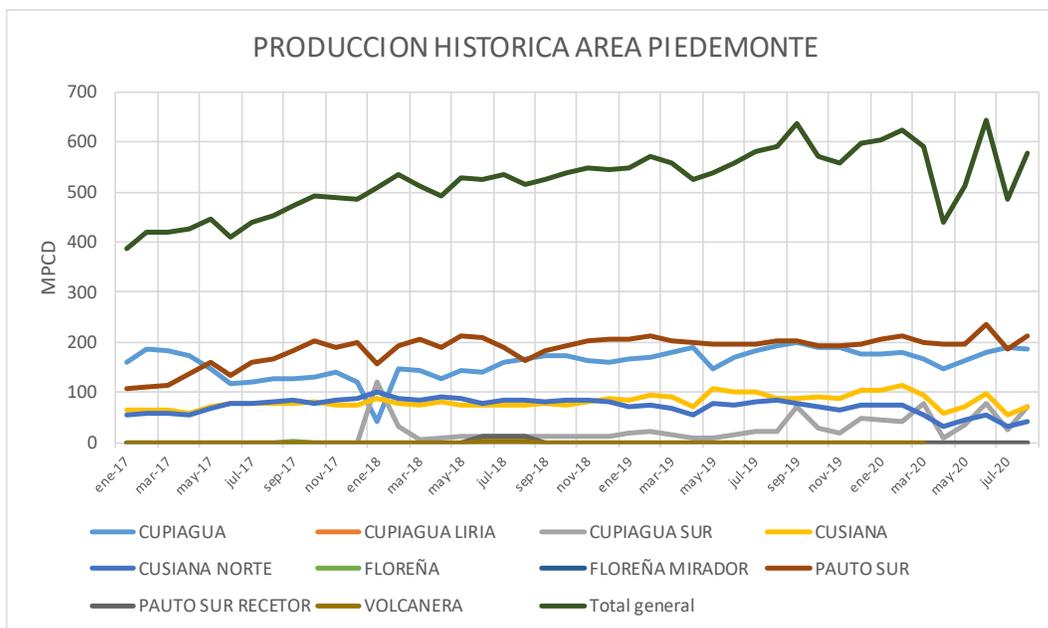
Fuente: UT PROSPECCION UPME 2020

### 8.1.1 CONTRATO PIEDEMONTE

Los campos del área Piedemonte, corresponden a yacimientos complejos en cuanto al tipo de fluidos y mecanismos de producción encontrándose, petróleo volátil, condensación retrograda y mecanismos de producción asociados a expansión y a la presencia de acuíferos débiles.

En este informe presentamos la producción de gas comercial del Piedemonte integrada en una sola área que incluye los campos de Cusiana, Cusiana Norte, Cupiagua, Cupiagua Liria, Cupiagua Sur, Pauto, Pauto Sur, Floreña, Floreña Sur y Volcanera (Figura 3).

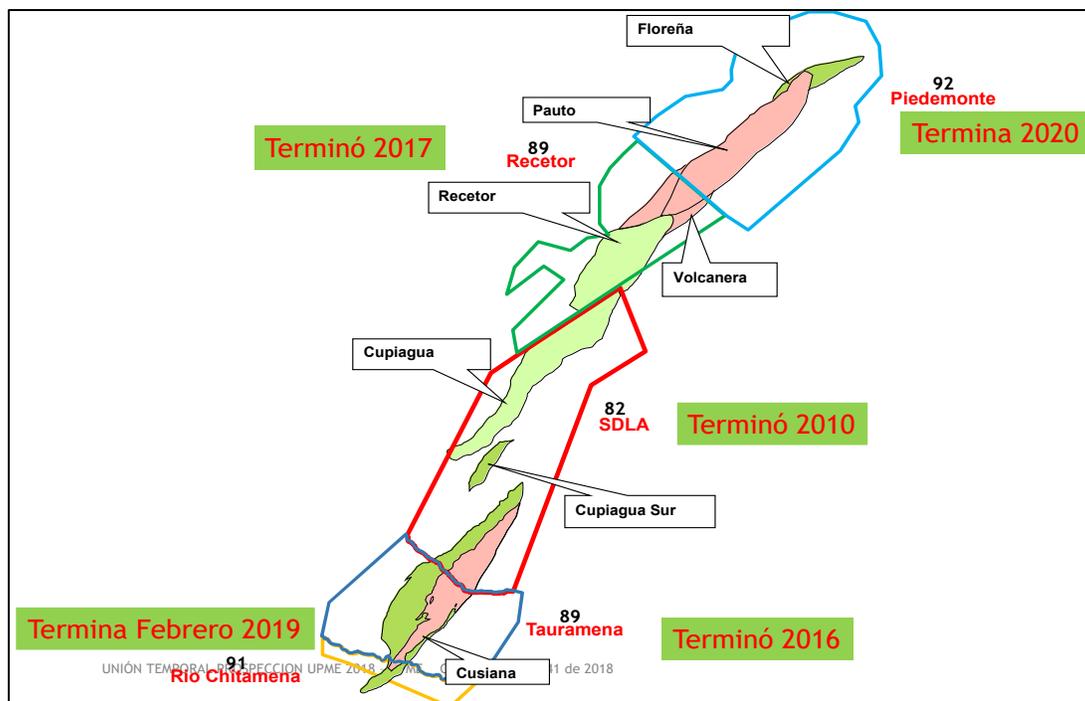
**Figura 3: Historia de producción de gas comercializado del área piedemonte**



Fuente: UT PROSPECCION UPME 2020

La producción de gas comercial del área a agosto de 2020 se encontraba en 578 MPCD (millones de pies cúbicos día). El área no presentó mayor afectación en cuanto a la producción de gas durante la pandemia. Desde hace 4 años esta área es la mayor abastecedora de gas del país, reemplazando en gran parte la declinación de gas en el campo de Chuchupa en la Guajira.

Figura 4: Contratos Piedemonte



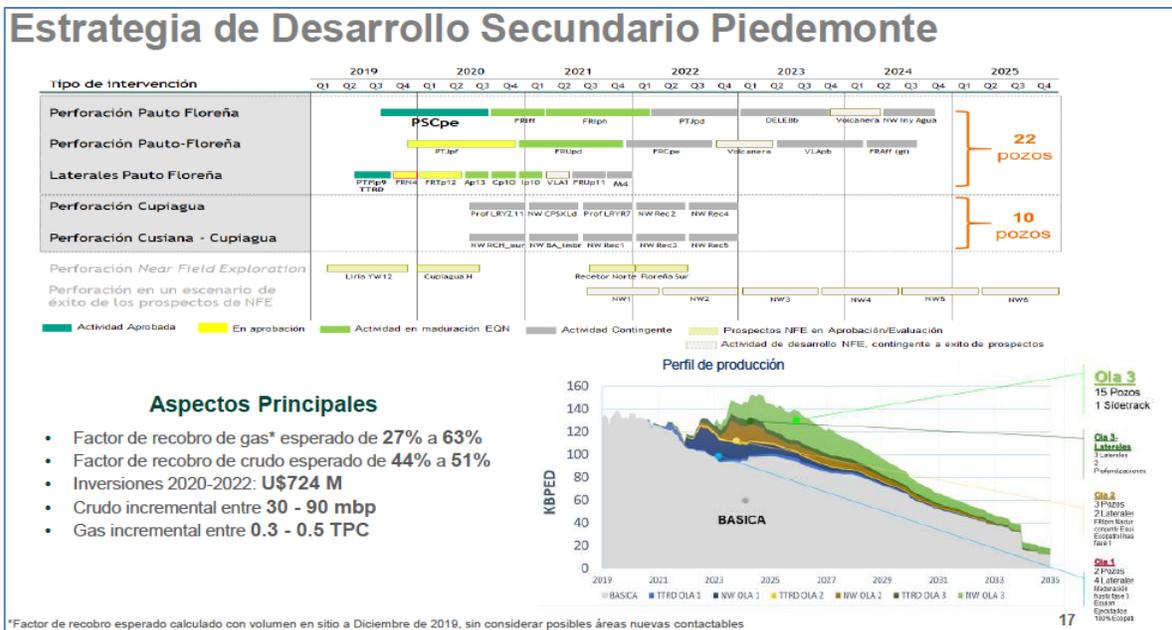
Fuente: Ecopetrol-ANH- Unión Temporal Prospección Upme 2018

A comienzos de 2020 finalizó el último contrato de asociación que estaba vigente de esta área bajo operación de Equión, el contrato de Piedemonte. Desde el año 2010 se han venido terminando los contratos y han pasado estos activos al manejo 100 % por parte de Ecopetrol. Se firmaron contratos de producción incremental para los campos Cupiagua y Pauto, y dada la continuidad de los yacimientos, que hacía que el efecto en la producción de pozos en los límites de un campo afectara a pozos del campo cercano, se llegó a un acuerdo con el Ministerio de Minas y Energía de mantener el beneficio de regalías variable para el gas hasta la terminación del último de los contratos, siempre y cuando se demostrará técnicamente la afectación entre los diferentes campos.

Con la secuencia en la terminación de contratos de asociación y la existencia de las figuras contractuales antes mencionadas, al momento de la terminación del contrato Piedemonte hay campos con regalías variables con los PPI y con regalías del 32 % después de la terminación. En este momento Ecopetrol y la ANH adelantan un proceso de firma de Convenios de Exploración y Producción con los campos que han terminado contratos de asociación.

Por otra parte, Ecopetrol ha planteado a sus accionistas en la actualización del Plan de Negocio 2020-2022, Figura 5, un ambicioso plan para obtener el máximo de recobro que tiene acumulado en el campo de Cusiana del 63 % para gas y del 51 % para petróleo para todos los campos del tren de deposición de Piedemonte. Adicionalmente llevar a cabo labores de “appraisal” en los límites de los campos Cusiana y Cupiagua con un desarrollo adicional, y un programa agresivo de “Near Field Exploration” en el cual está terminando su primer pozo Liria YW 12. En la primera etapa de este proyecto se estima un recobro adicional de 0,3 a 0,5 Tera pies cúbicos en gas.

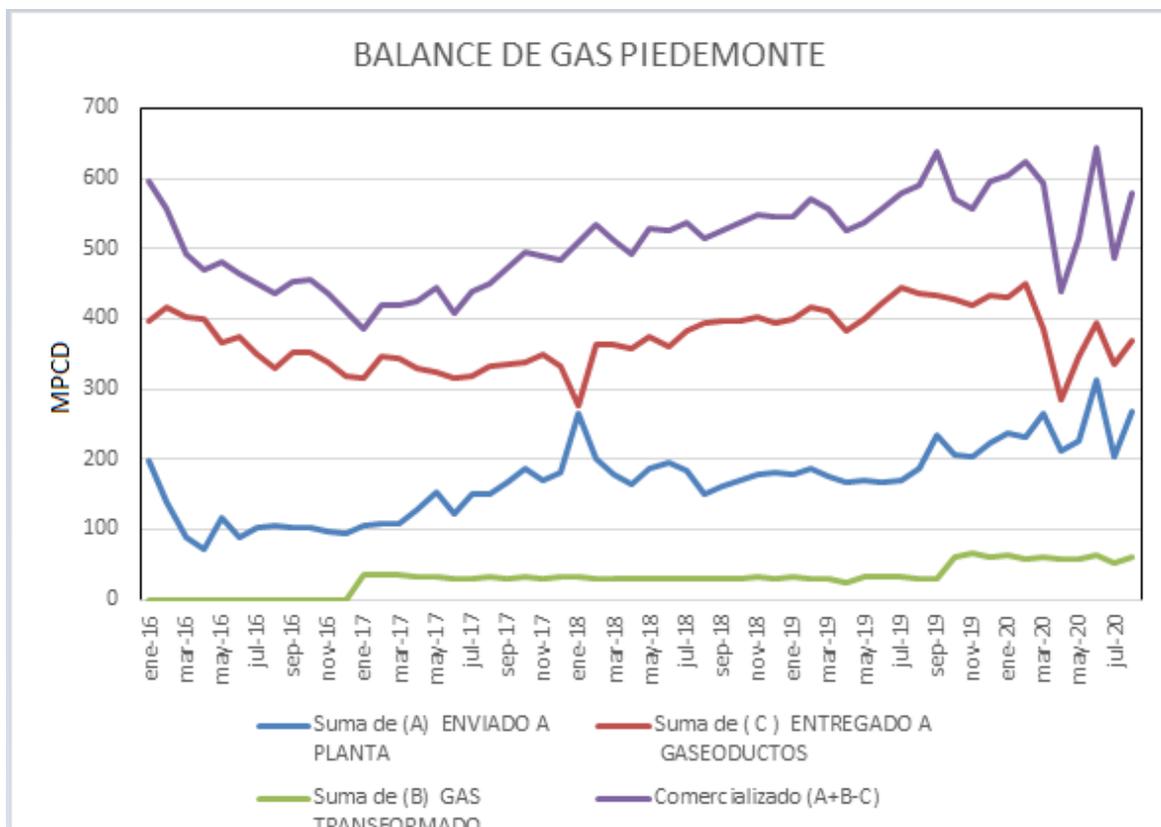
Figura 5: Actualización del Plan de Negocio Ecopetrol 2020-2022



Fuente: Presentaciones Inversionistas Ecopetrol. Actualización Plan Estratégico 2020-2022

En la Figura 6, se presenta el comportamiento histórico de la producción de gas, discriminado entre enviado a gasoductos, planta y el transformado, con lo cual se determina el gas comercializado.

Figura 6: Balance histórico del gas de Piedemonte



Fuente: cálculos propios UT Prospección 2020 con información de la ANH

En la parte izquierda de la Figura 7 se presenta la información para el área, en donde se grafica la producción histórica y las proyecciones para las reservas 1P y 3P tomada de los informes de IRR 2019. Se estiman unas reservas 3P de 2.1 teras y 1.8 teras para reservas 1P del área Piedemonte.

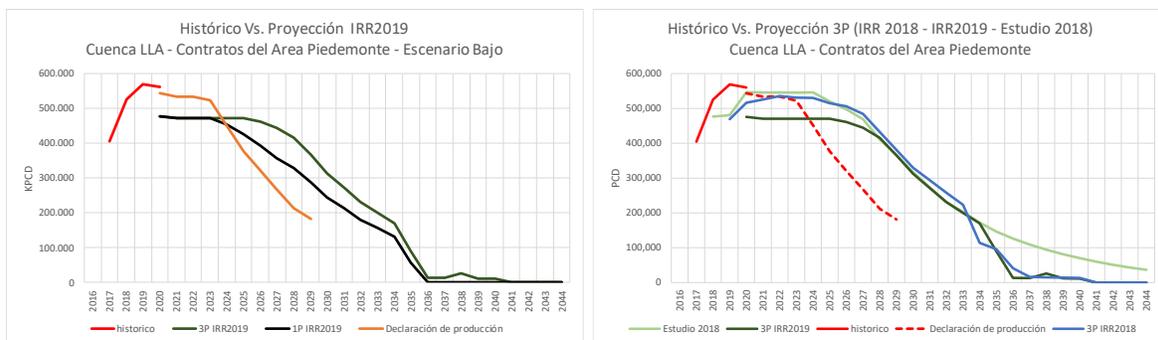
En la misma gráfica, se presenta la curva de declaración de producción, en la cual su producción hasta el año 2024 se encuentra por encima de la proveniente de las reservas y cercana al comportamiento histórico y a partir de esa fecha por el contrario se encuentra por debajo de la reserva 1P y 3P tomada de los informes del IRR 2019.

Debido a que tanto las declaraciones y de las reservas por definición sirven al mismo fin de presentar los volúmenes comercialmente explotables, no es lógico que se presenten estas diferencias tan notables y además con mensajes diametralmente

opuestos sobre todo a partir del año 2018 cuando en años anteriores se observaba una consistencia entre los dos pronósticos.

En la parte derecha de la gráfica se presentan las diferentes proyecciones de las reservas 3P y se puede observar que el comportamiento de la producción del estudio de 2018 es consistente y empata con la producción histórica y que en la práctica no hay un fundamento de fondo para que los yacimientos del Piedemonte en su producción comercializada estén alcanzando valores tan alejados de las reservas 1P y 3P (Probadas, Probables y Posibles).

**Figura 7: Historia de producción vs. Proyección de reservas y comparativos**



Fuente: UT PROSPECCION UPME 2020

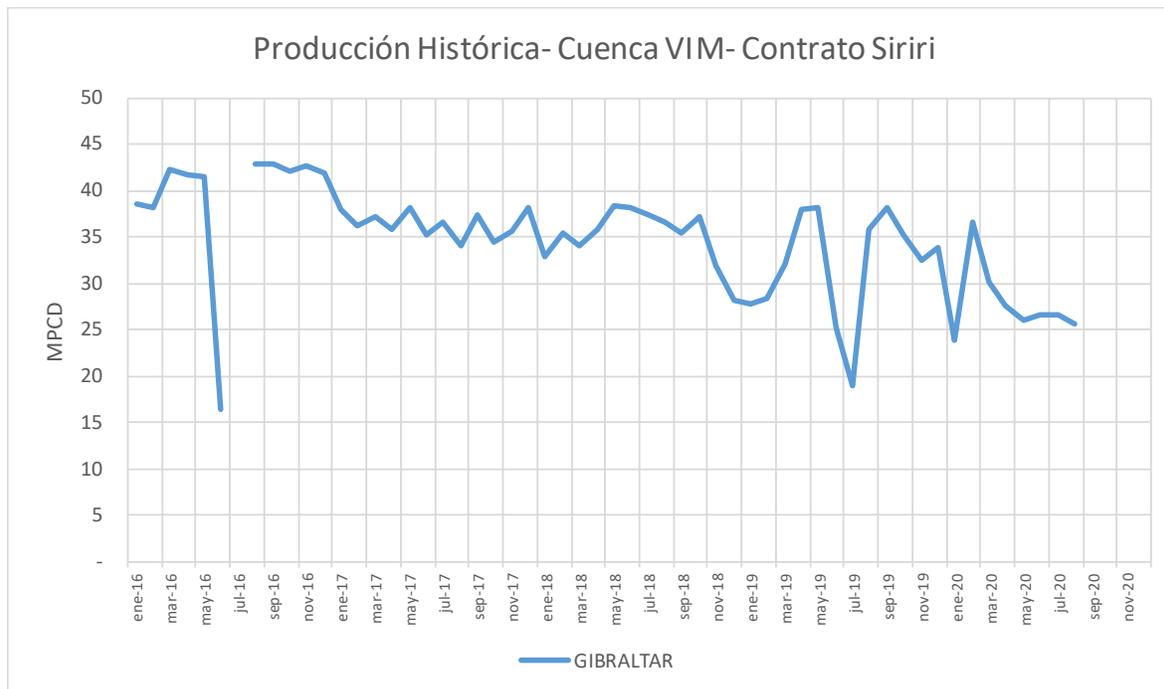
Dadas las connotaciones que tiene el entender mejor el comportamiento de corto plazo (siguientes 5 años), se hace urgente tener la mayor claridad y consistencia en la información que manejan las entidades que tienen la responsabilidad del suministro de gas al país y Ecopetrol porque por un lado, se muestra que hay déficit de gas en el mercado y por otro Ecopetrol muestra planes concretos para aprovechar la enorme potencialidad con los cuales alcanzará volúmenes incrementales que no se presentan como disponibles al mercado.

### 8.1.2 CONTRATO SIRIRÍ

El campo Gibraltar, después de los campos en el área de Piedemonte, es el de mayor producción y reservas del área. Es un yacimiento de gas con pequeñas cantidades de condensado, producto de la búsqueda de líquidos, y que estuvo a punto de ser abandonado, pero que al evaluar los registros de producción mostraba zonas interesantes de gas. En su momento se mostraban las fracciones de condensado como un hallazgo de petróleo de alta calidad, que con el paso de la

producción mostró que era un yacimiento de gas. En la Figura 8, se encuentra la historia de producción de gas.

**Figura 8: Historia de producción de gas comercializado de Sirirí**



Fuente: UT PROSPECCION UPME 2020

El comportamiento de la producción de gas se vio afectado durante la pandemia en un 26%. Sin embargo, como en los demás campos, con la reducción en las restricciones y en el confinamiento se espera que la producción vuelva a tener la normalidad que traía antes de la pandemia.

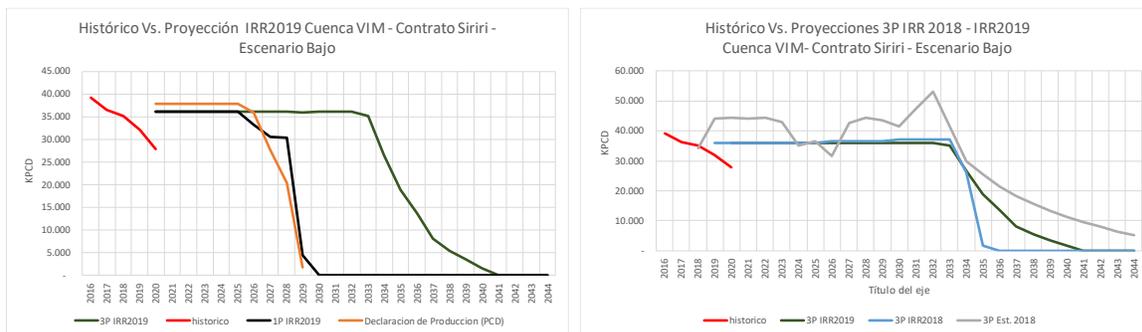
Existe, una alta potencialidad de yacimientos por explorar que han interpretado los equipos técnicos en el área en los últimos 10 años. La dificultad de llegar a acuerdos para adelantar la perforación de los prospectos evaluados por las presiones de la comunidad UWA, no ha permitido probar trampas geológicas a profundidades menores y mayores que las del campo Gibraltar.

En la parte izquierda de la Figura 9, se presenta la información para el área, en donde se grafica la producción histórica y las proyecciones para las reservas 1P y 3P tomada de los informes de IRR 2019. Se estima unas reservas 3P de 212 gigas y 114.9 gigas para reservas 1P. Se espera que para finales del año la producción

haya retornado los valores de 35 MPCD que tenía a febrero de 2020, valor similar a lo estimado en el IRR 2019. También se encuentra la curva de declaración de producción que es consistente con el comportamiento de las reservas 1P.

En la figura de la derecha se grafica el dinamismo que han tenido las reservas, comparando los IRR 2019, IRR 2018 y la del estudio de la UT del 2018, basado en el IRR del 2017, y se observa que tienen un comportamiento muy similar.

**Figura 9: Historia de producción vs. Proyección de reservas y comparativos**



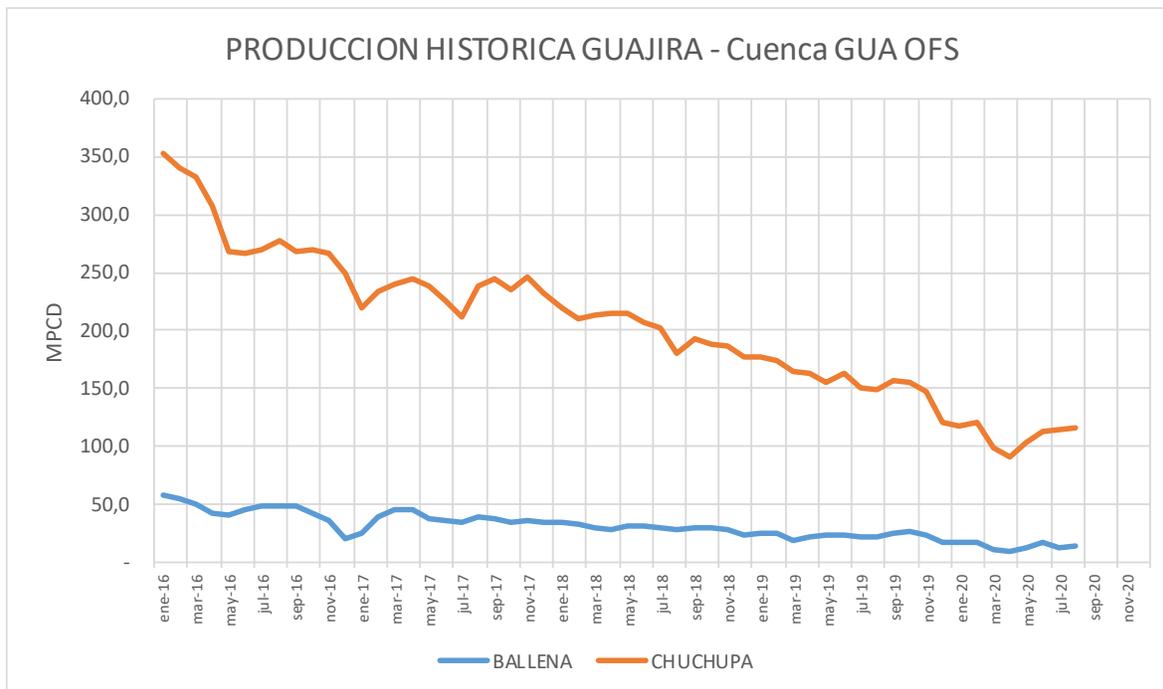
Fuente: UT PROSPECCION UPME 2020

Las variaciones en la producción se han debido a alteraciones de orden público de actores armados y comunidad UWA en el pasado reciente y los efectos del confinamiento en la pandemia que retrasa labores de mantenimiento durante este año.

## 8.2 CUENCA GUAJIRA – GAS - CONTRATO GUAJIRA

En la cuenca de la Guajira se tienen actualmente dos campos en producción, Chuchupa y Ballena, los campos están siendo operados por Hocol y los yacimientos son de gas seco. El campo Riohacha que también pertenece al contrato se encuentra cerrado por una intrusión acelerada del agua.

**Figura 10: Historia de producción de gas comercializado del contrato Guajira**



Fuente: UT PROSPECCION UPME 2020

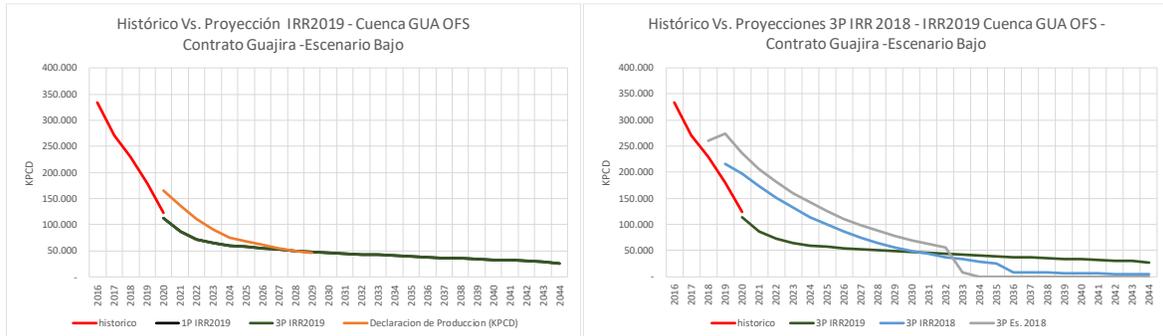
Los campos del contrato se vieron ligeramente afectados por la pandemia y por el cambio del operador, pero se espera que con el cambio y los programas de inversión se incrementen los niveles de producción (Figura 10).

En la Figura 11, figura izquierda, se presenta la información para el área, tomada de los informes de IRR 2019 en donde se grafica la producción histórica como las proyecciones para las reservas 1P y 3P. Se estiman unas reservas 1P de 486 gigas igual que las 3P y el operador no consideró reservas probables ni posibles para estos campos. La curva de declaración de producción se encuentra por encima del comportamiento de las reservas 1P durante los primeros 6 años de proyección y posteriormente las dos curvas tienen los mismos valores.

En la figura de la derecha se grafica el dinamismo que han tenido las reservas, comparando los IRR 2019, IRR 2018 y la del estudio de la UT del 2018, basado en el IRR del 2017, y se observa la reducción que han presentado las reservas en los tres años.

El nuevo operador Hocol estudia estrategias que le permitan técnicamente mitigar la alta declinación de los campos en producción, o la posible entrada de volúmenes nuevos de áreas vecinas que aprovechen su importante infraestructura.

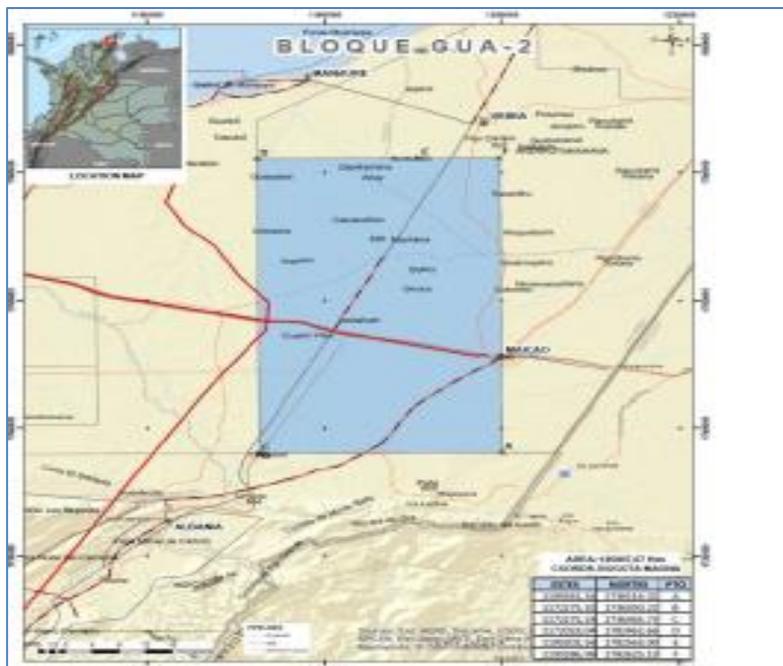
**Figura 11: Historia de producción vs. Proyección de reservas y comparativos**



Fuente: UT PROSPECCION UPME 2020

La Figura 12 muestra el bloque GUA-2 en donde se tiene programado perforar próximamente y podría aprovechar parte de las instalaciones existentes en el contrato Guajira. El prospecto podría adicionar entre 30 y 40 MPCD a la producción del área con estimativos preliminares.

Figura 12 Área del Bloque GUA-2



Fuente: Foro de operaciones de gas Hocol, agosto 2017

Es interesante ver que lo planeado en el foro de operaciones de gas Hocol en 2017 para otros proyectos en curso en el VIM se han cumplido en el campo Samán y en el Bloque Sinú San Jacinto 1, y abre expectativas para buenos resultados en este proyecto de GUA-2.

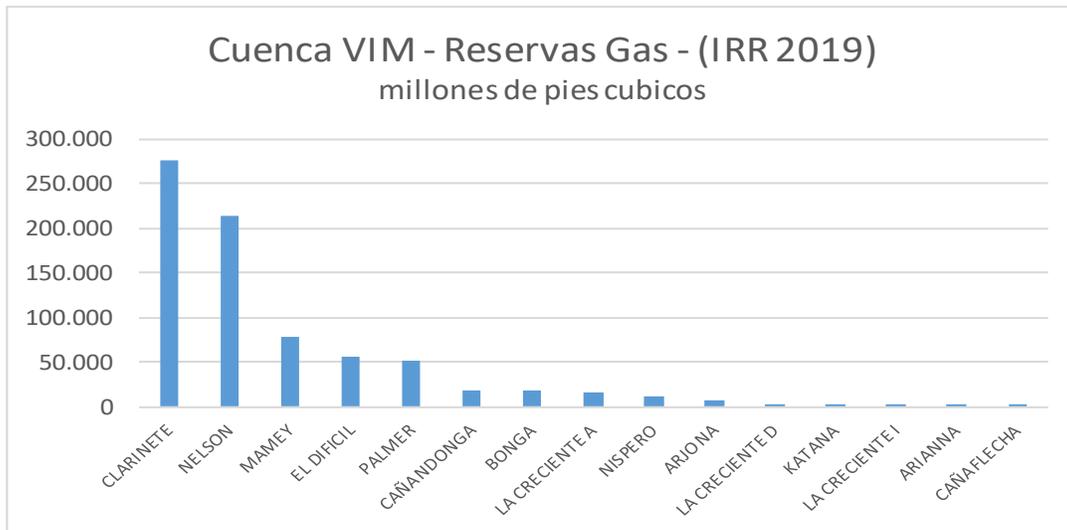
### 8.3 CUENCA VIM – GAS

Una de las cuencas más importantes, después de la de Llanos es la del Valle Inferior del Magdalena que cuenta con varios campos de gas con unas reservas 3p de 753 giga y reservas 1P de 426 gigas. Los campos más importantes son Clarinete del contrato VIM-5 y Nelson del contrato Esperanza.

La empresa Geoproduction hoy parte del grupo de Canacol, potenció la antigua área del campo Hobo y con una estrategia de identificación de pequeñas trampas cercanas, ha determinado la existencia de un importante tren de depositación.

En las Figura 13 y Figura 14, se presentan los campos de gas y sus reservas 3P y las producciones de gas comercializado.

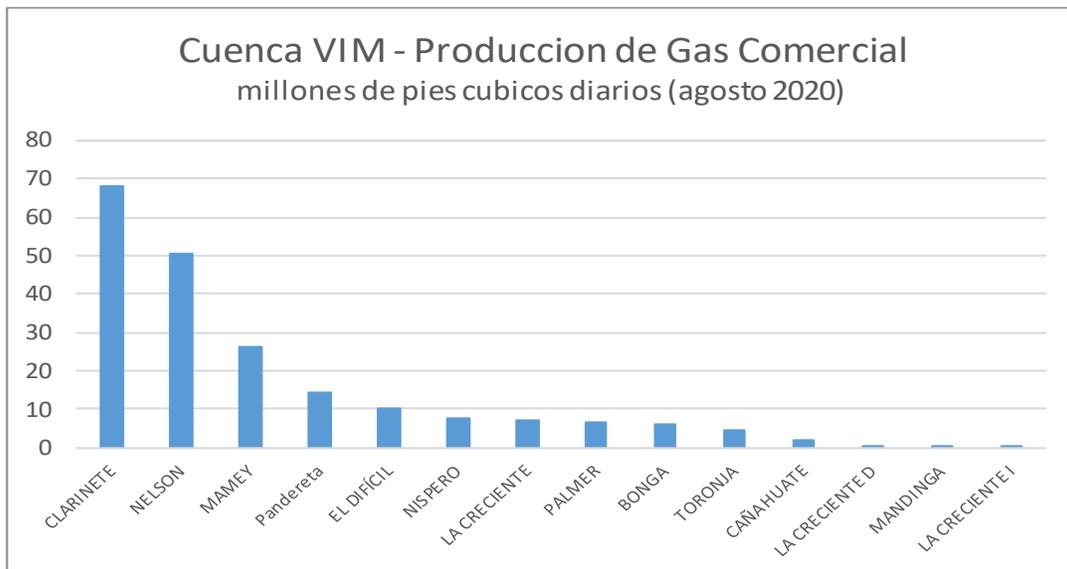
**Figura 13: Reservas de gas – cuenca VIM**



Fuente: UT PROSPECCION UPME 2020

La producción de gas comercializado, presenta el mismo comportamiento que las reservas, los campos de la mayor producción son Clarinete y Nelson.

**Figura 14: Producción de gas comercializado a agosto de 2020**



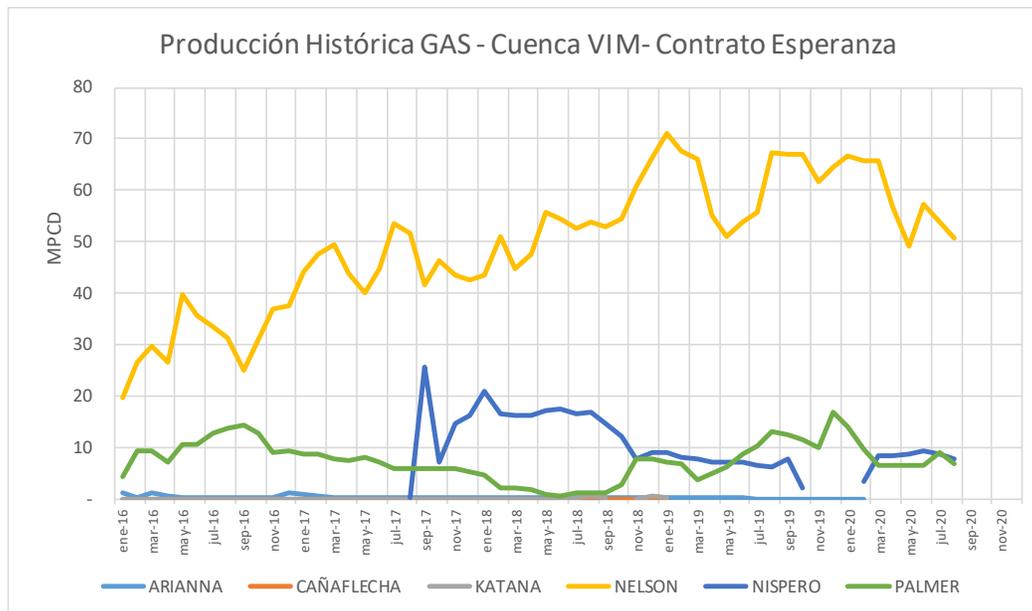
Fuente: UT PROSPECCION UPME 2020

### 8.3.1 CONTRATO ESPERANZA

El contrato Esperanza, de la empresa Geoproduction, tiene seis campos, todos actualmente en producción, el de mayor aporte es el campo Nelson. En estos yacimientos de gas, además de Nelson, Níspero y Palmer que mantienen una producción de relativa importancia, otros campos como Arianna, Caña flecha y Katana tienen producciones marginales en este momento de su desarrollo.

En la Figura 15, se presenta la historia de producción.

**Figura 15: Historia de producción de gas comercializado del contrato Esperanza**



Fuente: UT PROSPECCION UPME 2020

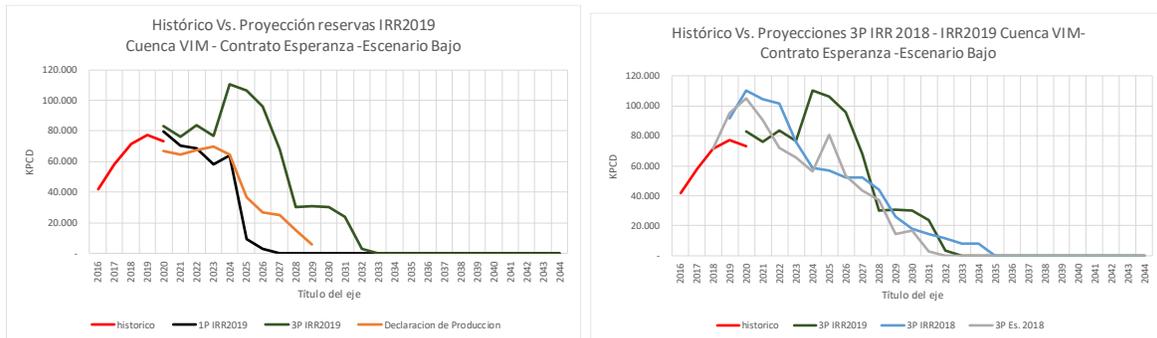
El contrato se vio afectado durante la pandemia con una reducción de 15 MCD y se espera que para finales del año haya recuperado sus valores de marzo, con las actividades de reacondicionamiento pendientes y la perforación del pozo Nelson-14 y el pozo exploratorio Fresa-1, en cercanías a Nelson.

En la Figura 16, figura izquierda, se presenta la información para el área, tomada de los informes de IRR 2019 en donde se grafica la producción histórica como las proyecciones para las reservas 1P y 3P. Se estima unas reservas 3P de 213 gigas y de 110 gigas en la 1P y el operador considera una incorporación de reservas

probables y posibles de aproximadamente 100 gigas. La curva de declaración de producción se encuentra muy cerca del comportamiento de las reservas 1P.

En la figura de la derecha se grafica el dinamismo que han tenido las reservas 3P, comparando los IRR 2019, IRR 2018 y la del estudio de la UT del 2018, basado en el IRR del 2017, y se observa que se han mantenido similares en los tres años con un comportamiento muy cercano.

**Figura 16: Historia de producción vs. Proyección de reservas y comparativos**



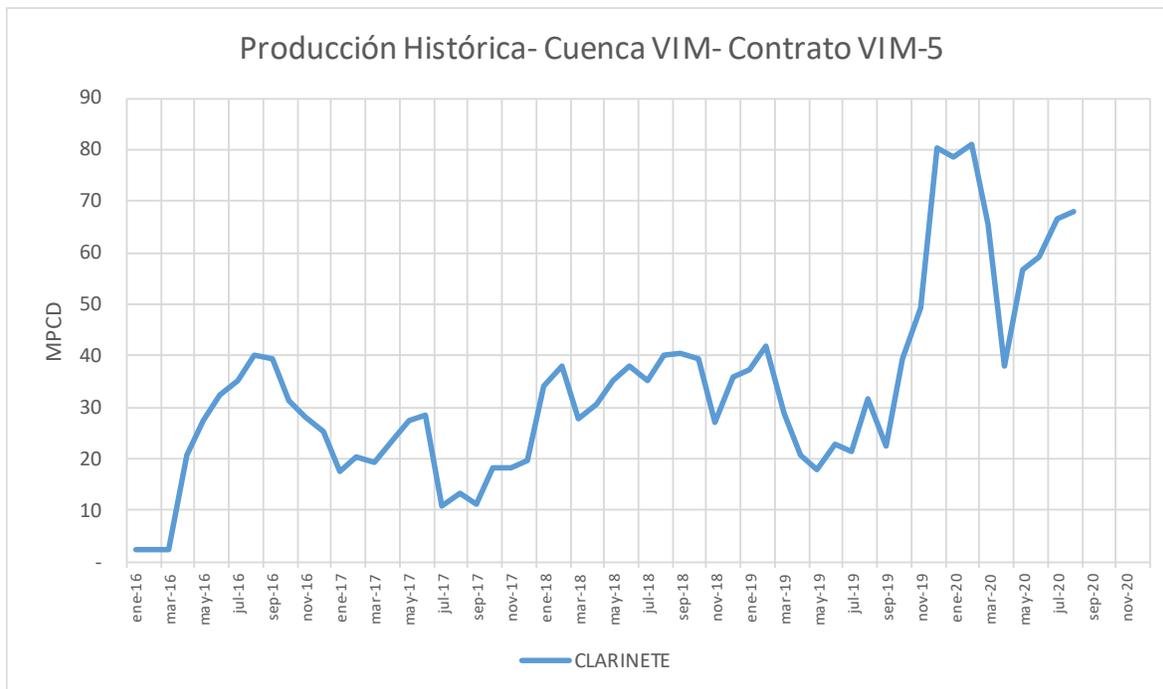
Fuente: UT PROSPECCION UPME 2020

### 8.3.2 CONTRATO VIM 5

El contrato VIM-5, tiene el campo Clarinete, operado por la empresa CNE OIL & GAS del grupo Canacol Energy. Corresponde a un campo de gas de alto potencial, en el tren de campos que acompaña los bloques de Esperanza y VIM-5 y se estima podría continuar en el bloque VIM-8.

En la Figura 17, se presenta la historia de producción del campo con niveles máximos de 80 MPCD.

**Figura 17: Historia de producción de gas comercializado del contrato VIM-5**



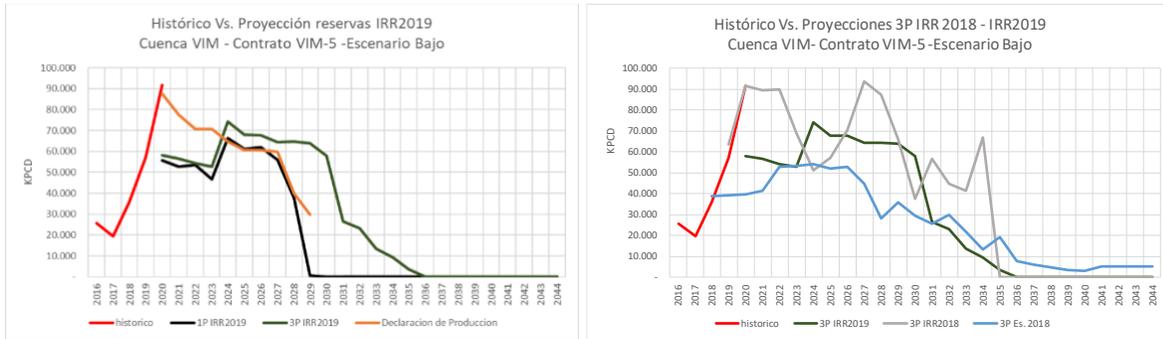
Fuente: UT PROSPECCION UPME 2020

La producción se vio puntualmente afectada durante la pandemia, pero se observa que está recuperando sus niveles de producción muy rápidamente, y que aumentará con la perforación de los pozos Clarinete-5 y Pandereta-8. Con expectativas positivas en los prospectos Porro Norte-1, Siku -1 y Flauta -1.

En la Figura 18, figura izquierda, se presenta la información para el área, tomada de los informes de IRR 2019 en donde se grafica tanto la producción histórica como las proyecciones para las reservas 1P y 3P. Se estiman unas reservas 3P de 276 gigas y de 179 gigas en la 1P y el operador considera una incorporación de reservas probables y posibles de aproximadamente 97 gigas. La curva de declaración de producción se encuentra por encima de la producción los primeros cuatro años, pero posteriormente es consistente con la producción de las reservas 1P del contrato.

En la figura de la derecha se grafica el dinamismo que han tenido las reservas 3P, comparando los IRR 2019, IRR 2018 y la del estudio de la UT del 2018, basado en el IRR del 2017, y se observa que entre el 2018 y el 2019 presentó crecimiento pero que el comportamiento histórico está siendo más cercano al presentado en el estudio de 2018.

**Figura 18: Historia de producción vs. Proyección de reservas y comparativos**



Fuente: UT PROSPECCION UPME 2020

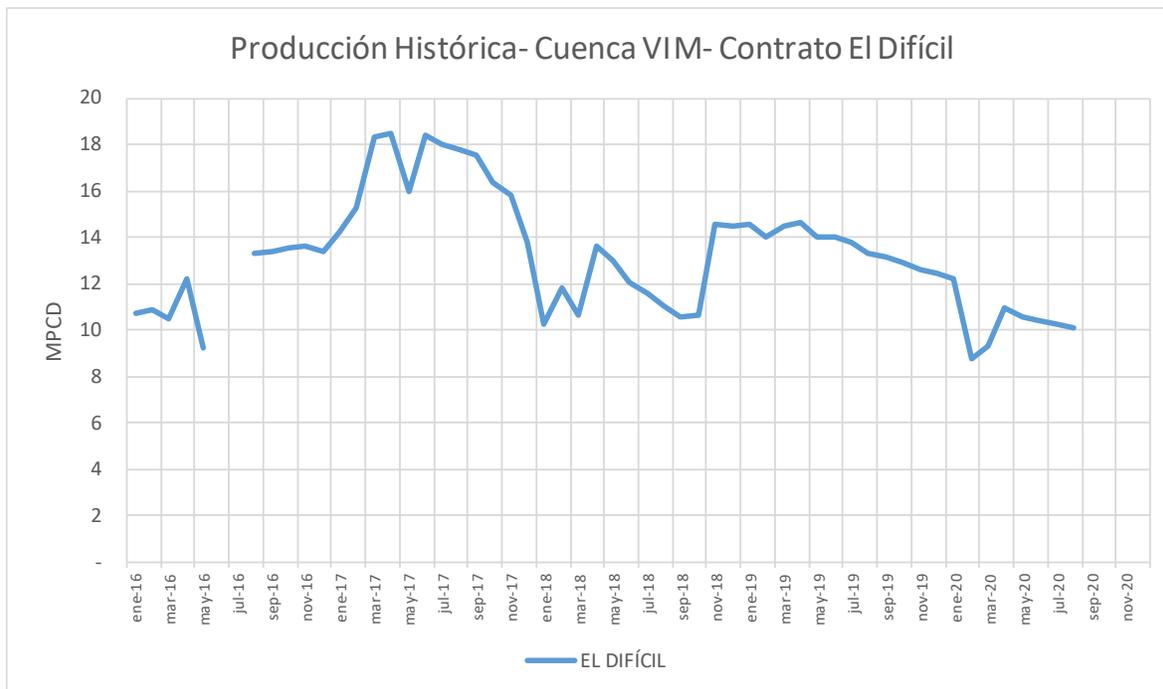
Dada la cercanía de nuevos pozos que prueban estructura en el bloque se sugiere que la ANH y la empresa Canacol Energy lleguen a un acuerdo para la pronta declaratoria de comercialidad de sus continuos hallazgos en el tren de depositación y así habría mayor consistencia con los primeros años de producción entre las declaraciones de producción y las reservas del informe IRR.

### 8.3.3 CONTRATO EL DIFÍCIL

En este contrato, el único campo que se encuentra en producción es El Difícil, operado por la empresa Petróleos Sudamericanos, quien lo adquirió de una subasta de campos menores de Ecopetrol en el año 2012. El yacimiento de petróleo y gas en zona retrograda, parecido conceptualmente a lo que pasa en los campos de los contratos en el piedemonte llanero, fue en el pasado considerado un campo de petróleo y hoy es un campo de gas que estuvo cerrado por más de 15 años, por haberse dañado el gasoducto que transportaba su producción y se consideró que no era negocio para Ecopetrol. El nuevo operador ha recuperado la producción con un máximo alcanzado de 18 MPCD y una producción de condensados entre 150 y 200 BPD.

En la Figura 19, se presenta la historia reciente de producción de gas del campo y se observa una declinación continua, típico en este tipo de yacimientos ya maduros. El campo se vio ligeramente afectado por la pandemia, pero restauró sus niveles de producción muy rápidamente.

**Figura 19: Historia de producción de gas comercializado del contrato El Dificil**

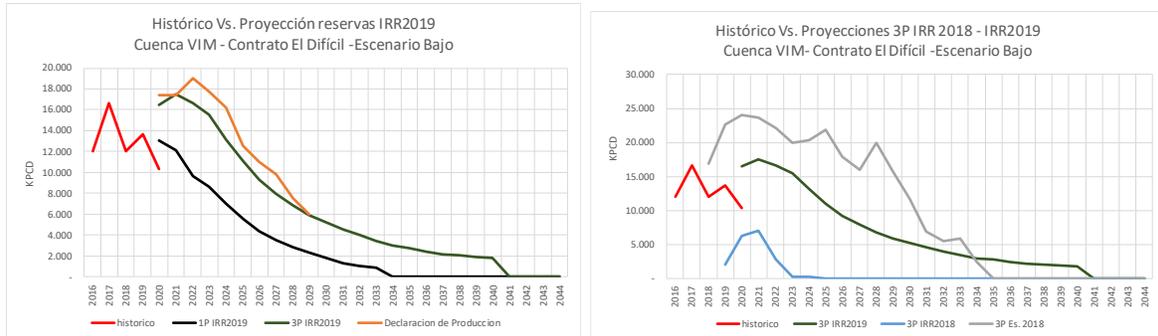


Fuente: UT PROSPECCION UPME 2020

En la Figura 20, figura izquierda, se presenta la información para el área, tomada de los informes de IRR 2019, en donde se grafica tanto la producción histórica como las proyecciones para las reservas 1P y 3P. Se estiman unas reservas 3P de 56 gigas y de 27 gigas en la 1P y el operador considera una incorporación de reservas probables y posibles de aproximadamente de 31 gigas en programas futuros de desarrollo. La curva de declaración de producción se encuentra consistente con el comportamiento de la curva 1P.

En la figura de la derecha se grafica el dinamismo que han tenido las reservas 3P, comparando los IRR 2019, IRR 2018 y la del estudio de la UT del 2018, basado en el IRR del 2017, y se observa que entre el 2018 y el 2019 presentó un crecimiento basado en el resultado de la perforación de pozos.

**Figura 20: Historia de producción vs. Proyección de reservas y comparativos**



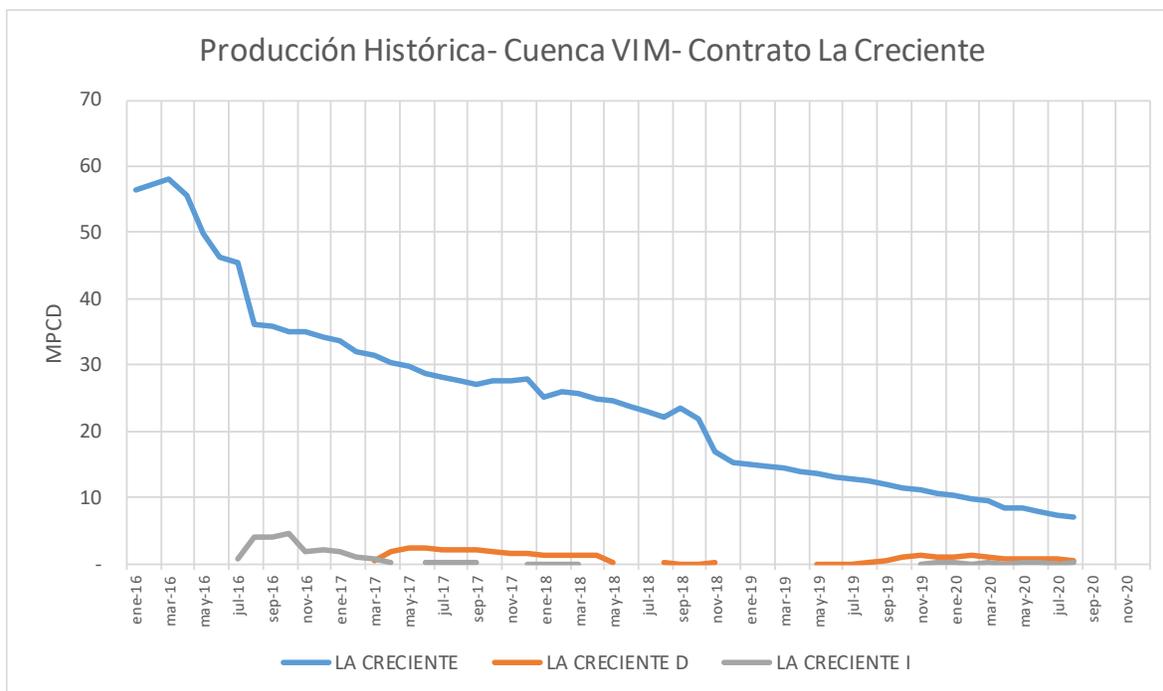
Fuente: UT PROSPECCION UPME 2020

Petróleos sudamericanos ha realizado esfuerzos de perforación exploratoria sin éxito a la fecha.

### 8.3.4 CONTRATO LA CRECIENTE

En el contrato se tienen tres campos como se presenta en la Figura 21, historia de producción. El yacimiento es de gas con producción mínima de condensados y tiene una capacidad sobrante en sus instalaciones después de haber producido cerca de 60 MPCD y 20 BPD en el año 2016. El campo más importante ha sido La Creciente, pero ha presentado una declinación acelerada, producto del tipo de yacimiento. El campo esta operado por la compañía Frontera Energy. Durante la pandemia no se vio afectado significativamente.

**Figura 21: Historia de producción de gas comercializado del contrato La Creciente**

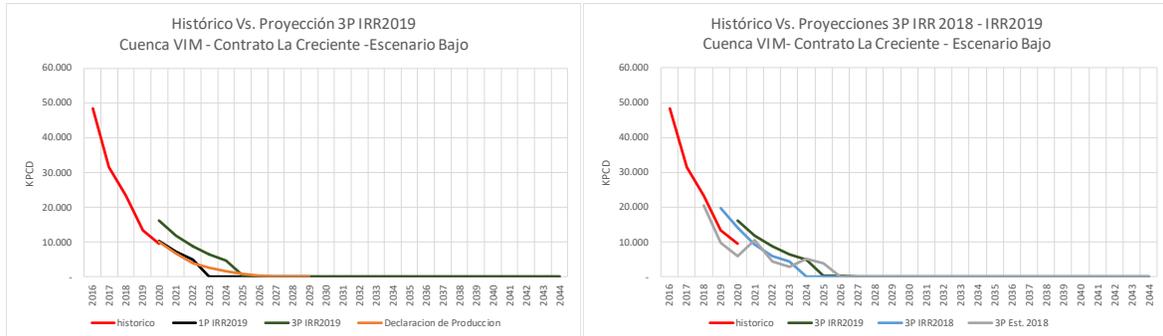


Fuente: UT PROSPECCION UPME 2020

En la Figura 22, figura izquierda, se presenta la información para el área, tomada de los informes de IRR 2019 en donde se grafica la producción histórica como las proyecciones para las reservas 1P y 3P. Se estima unas reservas 3P de 17 gigas y de 8 gigas en la 1P y el operador considera una incorporación de reservas probables y posibles del doble de las 1P. La curva de declaración de producción se encuentra consistente con el comportamiento de la curva 1P.

En la figura de la derecha se grafica el dinamismo que han tenido las reservas 3P, comparando los IRR 2019, IRR 2018 y la del estudio de la UT del 2018, basado en el IRR del 2017, y se observa un crecimiento entre el 2017, 2018 y 2019.

**Figura 22: Historia de producción vs. Proyección de reservas y comparativos**



Fuente: UT PROSPECCION UPME 2020

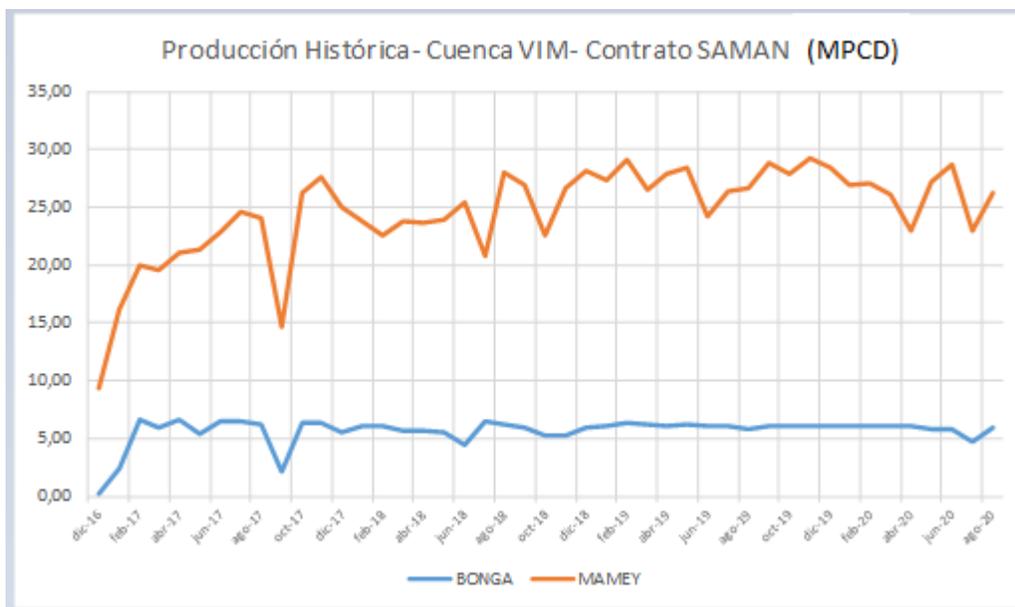
Con el hallazgo del pozo La Belleza-1 a mediados de 2020, en el bloque contiguo de VIM-1, en el cual Frontera tiene el 50 % y es operado por Parex, existe una oportunidad de negocio excelente para disponer del gas y los líquidos de este hallazgo, que en pruebas produjo más de 2600 BPD y 11 MPCD, y que apoyarán el mercado durante el año 2021 por la cercanía entre los campos.

### 8.3.5 CONTRATO SAMÁN

El contrato de Samán operado por la compañía Hocol es uno de los contratos con campos de gas que aportan volúmenes comerciales al mercado en el Valle Inferior del Magdalena desde el año 2016, aunque los campos Mamey y Bonga del contrato fueron descubiertos en el año 2012, su entrada a producción se dio una vez realizadas todas las obras de infraestructura para producir cerca de 35 MPCD de gas y la separación de entre 20 y 30 barriles por día de condensados y las conexiones para entrega de gas. En la Figura 23 se presenta la producción histórica.

Esta producción, se ajusta a lo que Hocol en el foro de gas realizado en Cartagena en el año 2017, había planteado para el campo, un poco superior al pronóstico realizado.

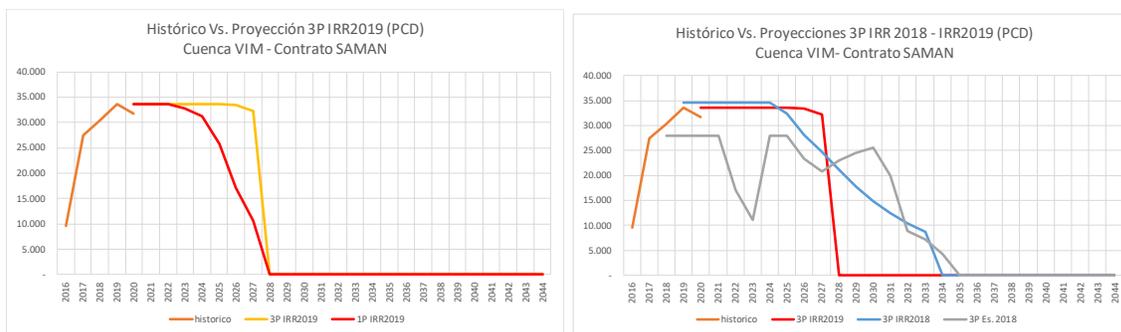
**Figura 23: Historia de producción de gas comercializado del contrato SAMAN**



Fuente: UT PROSPECCION UPME 2020

Igualmente, los comparativos con respecto a las 3P de la Figura 24 indican un mejor comportamiento de los parámetros del yacimiento con respecto al comportamiento real de la producción en los campos, tiene un pequeño efecto por el confinamiento, que implica diferir labores de mantenimiento, y disminuciones pequeñas en el suministro. Dado que el estudio del año 2018 tomó la información del IRR 1017, cuando apenas se estaba iniciando el desarrollo de los campos su proyección además de irregular, no es tan consistente como en los IRR 2018 e IRR 2019.

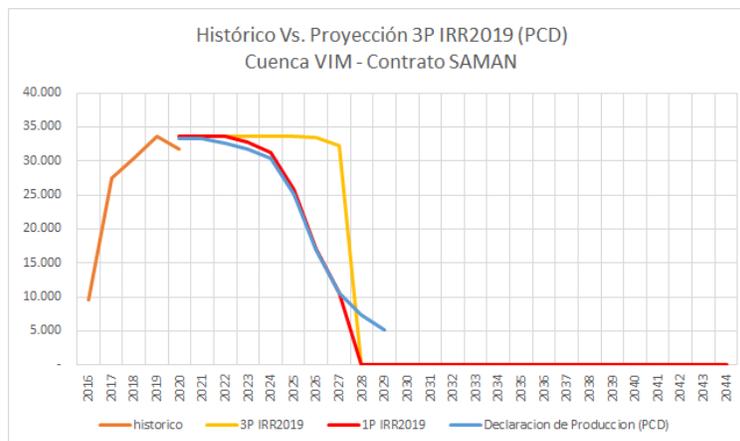
**Figura 24: Historia de producción vs. Proyección de reservas y comparativos**



Fuente: UT PROSPECCION UPME 2020

En la Figura 25 se ve la correlación perfecta entre la declaración de producción y las reservas probadas, situación que debería ser ajustada en todos los campos comerciales del país.

**Figura 25: Comparativo declaraciones de gas y reservas 3P**



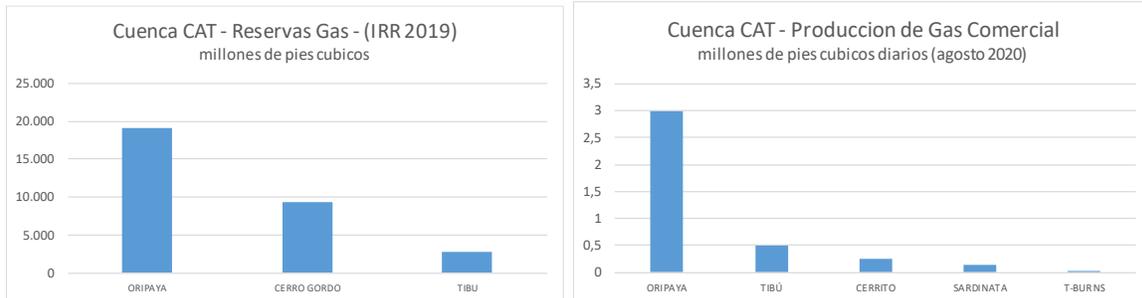
Fuente: UT PROSPECCION UPME 2020

El único interrogante en el pronóstico es si realmente el comportamiento pronosticado del yacimiento, tipo cilindro de gas se dará; o sea que cuando se cae la presión el yacimiento se depleta instantáneamente, por lo que se estimaría que la declinación no es tan fuerte como lo muestra el IRR 2019, sino que se comportaría como lo muestra la declaración de producción.

#### 8.4 CUENCA CATATUMBO – GAS

En los campos de la cuenca se encuentran los campos de gas de Oripaya y Cerro Gordo como los más importantes en reservas probadas (Figura 26)

**Figura 26: Reservas y producción de gas – Cuenca CAT**



Fuente: UT PROSPECCION UPME 2020

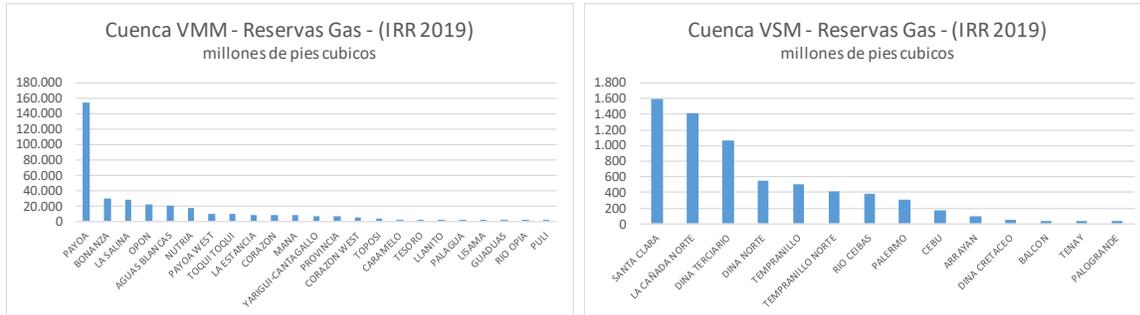
En el campo Cerro Gordo, la compañía Wattle adelanta un proyecto para aumentar las reservas y producción con un reacondicionamiento que restauraría la producción a 0,5 MPCD que tenía en 2019 y enero 2020, y la perforación de un pozo adicional, para llevar su producción a cerca de 2 MPCD.

Prioridades de portafolio no han generado mayores inversiones en Oripaya por parte de Ecopetrol para retomar sus planes de 2015 de entregar producciones entre 6 y 10 MPCD, y se mantiene en una producción de 3 MPCD.

## 8.5 CUENCA VMM Y VSM – GAS

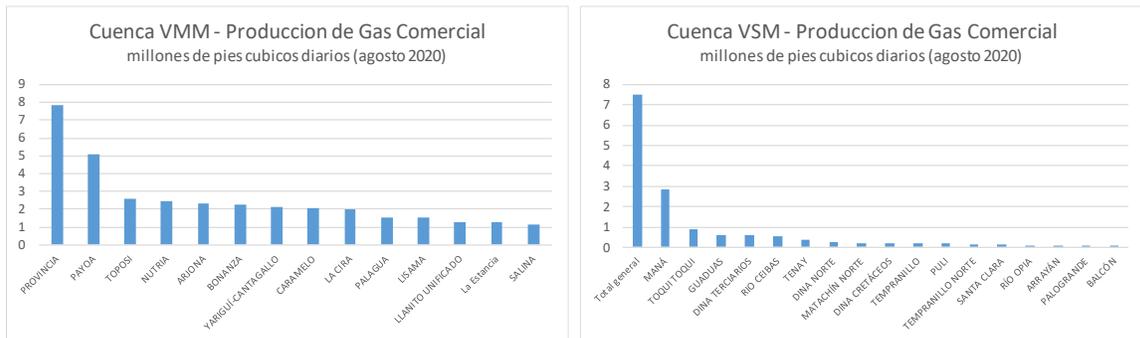
En las cuencas del Valle Medio y Valle Superior del Magdalena, el gas que se produce prácticamente en su totalidad es asociado a la producción de petróleo, en algunos de ellos con relaciones de gas altas. Las reservas 3P para las dos cuencas son de 361.7 gigas, de las cuales el 98% vienen del VMM; las reservas 1P son de 161.2 gigas, la diferencia de las reservas 1P y 2P, provienen de los planes de desarrollo asociados a los campos de petróleo. La producción a agosto era de 46.5 MPCD (Figura 27 y Figura 28)

**Figura 27: Reservas de gas Cuencas VMM y VSM**



Fuente: UT PROSPECCION UPME 2020

**Figura 28: Producción de gas - Cuencas VMM y VSM**



Fuente: UT PROSPECCION UPME 2020

En el Valle Medio del Magdalena es importante la producción de gas en el tren de los campos de Provincia y Payoya del orden de 20 a 25 MPCD en los últimos tres años, con un incremento interesante entre 2014 y 2016 entre 40 y 50 MPCD, con actividades de reacondicionamiento. Están pendientes actividades de perforación como compromisos de los PPI vigentes y que se han aplazado desde la caída de los precios en 2016 en Provincia, y en Payoya el PPI se acordó hasta finales del año 2018, y firmó en el 2019 que con la pandemia pospuso actividades.

Los recursos contingentes del IRR muestran volúmenes en el mediano plazo de 5 MPCD adicionales en Provincia y no muestran volúmenes de gas en Payoya, a pesar de los compromisos de inversión en este último campo para la firma del PPI. Igualmente, lucen bajos los volúmenes de producción al observar las reservas planteadas para los campos.

## 9 IMPACTO FACTORES CRÍTICOS DE ÉXITO EN ESCENARIOS DE PRODUCCIÓN DE GAS

Los factores críticos de éxito (FCE) o variables claves son aquellos que dependiendo de su comportamiento inciden en la construcción de los diferentes escenarios y que su impacto se puede o no cuantificar directamente dependiendo si son de medio o de resultado, aunque el impacto de los FCE de medio está inmerso en los valores que se obtiene con los de resultado. Sin embargo, en algunos casos específicos se puede cuantificar directamente el impacto de alguno de los FCE de medio.

En este estudio de los escenarios de producción de gas vamos a analizar el impacto de los FCE en las principales cuencas, determinado los de mayor influencia en los resultados y los que sirven de soporte para ellos. No en todas las cuencas aplican todos los factores, pero en el consolidado país se podrá visualizar el impacto agregado de ellos.

### 9.1 CUENCA DE LOS LLANOS ORIENTALES

En esta cuenca los principales FCE cuyo resultado se puede cuantificar directamente están relacionados con: i) el potencial y actividad exploratoria, ii) el factor de recobro iii) los aspectos contractuales, iv) la protesta social y el orden público.

Los FCE que no aplican son los relacionados con: las oportunidades de crecimiento del negocio en el Offshore y el desarrollo de Yacimientos No Convencionales, el manejo del agua asociada a la producción y el desarrollo de campos no desarrollados e inactivos debido a que esta cuenca no tiene salida al mar, pudiere tener alguna potencialidad de Yacimientos No Convencionales pero requieren un mayor estudio que no es prioritario en este momento, no se produce agua asociada al gas en los principales campos productores y no hay un número importante de campos inactivos que impacte significativamente la producción de gas.

Los restantes FCE tales como: los términos fiscales, los aspectos ambientales y la articulación de las entidades estatales y la unificación de políticas son medios para facilitar o desfavorecer según sea el caso, la obtención de los volúmenes asociados a cada uno de los FCE de resultado.

A continuación, se presentan los tres estados (rojo, amarillo o verde) y el impacto esperado para cada uno de los cuatro (FCE) que se pueden cuantificar directamente con la aclaración que el resultado pudiere incluir la conjugación de más de uno de ellos y que conllevan implícitamente un estado equivalente (rojo, amarillo o verde) de los factores de medio.

- Potencial y actividad exploratoria:

 Como resultado de un proceso exploratorio no exitoso por disminución de la actividad relacionada con aspectos técnicos, ambientales, sociales, contractuales y fiscales no se adiciona producción relacionada con los hidrocarburos por descubrir.

 Se desarrolla exitosamente la fase exploratoria de los contratos SDLA/Río Chitamena y Niscota y se agregan a la producción del país 615 Giga pies cúbicos a partir de los años 2025.

 Se desarrollan exitosamente los recursos prospectivos incluidos por las compañías en el IRR 2019 y los hallazgos adicionales propuestos por la Unión Temporal y se agregan a la producción 3,2 Tera pies cúbicos durante el horizonte de la proyección (25 años) espaciados en el tiempo y con inicios de producción según su programa exploratorio.

- Factor de recobro:

 El proyecto de producción incremental del Piedemonte no da los resultados esperados o no se lleva a cabo por aspectos contractuales con el Estado (Convenios de Exploración y Explotación entre Ecopetrol y al ANH) por lo que no se adiciona producción relacionada con el aumento del factor de recobro en estos contratos.

 Se desarrolla exitosamente la fase 1 del proyecto de producción incremental del Piedemonte y se agregan a la producción de gas del país 0,5 Terapias cúbicos a partir del año 2023.

 Se desarrolla exitosamente en su totalidad el proyecto de producción incremental del Piedemonte alcanzando el objetivo de un incremento del factor de recobro de gas del 63% y se agregan a la producción 2,0 Tera pies cúbicos a partir del año 2023.

- Aspectos contractuales:

 El proyecto de producción incremental del Piedemonte no se lleva a cabo por aspectos contractuales con el Estado (Convenios de Exploración y

Explotación entre Ecopetrol y al ANH) por lo que no se adiciona producción relacionada con el aumento del factor de recobro en estos contratos.

     Como resultado de la negociación entre Ecopetrol y la ANH se alcanza un acuerdo parcial en los Convenios de Exploración y Explotación que facilita el desarrollo de la fase 1 del proyecto de producción incremental del Piedemonte y se agregan a la producción de gas del país 0,5 Terapias cúbicas a partir del año 2023.

     Como resultado de la negociación entre Ecopetrol y la ANH se alcanza un acuerdo total en los Convenios de Exploración y Explotación que facilita el desarrollo de la totalidad del proyecto de producción incremental del Piedemonte para alcanzar el objetivo de un incremento del factor de recobro de gas del 63% y se agregan a la producción 2,0 Tera pies cúbicos a partir del año 2023.

- Protesta social y orden público:

     Por oposición de la comunidad UWA no se pueden llevar a cabo las actividades exploratorias relacionadas con los recursos prospectivos reportados para el bloque Sirirí y por tanto no se agrega producción por este aspecto

     Se llega a un acuerdo con la comunidad UWA para llevar a cabo actividades exploratorias en parte de su territorio o en terrenos aledaños y se ejecutan las actividades exploratorias cuyo éxito agrega a la producción de gas del país 1,2 Tera pies cúbicos a partir del año 2026.

     Se llega a un acuerdo pleno con la comunidad UWA que le permite a las compañías petroleras incrementar la actividad exploratoria y generar áreas prospectivas en el largo plazo pero que no alcanzan a desarrollarse en el horizonte de tiempo de este estudio.

Con esta información relevante de la cuenca Llanos Orientales, la Unión Temporal estructuró los tres escenarios de producción (Bajo, Medio y Alto) con la siguiente configuración de los FCE.

	Escenario Bajo	Escenario Medio	Escenario Alto
Potencial y actividad exploratoria			
Factor de recobro			
Aspectos contractuales			
Protesta social y orden público			

## 9.2 CUENCA DEL VALLE INFERIOR DEL MAGDALENA

En esta cuenca el principal FCE cuyo resultado se puede cuantificar directamente está relacionado con el potencial y actividad exploratoria.

Los FCE que no aplican son los relacionados con: las oportunidades de crecimiento del negocio en el Offshore y el desarrollo de Yacimientos No Convencionales, el manejo del agua asociada a la producción y el desarrollo de campos no desarrollados e inactivos debido a que esta cuenca no tiene salida al mar, no tiene potencialidad de Yacimientos No Convencionales, no se produce agua asociada al gas en los principales campos productores y no hay de campos inactivos que impacte significativamente la producción de gas.

Los restantes FCE tales como: los términos fiscales, los aspectos ambientales, la articulación de las entidades estatales, los aspectos contractuales y la unificación de políticas son medios para facilitar o desfavorecer según sea el caso, la obtención de los volúmenes asociados a cada uno de los FCE de resultado relacionados con el potencial y la actividad exploratoria. En cuanto al factor de recobro, no existen proyectos específicos que permitan diferenciar los diferentes escenarios.

A continuación, se presentan los tres estados (rojo, amarillo o verde) y el impacto esperado para el FCE que se pueden cuantificar directamente.

- Potencial y actividad exploratoria

 Como resultado de un proceso exploratorio no exitoso por disminución de la actividad o comprobación de los recursos prospectivos, no se adiciona producción relacionada con los hidrocarburos por descubrir.

 Se desarrolla exitosamente la fase exploratoria incluida por las compañías en el IRR 2019 y la propuesta por la Unión Temporal y se agregan a la producción del país 670 Giga pies cúbicos durante el horizonte de la proyección (25 años) espaciados en el tiempo y con inicios de producción según su programa exploratorio.

 Se comprueba el concepto geológico de la existencia de la formación Cansona en la subcuenca de Plato, lo que confirmaría el escenario alto de los recursos por descubrir. Para este ejercicio como no se ha dado esta confirmación no incluyen volúmenes en ningún escenario.

Con esta información relevante de la cuenca del Valle Inferior del Magdalena, la Unión Temporal estructuró los tres escenarios de producción (Bajo, Medio y Alto) con la siguiente configuración del FCE.

	Escenario Bajo	Escenario Medio	Escenario Alto
Potencial y actividad exploratoria			

### 9.3 CUENCA DEL VALLE MEDIO DEL MAGDALENA

En esta cuenca los principales FCE cuyo resultado se puede cuantificar directamente están relacionados con: i) el potencial y actividad exploratoria, ii) el desarrollo de los Yacimientos No Convencionales iii) los aspectos contractuales, iv) la protesta social y el orden público, v) los aspectos ambientales y vi) el manejo del agua asociada para la producción.

Los FCE que no aplican son los relacionados con: las oportunidades de crecimiento del negocio en el Offshore, el factor de recobro y el desarrollo de campos no desarrollados e inactivos debido a que esta cuenca no tiene salida al mar, no hay un proyecto que modifique sustancialmente el factor de recobro y no hay un número importante de campos inactivos que impacte significativamente la producción de gas.

En esta cuenca toma una importancia sustancial el desarrollo de los YNC, en cuyo resultado confluyen tanto la parte exploratoria como la mayoría de los indicadores de medio antes citados.

A continuación, se presentan los tres estados (rojo, amarillo o verde) y el impacto esperado para cada uno de los cuatro (FCE) que se pueden cuantificar directamente con la aclaración que el resultado pudiere incluir la conjugación de más de uno de ellos y que conllevan implícitamente un estado equivalente (rojo, amarillo o verde) de los factores de medio.

- Potencial y actividad exploratoria:

 Como resultado de un proceso exploratorio no exitoso por disminución de la actividad relacionada con aspectos técnicos, ambientales, sociales, contractuales y fiscales no se adiciona producción relacionada con los hidrocarburos por descubrir.

 Se desarrolla exitosamente la fase exploratoria de los recursos prospectivos incluidos por las compañías en el IRR 2019 y se agregan a la producción del país 291 Giga pies cúbicos a partir del años 2021.

 Se desarrollan exitosamente los recursos prospectivos incluidos por las compañías en el IRR 2019 y los hallazgos adicionales propuestos por la Unión Temporal y se agregan a la producción 747 Giga pies cúbicos durante el horizonte

de la proyección (25 años) espaciados en el tiempo y con inicios de producción según su programa exploratorio.

- Desarrollo de Yacimientos No Convencionales:

**[REDACTED]** Por problemas relacionados con aprobaciones de entidades del gobierno, licenciamiento ambiental, protesta social, manejo del agua para la producción y otros aspectos no se desarrollan los pilotos y por tanto no se pueden efectuar actividades en estos tipos de Yacimientos.

**[REDACTED]** Se desarrollan exitosamente los proyectos aprobados y se superan todos los obstáculos y prevenciones que impedían su continuidad y como resultado de los pilotos y su desarrollo se agregan a la producción de gas del país 1,8 Terapiques cúbicos a partir del año 2023.

**[REDACTED]** Como resultado del éxito de los pilotos y el desarrollo de estos, se extiende la explotación de Yacimiento No convencionales a otros bloques de la cuenca, aumentado su aporte a la producción de gas del país pero por su incertidumbre con respecto al resultado de los pilotos, no se considera pertinente incluir nuevas cifras en los pronósticos de producción.

- Aspectos contractuales:

**[REDACTED]** Lo estipulado en los contratos de los bloques vigentes viabiliza el desarrollo de los hidrocarburos encontrados en los pilotos y su producción no obstante hay en proceso demandas sobre esta aprobación del Consejo de Estado al desarrollo de los pilotos de los cuales se ha adjudicado 1 contrato CEPI a Ecopetrol.

**[REDACTED]** Lo estipulado en los contratos de los bloques vigentes viabiliza el desarrollo de los hidrocarburos encontrados en los pilotos una vez se lleven a cabo en 2021 y 2022 y su producción se iniciaría si se superan los factores críticos planteados por el Comité de Expertos.

**[REDACTED]** se dispone de un contrato que promueve y facilita el desarrollo de los Yacimientos No Convencionales en general y se adelantan los desarrollos de los proyectos que hayan suscrito los CEPI (Contratos Especiales de Proyectos de Investigación).

- Protesta social y orden público:

**[REDACTED]** Los grupos de presión logran que no se apruebe la producción de hidrocarburos en Yacimientos No convencionales en Colombia.

**[REDACTED]** Se logra un acuerdo parcial con los grupos de presión que permite la ejecución de los pilotos y su desarrollo como una continuación de la evaluación de

sus impactos, pero no se tiene un acuerdo para continuar con su desarrollo en otros bloques de la cuenca.

 Se llega a un acuerdo pleno con los grupos de presión que permite a las compañías petroleras ampliar la producción en YNC a otros bloques.

- Aspectos ambientales:

 No se obtiene la Licencia Ambiental para la ejecución de los pilotos.

 Se tiene la Licencia Ambiental para la ejecución de los pilotos y para su desarrollo, pero se continúan evaluando sus impactos ambientales para que sirvan como base para la expedición de unos términos ambientales definitivos para la exploración explotación de YNC.

 Se dispone de unos términos ambientales definitivos para aplicar a la licencia para la exploración y explotación de los YNC.

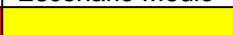
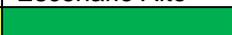
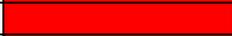
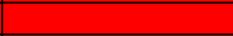
- Aspectos manejo del agua requerida para la producción:

 Los resultados de las pruebas confirman la afectación de los acuíferos y a la calidad del agua utilizada para el fracturamiento.

 Se confirma que no hay afectación ni de los acuíferos ni de la calidad del agua utilizada, pero se determina que solo se desarrolle la producción en los bloques que se efectuaron los pilotos para tener una confirmación de lo concluido.

 determina plenamente que la exploración y explotación de los YNC no afecta ni los acuíferos ni la calidad del agua.

Con esta información relevante de la cuenca Valle Medio del Magdalena, la Unión Temporal estructuró los tres escenarios de producción (Bajo, Medio y Alto) con la siguiente configuración de los FCE.

	Escenario Bajo	Escenario Medio	Escenario Alto
Potencial y actividad exploratoria			
Desarrollo de Yacimientos No Convencionales			
Aspectos contractuales			
Protesta social y orden público			
Aspectos ambientales			
Manejo del agua para producción			

#### 9.4 CUENCA DEL VALLE SUPERIOR DEL MAGDALENA

En esta cuenca el principal FCE cuyo resultado se puede cuantificar directamente está relacionado con el potencial y actividad exploratoria.

A continuación, se presentan los tres estados (rojo, amarillo o verde) y el impacto esperado para el FCE que se pueden cuantificar directamente.

- Potencial y actividad exploratoria

 Como resultado de un proceso exploratorio no exitoso por disminución de la actividad o comprobación de los recursos prospectivos, no se adiciona producción relacionada con los hidrocarburos por descubrir.

 Se desarrolla exitosamente el prospecto exploratorio incluido por las compañías en el IRR 2019 y se agregan a la producción del país 133 Giga pies cúbicos durante el horizonte de la proyección (25 años) a partir del año 2021.

 El éxito exploratorio de Guando SW en la subcuenca Girardot abre nuevas posibilidades de recursos prospectivos que podrían incrementar sustancialmente la oferta de gas.

Con esta información relevante de la cuenca del Valle Superior del Magdalena, la Unión Temporal estructuró los tres escenarios de producción (Bajo, Medio y Alto) con la siguiente configuración del FCE.

	Escenario Bajo	Escenario Medio	Escenario Alto
Potencial y actividad exploratoria			

#### 9.5 CUENCA CATATUMBO

En esta cuenca los principales FCE cuyo resultado se puede cuantificar directamente están relacionados con: i) el potencial y actividad exploratoria, ii) el desarrollo de campos no desarrollados e inactivos y iii) la protesta social y el orden público.

A continuación, se presentan los tres estados (rojo, amarillo o verde) y el impacto esperado para cada uno de los tres (FCE) que se pueden cuantificar directamente con la aclaración que el resultado pudiere incluir la conjugación de más de uno de ellos y que conllevan implícitamente un estado equivalente (rojo, amarillo o verde) de los factores de medio.

- Potencial y actividad exploratoria:

 Como resultado de un proceso exploratorio no exitoso por disminución de la actividad relacionada con aspectos técnicos, ambientales, sociales, contractuales y fiscales, no se adiciona producción relacionada con los hidrocarburos por descubrir.

 Se desarrollan exitosamente los recursos prospectivos incluidos por las compañías en el IRR 2019 y los hallazgos adicionales propuestos por la Unión Temporal y se agregan a la producción 117,5 Giga pies cúbicos durante el horizonte de la proyección (25 años) espaciados en el tiempo y con inicios de producción según su programa exploratorio.

 Se desarrolla el potencial de gas en Yacimientos No Convencionales de la cuenca.

- Desarrollo de campos no desarrollados e inactivos:

 No es posible la apertura de los campos cerrados.

 Se logra la apertura y el desarrollo de los recursos contingentes asociados a los campos de Rio de Oro, Puerto Barco, Carbonera - La Silla, Petrólea y el proyecto de Inyección de agua de Tibú que adicionan a la producción 54 GPC.

 Se establecen planes de mejoramiento de recobro para los campos que recuperaron su actividad y producción.

- Protesta social y orden público:

 La situación de orden público no permite la reapertura de campos y solo se pueden producir las reservas 3P sin ninguna actividad exploratoria

 La situación de orden público permite la reapertura de campos y solo se pueden producir las reservas 3P y los recursos contingentes asociados a ellos, pero sin ninguna actividad exploratoria.

 La situación de orden público permite la reapertura de campos y se pueden producir las reservas 3P, los recursos contingentes asociados a ellos y nueva actividad exploratoria.

Con esta información relevante de la cuenca del Catatumbo, la Unión Temporal estructuró los tres escenarios de producción (Bajo, Medio y Alto) con la siguiente configuración de los FCE.

	Escenario Bajo	Escenario Medio	Escenario Alto
Potencial y actividad exploratoria			

Desarrollo campos inactivos y ND			
Protesta social y orden público			

## 9.6 CUENCA GUAJIRA OFFSHORE

En esta cuenca el principal FCE cuyo resultado se puede cuantificar directamente está relacionado con el potencial y actividad exploratoria pero considerado como desarrollo de campos en el Offshore.

A continuación, se presentan los tres estados (rojo, amarillo o verde) y el impacto esperado para el FCE que se pueden cuantificar directamente.

- Potencial y actividad exploratoria

Los pozos de delimitación no confirman los recursos prospectivos estimados y no hacen viable su desarrollo.

Con las nuevas actividades se confirma un potencial inferior al estimado inicialmente y su aporte a la producción de gas del país de 162 Giga pies cúbicos a partir del año 2024.

Con las nuevas actividades se confirma un potencial cercano al estimado inicialmente y su aporte a la producción de gas del país de 698 Giga pies cúbicos a partir del año 2024.

Con esta información relevante de la cuenca Guajira Offshore, la Unión Temporal estructuró los tres escenarios de producción (Bajo, Medio y Alto) con la siguiente configuración del FCE.

	Escenario Bajo	Escenario Medio	Escenario Alto
Desarrollo campos offshore			

## 9.7 CUENCA SINÚ – SAN JACINTO OFFSHORE

En esta cuenca el principal FCE cuyo resultado se puede cuantificar directamente está relacionado con el potencial y actividad exploratoria pero considerado como desarrollo de campos en el Offshore.

- Potencial y actividad exploratoria

A continuación, se presentan los tres estados (rojo, amarillo o verde) y el impacto esperado para el FCE que se pueden cuantificar directamente.

 Los pozos de delimitación de los hallazgos actuales no confirman los recursos prospectivos estimados y no hacen viable su desarrollo.

 Los pozos de delimitación de los hallazgos actuales no confirman los recursos prospectivos y no hay hallazgos relacionados con los recursos prospectivos incluidos por las compañías en el IRR 2019.

 Los pozos de delimitación de los hallazgos actuales confirman los recursos prospectivos y se dan los hallazgos relacionados con los recursos prospectivos incluidos por las compañías en el IRR 2019 con un aporte a la producción de gas del país de 3,3 Tera pies cúbicos a partir del 2024 para los hallazgos actuales y de 2,9 Teras para los recursos prospectivos.

Con esta información relevante de la cuenca Sinú San Jacinto Offshore, la Unión Temporal estructuró los tres escenarios de producción (Bajo, Medio y Alto) con la siguiente configuración del FCE.

	Escenario Bajo	Escenario Medio	Escenario Alto
Desarrollo campos offshore			

## 9.8 CUENCA CESÁR RANCHERÍA

En esta cuenca el principal FCE cuyo resultado se puede cuantificar directamente está relacionado con el desarrollo de los Yacimientos No Convencionales y como el impacto de los FCE de medio ya se analizó en la cuenca del Valle Medio del Magdalena, aquí solo revisaremos el estado para el factor crítico de desarrollo de Yacimientos No Convencionales.

A continuación, se presentan los tres estados (rojo, amarillo o verde) y el impacto esperado para el FCE que se pueden cuantificar directamente.

- Desarrollo de Yacimientos No Convencionales:

 Por problemas relacionados con aprobaciones de entidades del gobierno, licenciamiento ambiental, protesta social, manejo del agua para la producción y otros aspectos solo se desarrolla la primera fase de la licencia aprobada y que produce 1,0 MPCD.

 Resultado de los estudios y pilotos desarrollados para Yacimientos No Convencionales se aprueba su desarrollo y se retoma la producción en el campo La

Loma con lo aprobado en la licencia que significa añadir 177 GPC a la producción nacional de gas a partir del año 2023.

 Adicional a lo producido con la licencia actual se da el desarrollo de una nueva licencia para los recursos prospectivos incluidos por la Drummond en el IRR 2019 lo que significa un aporte total de 363 GPC a partir del año 2023.

Con esta información relevante de la cuenca Cesar Ranchería, la Unión Temporal estructuró los tres escenarios de producción (Bajo, Medio y Alto) con la siguiente configuración del FCE.

	Escenario Bajo	Escenario Medio	Escenario Alto
Desarrollo Yacimientos No Convencionales			

Por otra parte, para analizar el FCE relacionado con el margen económico en el modelo se incluyen escenarios de precios que de acuerdo con su resultado pudieren afectar las curvas de precios en cada uno de los escenarios de producción estructurados por la UT, dependiendo si su cálculo es positivo o negativo.

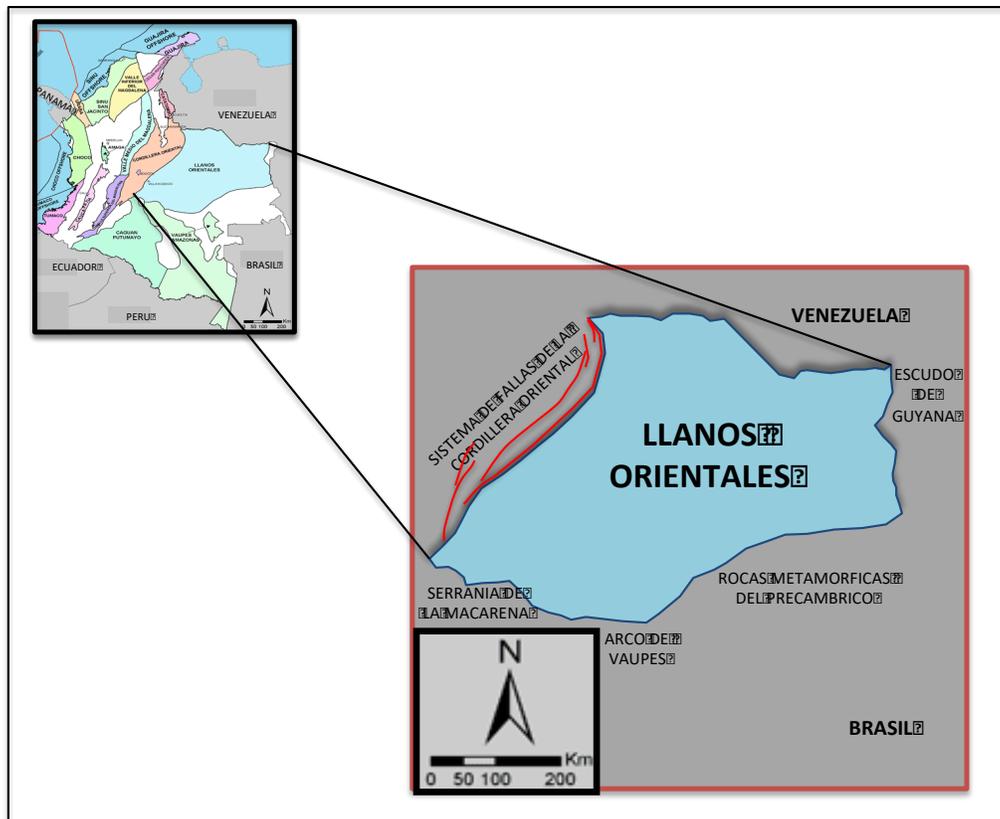
Finalmente, para los indicadores de medio que pudieren afectar transversalmente las operaciones de toda la industria, en el modelo matemático existe la facilidad de afectar la producción de los de las reservas y recursos por un porcentaje que a criterio del usuario simule la situación en consideración.

## 10 ESCENARIOS DE PRODUCCIÓN Y EXPLORACIÓN DE LAS CUENCAS DE COLOMBIA. (OBJETIVO ESPECÍFICO 5)

### 10.1 CUENCAS LLANOS ORIENTALES Y CORDILLERA COMPONENTE PIEDEMONTES LLANERO

La cuenca de los Llanos Orientales se localiza al Oriente del territorio colombiano (Figura 29), sus límites son: al Norte con el límite político con Venezuela, al Este con el Escudo de Guyana, al Sur con la Serranía de La Macarena, el Arco Vaupés y rocas metamórficas del precámbrico y al Oeste con el Sistema de Fallas de la Cordillera Oriental.

Figura 29: Localización de la cuenca de Los Llanos Orientales



Fuente: Tomada de (ANH, 2007)

### 10.1.1 RECURSOS PROSPECTIVOS

En la cuenca de los Llanos Orientales y en la cuenca Cordillera Oriental - Componente Piedemonte Llanero, existen 138 campos que producen gas, de acuerdo con el informe publicado por la Agencia Nacional de Hidrocarburos ANH, "Producción fiscalizada gas 2020 septiembre". Esta cuenca es la primera productora de gas en el país.

#### 10.1.1.1 HISTORIA EXPLORATORIA

La exploración en la cuenca de los Llanos Orientales la inicio la compañía Shell en la década de los 1940's con la perforación de pozos estratigráficos y el pozo Voragine-1, que fue el primer descubrimiento no comercial.

Desde la década de los 1940's se ha realizado la exploración de petróleo y gas en la cuenca por diferentes compañías nacionales e internacionales, las cuales han adquirido información geológica y geofísica para probar sus conceptos exploratorios y descubrir la gran cantidad de petróleo y gas que hoy se produce.

En la década los 1990's se descubrieron los campos gigantes (7 Tera pies cúbicos de GOES) de Cusiana y Cupiagua por BP en el Piedemonte Llanero y los campos grandes (4 Tera pies cúbicos de GOES) Volcanera, Pauto y Floreña.

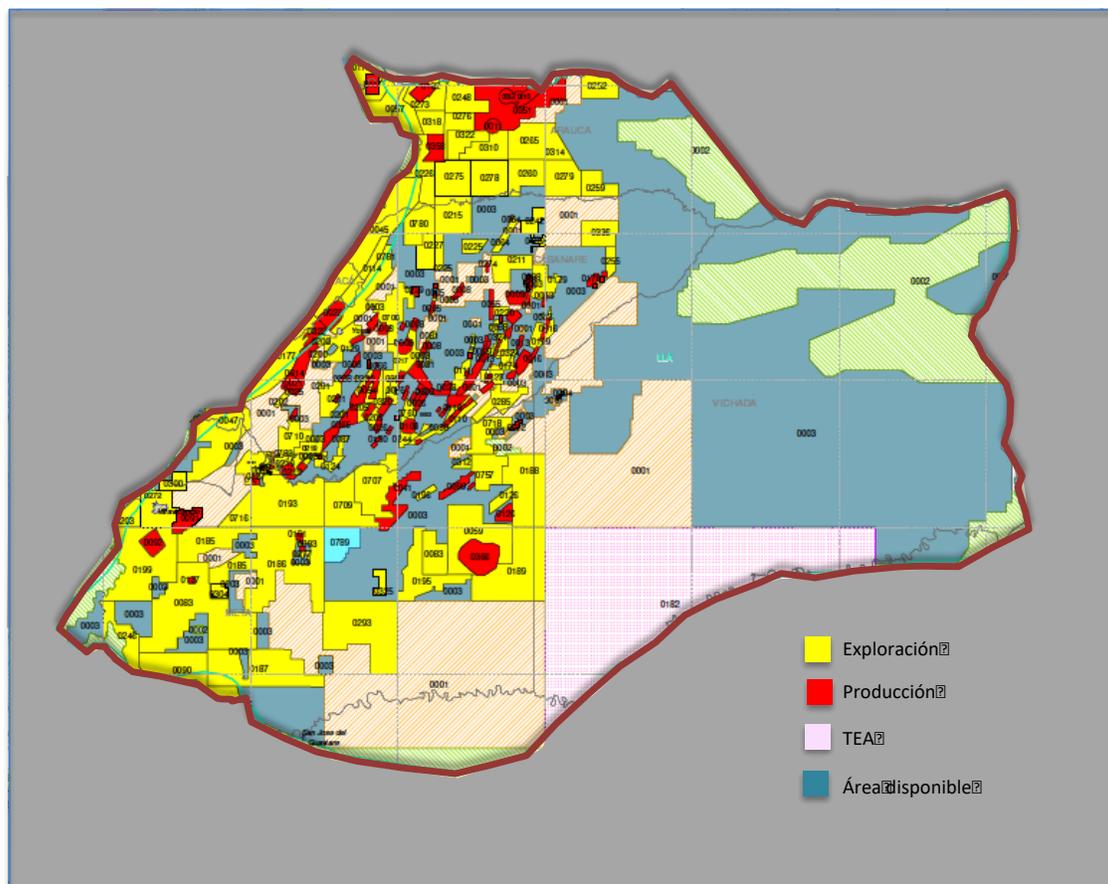
En década de los años 2000's se descubrieron los campos Gibraltar con 0.5 Tera pies cúbicos de GOES y Huron con 0.9 Tera pies cúbicos de GOES.

De acuerdo con el informe publicado por la Agencia Nacional de Hidrocarburos ANH, "Producción fiscalizada gas 2020 septiembre" 122 campos producen gas asociado al petróleo como Suria, Guatiquía, Caño Limón, Kananaskis, Andina y Caricare.

#### 10.1.1.2 ASIGNACION DE AREAS Y ACTIVIDAD EXPLORATORIA

En la cuenca de los Llanos Orientales (incluye el Piedemonte Llanero) se encuentran vigentes, a septiembre de 2020, 1 contrato en Evaluación Técnica, 92 contratos en exploración y 112 contratos en producción (Figura 30). En los últimos 5 años (2015 - 2020) se han perforado 98 pozos exploratorios, de los cuales 25 tuvieron manifestaciones de hidrocarburos para un porcentaje de éxito de 26%.

Figura 30: Mapa de tierras Cuenca de los Llanos Orientales



Fuente: Tomada de (ANH, 2020)

### 10.1.1.3 VOLÚMENES DE RECURSOS PROSPECTIVOS (YET TO FIND)

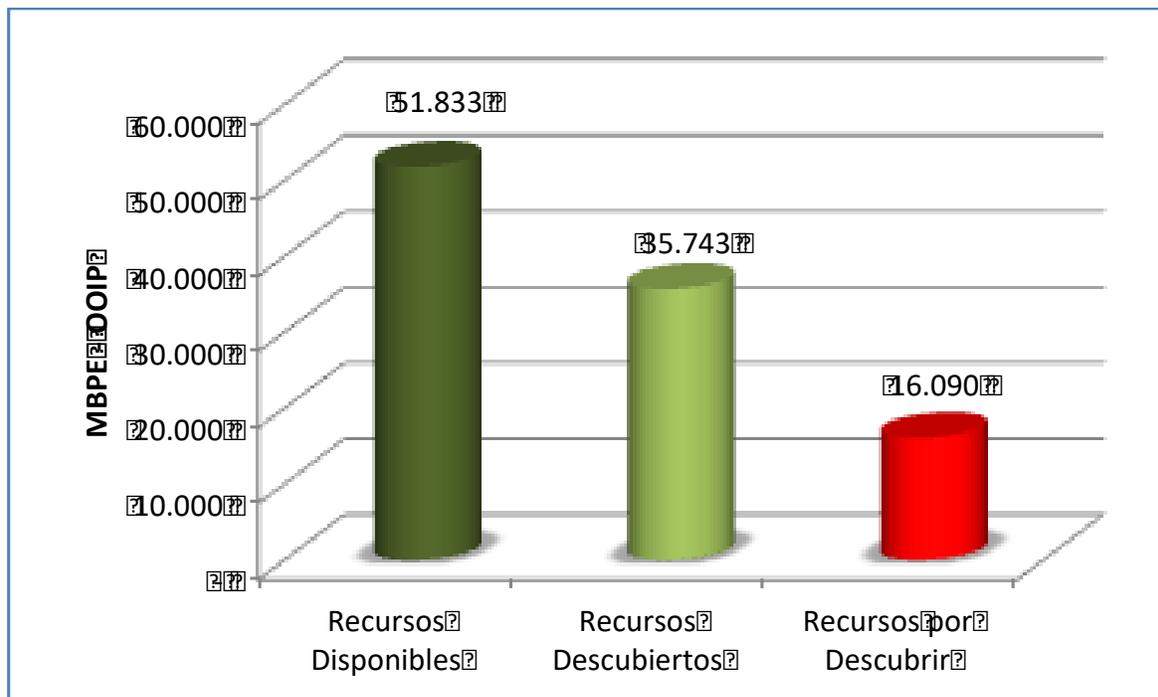
La Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH), en 2018, realizó un estimativo de los recursos por encontrar (OOIP<sup>1</sup> - Original Oil In Place), “Evaluación de los recursos de hidrocarburos remanentes en Colombia (Yet To Find)” en las diferentes cuencas colombianas, especialmente en las cuencas con producción comercial de hidrocarburos.

<sup>1</sup> OOIP : Original Oil In Place o Petróleo Inicial In Place (PIIP) o Petróleo Original En Sitio (POES)

Para la cuenca de los Llanos Orientales, se han estimado 51.833 MBPE de hidrocarburos disponibles, de los cuales se han descubierto 35.743 MBPE (OOIP) y quedarían por encontrar 16.090 MBPE (OOIP) (Figura 31).

En el año 2018, se había estimado que quedaban por encontrar 13.235 MBPE (OOIP), con base en el estudio de la ANH-UIS (García et al, 2009), con la anotación que podría ser mayor de acuerdo con la consideración del área de la cocina del sistema cretácico en la cordillera oriental. Aún existe la incertidumbre del área de esta cocina por lo que el hidrocarburo generado y expulsado puede ser mayor aumentando la prospectividad de la cuenca.

Figura 31: Estimativo YTF cuenca Llanos Orientales



Fuente: Tomada de (ANH, 2019)

Con la información de la cuenca, su prospectividad, historia exploratoria, asignación de tierras, volumen total descubierto y la proyección de producción con base en el factor de recobro esperado para cada campo de gas, proyectamos que los descubrimientos en términos de tamaño y número de campos sería el siguiente:

En el Escenario Alto:

- Tres (3) campos de (2.650 GPC) de crudo liviano en el Piedemonte, tipo Pauto, 64% de factor de recobro, con GOES de 12.348 GPC.

En el Escenario Medio (mejor estimado) visualizamos:

- Gas asociado a dos (2) campos de (2.650 GPC) de crudo liviano en el Piedemonte, tipo Pauto, 64% de factor de recobro, con GOES de 8.232 GPC.

En el Escenario Bajo tenemos:

Un (1) campo de (2.650 GPC) de crudo liviano en el Piedemonte, tipo Pauto, 64% de factor de recobro, GOES de 4.116 GPC

#### 10.1.1.4 OPORTUNIDADES EXPLORATORIAS IDENTIFICADAS VS YTF

Las compañías operadoras reportaron en 2019 a la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH) los recursos prospectivos en oportunidades exploratorias que han identificado en sus contratos de exploración y producción. Estas oportunidades las compararemos con los volúmenes estimados en el Yet To Find.

Para la comparación entre el Yet To Find y los recursos prospectivos identificados por las compañías utilizaremos el percentil P<sub>50</sub>, que es el más probable.

Para la cuenca de los Llanos Orientales, se han estimado que quedarían por encontrar 16.090 MBPE (OOIP) y las compañías reportaron en IRR 2019, 123 oportunidades en 28 contratos (Figura 32), las cuales alcanzan 8.163 MBPE, los cuales incluyen 7.073 MBIs y 6,5 Tera pies cúbicos, se compararan las oportunidades identificadas para gas (15 en 8 contratos) y su relación con el campo tipo definidos en el numeral 2.1.1.3, como:

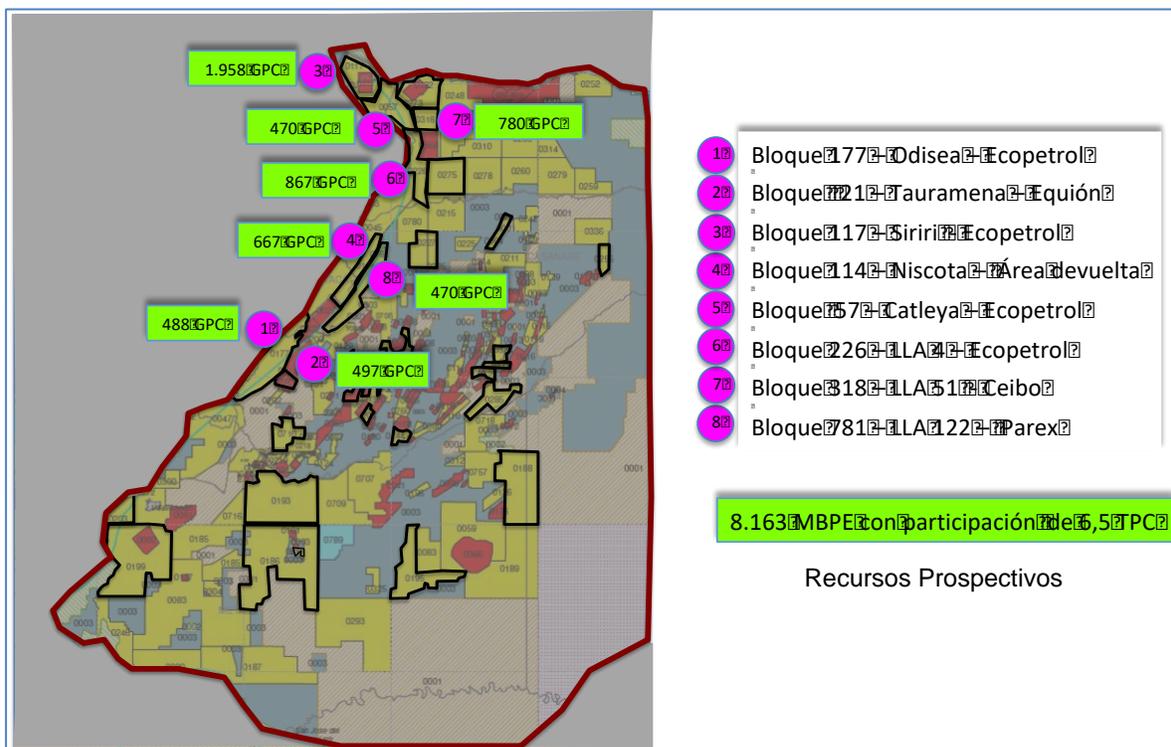
- Bloque 177 – ODISEA – Las oportunidades, Kinkajú y Tautaco con POES de 877 MBPE de crudo liviano en el Piedemonte con participación de 488 GPC que aplicando el 64% de factor de recobro (IRR 2019), como el campo tipo Pauto, se tendría un volumen de gas recuperable del orden de 312 GPC (un quinto de campo de los 2 considerados en la proyección del YTF – Escenario Medio – mejor estimado).

- Bloque 21 – SDLA-TAURAMENA-RIO CHITAMENA – Las oportunidades, Arawana, Atalayas, Cusiana Profundo y Liria con POES de 373 MBPE de crudo liviano en el Piedemonte con participación de 920 GPC que aplicando el 64% de factor de recobro (IRR 2019), como el campo tipo Pauto, se tendría un volumen recuperable del orden de 590 GPC (un tercio de campo de los 2 considerados en la proyección del YTF – Escenario Medio – mejor estimado).
- Bloque 117 – SIRIRÍ – Las oportunidades, Gibraltar Profundo, Magallanes y Morfeo con POES de 326 MBPE de crudo liviano en el Piedemonte con participación de 1.958 GPC que aplicando el 64% de factor de recobro (IRR 2019), como el campo tipo Pauto, se tendría un volumen recuperable del orden de 1.253 GPC (tres cuartos de campo de los 2 considerados en la proyección del YTF – Escenario Medio – mejor estimado).
- Bloque 114 – NISCOTA – Las oportunidades, Hurón Guadalupe y El Orzo con POES de 111 MBPE de crudo liviano en el Piedemonte con participación de 667 GPC que aplicando el 64% de factor de recobro (IRR 2019), como el campo tipo Pauto, se tendría un volumen recuperable del orden de 427 GPC (un cuarto de campo de los 2 considerados en la proyección del YTF – Escenario Medio – mejor estimado).
- Bloque 57 – CATLEYA – La oportunidad, Bardiel con GOES de 470 GPC que aplicando el 64% de factor de recobro (IRR 2019), como el campo tipo Pauto, se tendría un volumen recuperable del orden de 300 GPC (un noveno de campo de los 2 considerados en la proyección del YTF – Escenario Medio – mejor estimado).
- Bloque 226 – LLA 4 – La oportunidad, Lead A2 con GOES de 867 GPC que aplicando el 64% de factor de recobro (IRR 2019), como el campo tipo Pauto, se tendría un volumen recuperable del orden de 555 GPC (un cuarto de campo de los 2 considerados en la proyección del YTF – Escenario Medio – mejor estimado).
- Bloque 318 – LLA 51 – La oportunidad, Lead 1A con GOES de 390 GPC que aplicando el 64% de factor de recobro (IRR 2019), como el campo tipo Pauto, se tendría un volumen recuperable del orden de 250 GPC (un décimo de campo de los 2 considerados en la proyección del YTF – Escenario Medio – mejor estimado).

- Bloque 781 – LLA 122 – La oportunidad, Lead 1 con GOES de 780 GPC que aplicando el 64% de factor de recobro (IRR 2019), como el campo tipo Pauto, se tendría un volumen recuperable del orden de 500 GPC (un quinto de campo de los 2 considerados en la proyección del YTF – Escenario Medio – mejor estimado).
- Adicionalmente se han identificado 66 oportunidades en 15 bloques con POES de 490 MBIs (entre 70 y 2 MBIs).

En la cuenca de los Llanos Orientales, las oportunidades de gas identificadas por las compañías y el campo tipo definidos en el YTF correlacionan de manera adecuada, y la actividad en desarrollo para encontrar nuevos volúmenes de hidrocarburos avanza acorde con la exploración adelantada por las compañías.

**Figura 32: GOES en oportunidades exploratorias identificadas por las compañías operadoras en la cuenca de los Llanos Orientales**



Fuente: UT Prospección UPME 2020. ANH IRR 2019

## 10.1.2 ESCENARIOS DE PRODUCCIÓN

La cuenca de los Llanos es hoy en día la cuenca con mayor producción de gas, así como de petróleo, con un mayor aporte del Piedemonte Llanero, que como se mencionó se asigna en una mayor proporción a la llamada cuenca Cordillera Oriental.

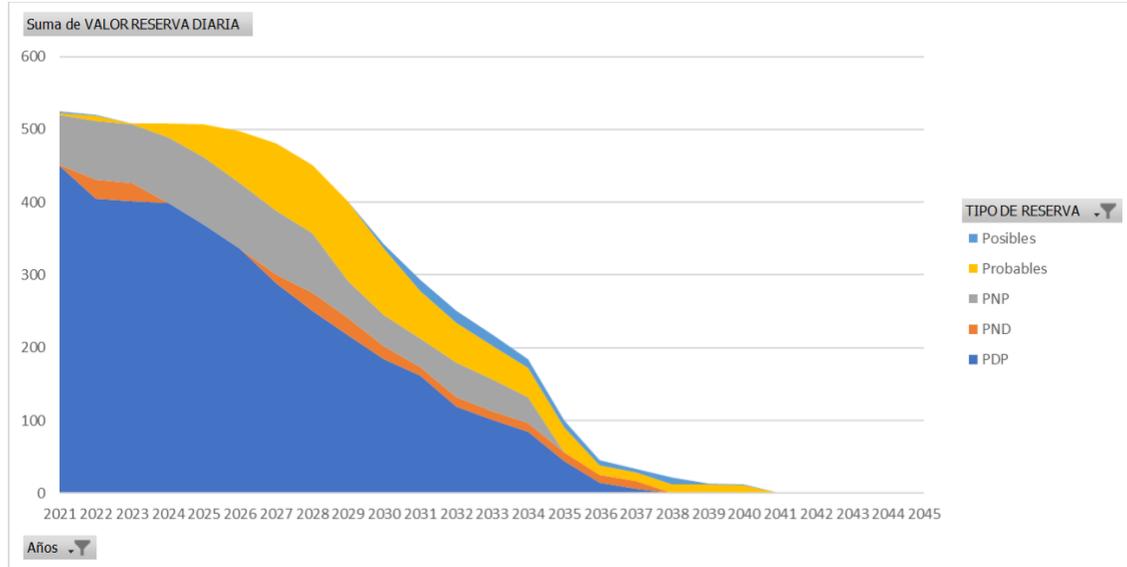
La cuenca de los Llanos Orientales produjo durante el año 2020 un promedio cercano a los 1.400 MPCD, de los cuales se reinyectaron a los yacimientos del orden de 700 MPCD, en consumos de campos y quemas en los campos pequeños 110 MPCD y se transforman cerca de 50 MPCD. En resumen, de una producción comercial de gas en los campos del país para el año 2020 del orden de 1.100 MPCD, la cuenca aporta 580 MPCD, principalmente de los campos Cusiana, Cupiagua, Pauto, Floreña y Gibraltar.

### 10.1.2.1 ESCENARIO BAJO

Para la construcción del Escenario Bajo de la cuenca de los Llanos, se consideraron las reservas probadas (PDP, PNP y PND), probables y posibles del informe de reservas del IRR 2019. Se sensibilizaron las reservas posibles en un 50% en razón a que las actividades de perforación como se explicó en la sección de petróleo se vieron limitadas y el gas se ve afectado porque corresponde en su mayoría a gas asociado al petróleo.

En la Figura 33 y en la Tabla 1 se presenta el perfil y los pronósticos de producción.

**Figura 33: Producción de gas Cuenca Llanos Escenario Bajo 2021-2045 en MPCD**



Fuente: Cálculos propios UT Prospección UPME 2020

**Tabla 1: Pronóstico de producción Cuenca Llanos Escenario Bajo 2021-2045 en MPCD**

Año	PDP	PND	PNP	Probables	Posibles	Total general
2021	450.47	0.31	69.35	2.67	2.41	525.22
2022	405.34	25.25	81.65	6.06	1.17	519.47
2023	401.59	25.16	80.10	1.08	0.47	508.40
2024	398.96	0.11	90.60	17.95	0.12	507.74
2025	369.80	0.08	91.92	45.01	0.41	507.21
2026	335.59	0.07	90.96	70.86	0.37	497.85
2027	288.73	12.04	87.08	92.97	0.33	481.15
2028	251.19	24.56	81.85	94.03	0.08	451.70
2029	217.22	23.93	51.61	108.88	0.09	401.73
2030	184.30	17.84	42.40	91.70	6.27	342.52
2031	161.24	12.91	39.14	64.63	15.00	292.93
2032	119.41	12.45	48.29	54.03	16.47	250.64
2033	101.69	12.02	42.77	46.38	16.01	218.87
2034	85.01	11.64	35.79	40.55	11.79	184.78
2035	44.70	11.28	-	34.95	8.69	99.62
2036	14.29	10.94	-	13.50	6.87	45.60
2037	5.84	10.62	-	13.00	4.04	33.50
2038	-	-	-	12.50	9.59	22.09
2039	-	-	-	12.00	1.74	13.74
2040	-	-	-	11.50	0.83	12.33
2041	-	-	-	-	-	-
2042	-	-	-	-	-	-
2043	-	-	-	-	-	-
2044	-	-	-	-	-	-
2045	-	-	-	-	-	-

Fuente: Cálculos propios UT Prospección UPME 2020

En la **Tabla 2** se presentan las reservas del escenario.

**Tabla 2: Cuenca Llanos - reservas de gas - Escenario Bajo 2021-2045**

Reservas	MPC
PDP	1,400,693
PNP	340,952
PND	77,140
<b>1P</b>	<b>1,818,786</b>
Probables	304,691
Posibles	37,527
<b>3P</b>	<b>2,161,003</b>

Fuente: Cálculos propios UT Prospección UPME 2020

Los volúmenes de producción se mantendrán en el orden de los 500 MPCD del 2021 al año 2027. El volumen a producirse en el periodo 2021 al 2045 en este escenario es de 2,16 Tera Pies Cúbicos.

### 10.1.2.2 ESCENARIO MEDIO

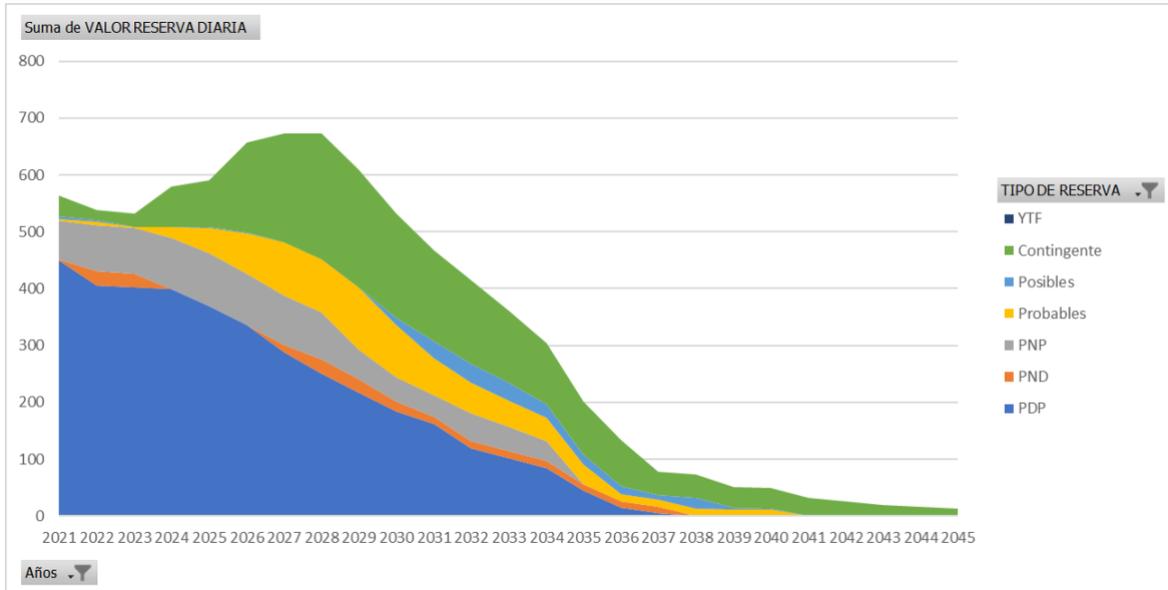
Este escenario, considera las reservas del escenario bajo sin la sensibilidad a las reservas posibles, la inclusión de los recursos contingentes considerados en el ejercicio del IRR 2019 (Tabla 3) y el recurso contingente del proyecto incremental del Piedemonte de Ecopetrol, Primera Fase de Recuperación Secundaria que alcanzaría valores de cerca de 150 MPCD entre 2027 y 2028 (Figura 34).

**Tabla 3: Recursos Contingentes - Cuenca Llanos Escenario Medio MPC**

Cuenca	Contrato	Campo	Rec. Cont. IRR2019 MPC
LLA	APIAY-ARIARI	SURIA	2,920
LLA	ARAUCA	ARAUCA	3,555
LLA	CAPACHOS	ANDINA	21,947
LLA	CAPACHOS	ANDINA NORTE	4,874
LLA	CAPACHOS	CAPACHOS	125
LLA	CAPACHOS	CAPACHOS SUR	217
LLA	LLA 22	RAMIRIQUI	543
LLA	LLA 32	AZOGUE	662
LLA	LLA 32	CALONA	22
LLA	NISCOTA	HURON	175,907
LLA	PIEDEMORTE	PAUTO	74,516
LLA	RECETOR	VOLCANERA	19,028

Fuente: Cálculos propios UT Prospección UPME 2020

Figura 34: Escenario medio Gas Cuenca Llanos



Fuente: Cálculos propios UT Prospección UPME 2020

En la Tabla 4 y Tabla 5, se presentan el pronóstico de producción y las reservas del escenario.

Tabla 4: Pronóstico de producción Cuenca Llanos Escenario Medio 2021-2045 en MPCD

Año	PDP	PNP	PND	Probables	Posibles	Contingente	YTF	Total general
2021	450.47	69.35	0.31	2.67	4.82	36.36	-	563.99
2022	405.34	81.65	25.25	6.06	2.34	18.19	-	538.83
2023	401.59	80.10	25.16	1.08	0.94	22.75	-	531.62
2024	398.96	90.60	0.11	17.95	0.24	71.76	-	579.62
2025	369.80	91.92	0.08	45.01	0.81	82.19	-	589.81
2026	335.59	90.96	0.07	70.86	0.73	159.15	-	657.37
2027	288.73	87.08	12.04	92.97	0.66	191.80	-	673.28
2028	251.19	81.85	24.56	94.03	0.15	221.80	-	673.57
2029	217.22	51.61	23.93	108.88	0.17	207.24	-	609.06
2030	184.30	42.40	17.84	91.70	12.55	183.78	-	532.57
2031	161.24	39.14	12.91	64.63	30.01	159.54	-	467.47
2032	119.41	48.29	12.45	54.03	32.93	148.64	-	415.74
2033	101.69	42.77	12.02	46.38	32.03	126.32	-	361.20
2034	85.01	35.79	11.64	40.55	23.59	107.86	-	304.43
2035	44.70	-	11.28	34.95	17.37	93.36	-	201.66
2036	14.29	-	10.94	13.50	13.74	80.69	-	133.16
2037	5.84	-	10.62	13.00	8.07	40.17	-	77.71
2038	-	-	-	12.50	19.18	40.93	-	72.61
2039	-	-	-	12.00	3.49	35.21	-	50.70
2040	-	-	-	11.50	1.66	35.82	-	48.98
2041	-	-	-	-	-	31.79	-	31.79
2042	-	-	-	-	-	25.29	-	25.29
2043	-	-	-	-	-	19.11	-	19.11
2044	-	-	-	-	-	16.26	-	16.26
2045	-	-	-	-	-	13.89	-	13.89

Fuente: Cálculos propios UT Prospección UPME 2020

Tabla 5: Cuenca Llanos - reservas / recursos de gas - Escenario Medio 2021-2045

Reservas	MPC
PDP	1,400,693
PNP	340,952
PND	77,140
<b>1P</b>	<b>1,818,786</b>
Probables	304,691
Posibles	75,054
<b>3P</b>	<b>2,198,530</b>
Contingente	792,593
YTF	-

Fuente: Cálculos propios UT Prospección UPME 2020

La producción alcanzaría los 673 MPCD para los años 2027 y 2028. Los valores de Reservas 3P son de 2.19 Teras y el volumen de los recursos contingentes de este escenario plantean el desarrollo de 0.79 Tera pies cúbicos.

Los recursos contingentes del proyecto de recuperación secundaria de Piedemonte de este escenario son del orden de 0,49 Teras y comprenden las actividades iniciales del proyecto con la perforación de 4 pozos aprobados y en aprobación en los campos Floreña- Pauto y 6 pozos a perforar en la etapa de maduración dentro del procedimiento de proyectos de Ecopetrol.

### 10.1.2.3 ESCENARIO ALTO

El Escenario Alto se construye con los volúmenes del Escenario Medio y los proyectos de Recursos Contingente y de YTF que se presentan en la Tabla 6. (Figura 35).

**Tabla 6: Recursos Contingentes - YTF - Cuenca Llanos Escenario Alto MPC**

Cuenca	Contrato	Reserva	Campo Nombre	Recursos MPC
LLA	SDLA-TAURAMENA-RIO CHITAMENA	Contingentes	Primera fase Rec. Secundaria Piedemonte	492,487
LLA	SDLA-TAURAMENA-RIO CHITAMENA	Contingentes	Segunda fase Rec. Secundaria Piedemonte	1,436,538
LLA	NISCOTA	YTF	Bloque Niscota	993,120
LLA	ODISEA-SDLA-TAURAMENA/RIO CHITAMENA	YTF	SDLA-TAURAMENA/RIO CHITAMENA	1,183,425
LLA	SIRIRI	YTF	Bloque Siriri	1,213,814

Fuente: Cálculos propios UT Prospección UPME 2020

El 99% de las reservas de gas están concentradas en el Piedemonte Llanero en los campos de los contratos de Río Chitamina, Tauramena, Santiago de las Atalayas, Recetor y Piedemonte que terminaron sus contratos de Asociación y en el contrato de Sirirí del campo Gibraltar en el Piedemonte, localizado entre los departamentos de Arauca y Norte de Santander.

La declinación de las reservas probadas, probables y posibles de gas en el Piedemonte no es tan pronunciada como en el caso del petróleo, dado que los yacimientos se van convirtiéndose paulatinamente en campos de gas, como se mencionó en el análisis del entorno nacional, porque estos yacimientos son de gas retrogrado que a altas profundidades genera un comportamiento termodinámico en el cual a una presión determinada cambia el estado del fluido de líquido a gas.

Durante la primera etapa de explotación en estos yacimientos se produce el líquido y se reinyecta la mayor cantidad posible de gas para obtener el máximo recobro de petróleo, al caer la presión llega un punto en el cual es indiferente en la producción de líquidos la reinyección del gas y se comienza la etapa comercial de gas.

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

disponibles de petróleo y gas. La coyuntura de la terminación del contrato de Asociación, obliga a la Agencia Nacional de Hidrocarburos a generar los acuerdos mediante los convenios de explotación que adelanta con Ecopetrol para que la potencialidad de gas de los campos, de los mencionados contratos, tengan las reglas de explotación claras y que favorezcan su producción.

Las reservas probadas de gas de los campos Cusiana, Cupiagua, Gibraltar, Pauto y Floreña, mantienen en este escenario su producción hasta el año 2024 del orden de 500 MPCD. De otro lado las reservas probables y posibles van en crecimiento y con las reservas 3P este nivel de producción estaría alrededor de los 550 MPCD, luego los campos declinarían si no se producen los importantes volúmenes de recursos contingentes de los campos.

En los campos de los antiguos contratos de Asociación existen importantes volúmenes de gas atrapados en pozos cerrados históricamente por alta producción de gas. Ecopetrol en marzo 2020 presentó el proyecto incremental de petróleo y gas del área con una primera etapa que incrementa en cerca de 0,5 Teras las reservas del país y en una segunda etapa para incrementar 1,5 Teras más. Lo anterior permite un recobro promedio para el área de 63 % del GOES.

Los recursos contingentes adicionales estimados en la primera fase del plan de desarrollo secundario del Piedemonte se basan en actividades que están en curso desde finales del año 2019, una vez se terminó el contrato de asociación de Piedemonte, Ecopetrol entró a formular una estrategia para todos los campos de Asociación que han terminado. A la fecha se está estructurando junto con la ANH un Convenio de Exploración y Explotación para los diferentes campos del área. En total en el proyecto se perforarán 32 pozos de desarrollo, 22 en los campos Pauto y Floreña y 10 en los campos Cusiana y Cupiagua.

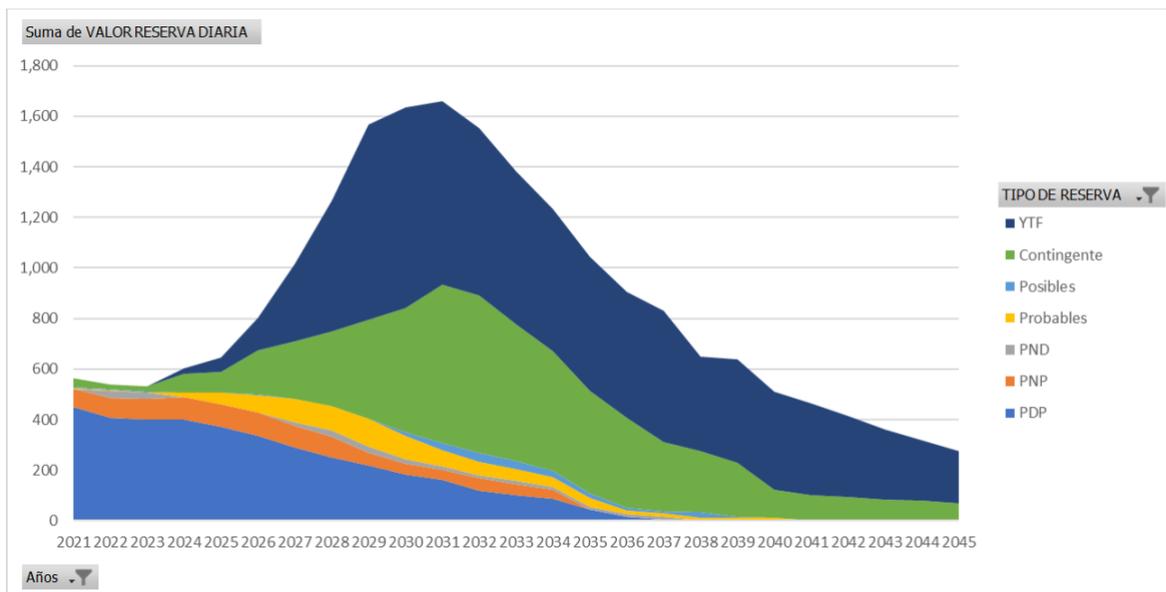
En lo referente al componente exploratorio, el proyecto contempla inicialmente la perforación de 4 pozos: Liria YW12, Cupiagua H, Recetor Norte y Floreña Sur. De ser exitosa la campaña y el proyecto en general se perforarían 6 pozos exploratorios más. La campaña exploratoria en el Piedemonte de manera preliminar y conservadora estima unos recursos prospectivos de 2 Teras adicionales en los Bloques Odisea, Niscota y en el Near Field Exploration de las áreas cercanas a los campos Cusiana, Cupiagua, Pauto, Floreña y Niscota. Estos volúmenes están incluidos en el IRR 2019, sin embargo, la Unión temporal considera que existen otras opciones exploratorias no reportadas en los volúmenes de recursos prospectivos en los bloques del Piedemonte y estima 1,2 Tera pies cúbicos adicionales en este escenario.

El aporte de todas estas opciones implica que la producción se mantenga cerca de 1.600 MPCD en el periodo del 2027 al año 2031.

Como ya se ha mencionado, pero que es importante enfatizarlo nuevamente en este capítulo, en el campo Hurón - bloque Niscota, existen otros volúmenes que pudieran ser importantes, pero que tuvieron la limitante que, durante el proceso licitatorio las empresas que ganaron la exploración y explotación del bloque ofrecieron el 100 % de la producción de gas para la nación a través de la Agencia Nacional de hidrocarburos, ofrecimiento que no era viable para el desarrollo del campo en cuanto a que todo el gas se tenía que reinyectar para obtener los máximos recobros.

El campo Hurón produjo durante las pruebas extensas de 2018 al 2019 cerca de 2.000 BPD y entre 20 y 30 MPCD que fueron enviados a plantas para reinyección en los yacimientos en Pauto y Floreña. Vale la pena anotar que con la explotación actual, sin reinyección, este campo alcanzaría recobros del orden del 3% del gas original; cuando lo normal en la cuenca del piedemonte es entre 50% y 60 %. Considerando la inviabilidad económica del proyecto y las razones por las cuales fue devuelto el contrato a la ANH, esta tiene que buscar esquemas adecuados para permitir que compañías se interesen y exploten estos recursos.

**Figura 35: Escenario alto gas Cuenca Llanos**



Fuente: Cálculos propios UT Prospección UPME 2020

En la Tabla 7 y Tabla 8 se presenta el pronóstico de producción y las reservas del escenario.

**Tabla 7: Pronóstico de producción Cuenca Llanos Escenario Alto 2021-2045 en MPCD**

Año	PDP	PNP	PND	Probables	Posibles	Contingente	YTF	Total general
2021	450.47	69.35	0.31	2.67	4.82	36.36	-	563.99
2022	405.34	81.65	25.25	6.06	2.34	18.19	-	538.83
2023	401.59	80.10	25.16	1.08	0.94	22.75	-	531.62
2024	398.96	90.60	0.11	17.95	0.24	71.76	22.50	602.12
2025	369.80	91.92	0.08	45.01	0.81	82.19	54.00	643.81
2026	335.59	90.96	0.07	70.86	0.73	174.15	130.75	803.12
2027	288.73	87.08	12.04	92.97	0.66	227.80	305.90	1,015.18
2028	251.19	81.85	24.56	94.03	0.15	296.80	516.75	1,265.32
2029	217.22	51.61	23.93	108.88	0.17	394.74	769.94	1,566.50
2030	184.30	42.40	17.84	91.70	12.55	492.78	794.79	1,636.36
2031	161.24	39.14	12.91	64.63	30.01	627.47	722.69	1,658.09
2032	119.41	48.29	12.45	54.03	32.93	622.50	664.49	1,554.10
2033	101.69	42.77	12.02	46.38	32.03	540.80	606.11	1,381.79
2034	85.01	35.79	11.64	40.55	23.59	472.28	564.38	1,233.23
2035	44.70	-	11.28	34.95	17.37	406.45	530.12	1,044.88
2036	14.29	-	10.94	13.50	13.74	354.37	497.21	904.05
2037	5.84	-	10.62	13.00	8.07	272.43	520.84	830.82
2038	-	-	-	12.50	19.18	242.08	375.92	649.69
2039	-	-	-	12.00	3.49	214.16	409.36	639.01
2040	-	-	-	11.50	1.66	108.34	389.13	510.63
2041	-	-	-	-	-	101.43	363.99	465.41
2042	-	-	-	-	-	92.25	320.09	412.34
2043	-	-	-	-	-	83.40	276.71	360.11
2044	-	-	-	-	-	78.04	239.37	317.41
2045	-	-	-	-	-	69.49	207.22	276.71

Fuente: Cálculos propios UT Prospección UPME 2020

**Tabla 8: Cuenca Llanos - reservas / recursos de gas - Escenario Alto 2021-2045**

Reservas	MPC
PDP	1,400,693
PNP	340,952
PND	77,140
<b>1P</b>	<b>1,818,786</b>
Probables	304,691
Posibles	75,054
<b>3P</b>	<b>2,198,530</b>
Contingente	2,229,131
YTF	3,390,359
No convencionales	

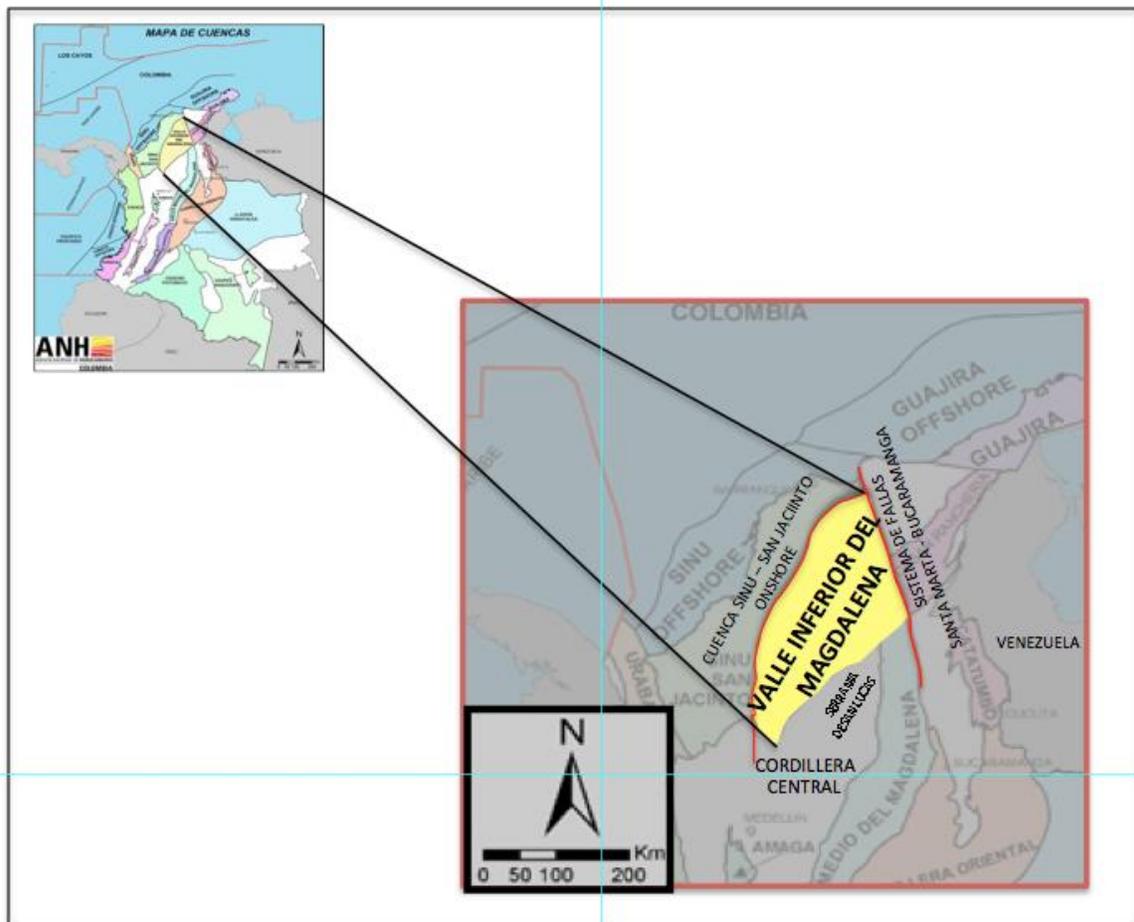
Fuente: Cálculos propios UT Prospección UPME 2020

Este escenario desarrollaría en el periodo de 2021 al 2045, un volumen total de 7,8 Tera pies cúbicos, cerca de 5 Teras entre el proyecto incremental del Piedemonte y las labores exploratorias de corto y mediano plazo que se adelantan.

## 10.2 CUENCA VALLE INFERIOR DEL MAGDALENA (VIM)

La cuenca del Valle Inferior del Magdalena, está localizada en la región nororiental de Colombia (Figura 36), está limitada al este por el sistema de fallas de Santa Marta – Bucaramanga, al sur, por las estribaciones de la Cordillera Central y la Falla de Palestina (cubierta por sedimentos cuaternarios); hacia el norte y oeste, con la cuenca de Sinú – San Jacinto Onshore.

Figura 36: Localización de la cuenca del Valle Inferior del Magdalena



Fuente: Tomada de (ANH, 2007)

### 10.2.1 RECURSOS PROSPECTIVOS

En la cuenca del Valle Inferior del Magdalena, se encuentran 32 campos que producen gas, de acuerdo con el informe publicado por la Agencia Nacional de Hidrocarburos ANH, "Producción fiscalizada gas 2020 septiembre" convirtiéndose en la segunda cuenca productora de gas en el país.

#### 10.2.1.1 HISTORIA EXPLORATORIA

La historia exploratoria de la cuenca del Valle Inferior del Magdalena comenzó en la década de los 1920's con la perforación del pozo El Carmen-1 con muestras de hidrocarburos. Entre las décadas de los 40's y los 70's se descubren los campos El Difícil y Jobo- Tablón con POES de 150 MBPE, Cicuco, Chinú, Violo, Boquilla y Zenón, con POES mayor a 250 MBPE, Boquete y Consuelo – La Mocha con POES cercano a 100 MBPE, Bajo Rio, Guamito, Sucre, con POES cercano a 50 MBPE.

En los 80's se encontraron muestras de hidrocarburos en los pozos de El Castillo-1, Castor-1, Ligia-1 y Sucre Sur-1. En la década de los 90's se descubrieron los campos de Momposina, Arjona y Guepajé -Ayombe con POES cercano a 60 MBPE. En los 2000's se descubrieron los campos de Arianna, La Creciente, Caña Flecha y Katana con POES cercano a 100 MBPE y en los 2010's se descubrieron los campos de Nelson, Palmer, Bonga, Mamey, Cotorra, Pedernalito, Apamate y Clarinete con POES cercano a 180 MBPE.

#### 10.2.1.2 ASIGNACION DE AREAS Y ACTIVIDAD EXPLORATORIA

En la cuenca del Valle Inferior del Magdalena se encuentran vigentes, a septiembre de 2020, 17 contratos en exploración y 12 contratos en producción. (Figura 37). En los últimos 5 años (2015 - 2020) se han perforado 20 pozos exploratorios, de los cuales 12 tuvieron manifestaciones de hidrocarburos para un porcentaje de éxito del 60%.

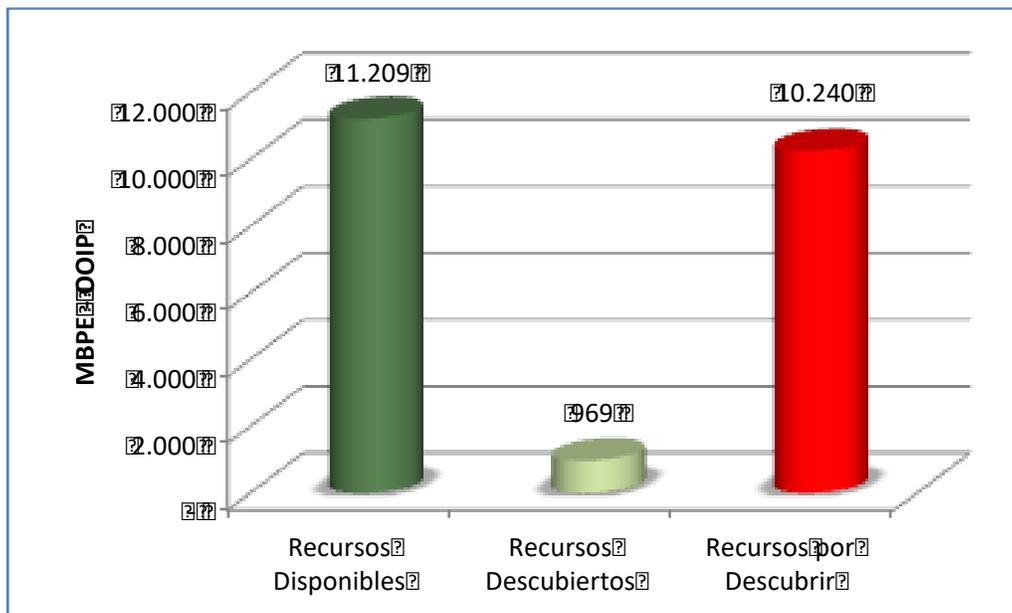


### 10.2.1.3 VOLÚMENES DE RECURSOS PROSPECTIVOS

En el estudio “Evaluación de los Recursos de Hidrocarburos remanentes en Colombia (Yet To Find)”, presentado por la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH) en julio de 2019, en la cuenca Valle Inferior del Magdalena, se estimaron 11.209 MBPE de Hidrocarburos Disponibles (2% OOIP), de los cuales se han descubierto 969 MBPE (OOIP), y quedarían por encontrar 10.240 MBPE Original En Sitio (Figura 38).

En el análisis de Yet To Find en 2018 para la cuenca del Valle Inferior del Magdalena se hizo la anotación que no se consideraba la Formación Cansona en ninguno de los estudios anteriores (1998 – 2013), la evaluación realizada por la ANH en 2019, tomó la información obtenida en el pozo estratigráfico Plato profundo, perforado (2014-2015) en la cuenca del Valle Inferior del Magdalena, subcuenca Plato, el cual encontró la presencia de rocas cretácicas (Fm. Cansona) a 21.000 pies, con un aporte de Hidrocarburos disponibles de 8.092 MBPE, específicamente en la subcuenca de Plato de 7.071 MBPE.

**Figura 38: Estimativo YTF cuenca Valle Inferior del Magdalena**



Fuente: Tomada de (ANH, 2019)

Con la información de la cuenca, su historia exploratoria, su prospectividad, el volumen total descubierto y la proyección de producción con base en el factor de

recobro esperado para cada campo, proyectamos que los descubrimientos en términos de tamaño y número de campos para alcanzar los hidrocarburos estimados en el Yet To Find 2019 (10.240 MBPE, 9.789 MBPE en la subcuenca de Plato y 451 MBPE en la subcuenca San Jorge), específicamente de gas es el siguiente:

➤ **Subcuenca Plato:**

- Dieciocho (18) campos tipo El Difícil (gas) (300 GPC), 49% de factor de recobro con un GOES de 11.020 GPC.
- Veinticinco (25) campos tipo La Creciente (300 GPC), 90% de factor de recobro con un GOES de 8.333 GPC.
- Veintiocho (28) campos tipo Mamey (145 GPC), 90% de factor de recobro con un GOES de 4.510 GPC.
- Veintisiete (27) campos tipo Pedernalito (160 GPC), 90% de factor de recobro con un GOES de 4.800 GPC.
- Treinta (30) campos tipo Katana (1,8 GPC), 82% de factor de recobro con un GOES de 66 GPC.

➤ **Subcuenca San Jorge:**

- Tres (3) campos tipo Nelson (260 GPC), 90% de factor de recobro con un GOES 870 GPC.
- Seis (6) campos tipo Clarinete (190 GPC), 90% de factor de recobro con un GOES de 1.267 GPC.
- Ocho (8) campos tipo Palmer (40 GPC), 90% de factor de recobro con un GOES de 356 GPC.
- Cuatro (4) campos tipo Arianna (25 GPC) 90% de factor de recobro con un GOES 110 GPC.
- Doce (12) campos tipo Caña Flecha (1.4 GPC), 80% de factor de recobro con un GOES de 27 GPC.

#### 10.2.1.4 OPORTUNIDADES EXPLORATORIAS IDENTIFICADAS VS YTF

Las compañías operadoras reportaron en 2019 a la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH) los recursos prospectivos en oportunidades exploratorias que han identificado en sus contratos de exploración y producción. Estas oportunidades las compararemos con los volúmenes estimados en el Yet To Find.

Para la cuenca del Valle Inferior del Magdalena, se han estimado que quedarían por encontrar 10.240 MBPE Original En Sitio y las compañías reportaron en IRR 2019,

10 oportunidades en 4 contratos (Figura 39), las cuales alcanzan 143 MBPE (403 GPC y 76 MBIs), en donde se observan oportunidades relacionadas con los campos tipo definidos en el numeral 2.2.1.3, como:

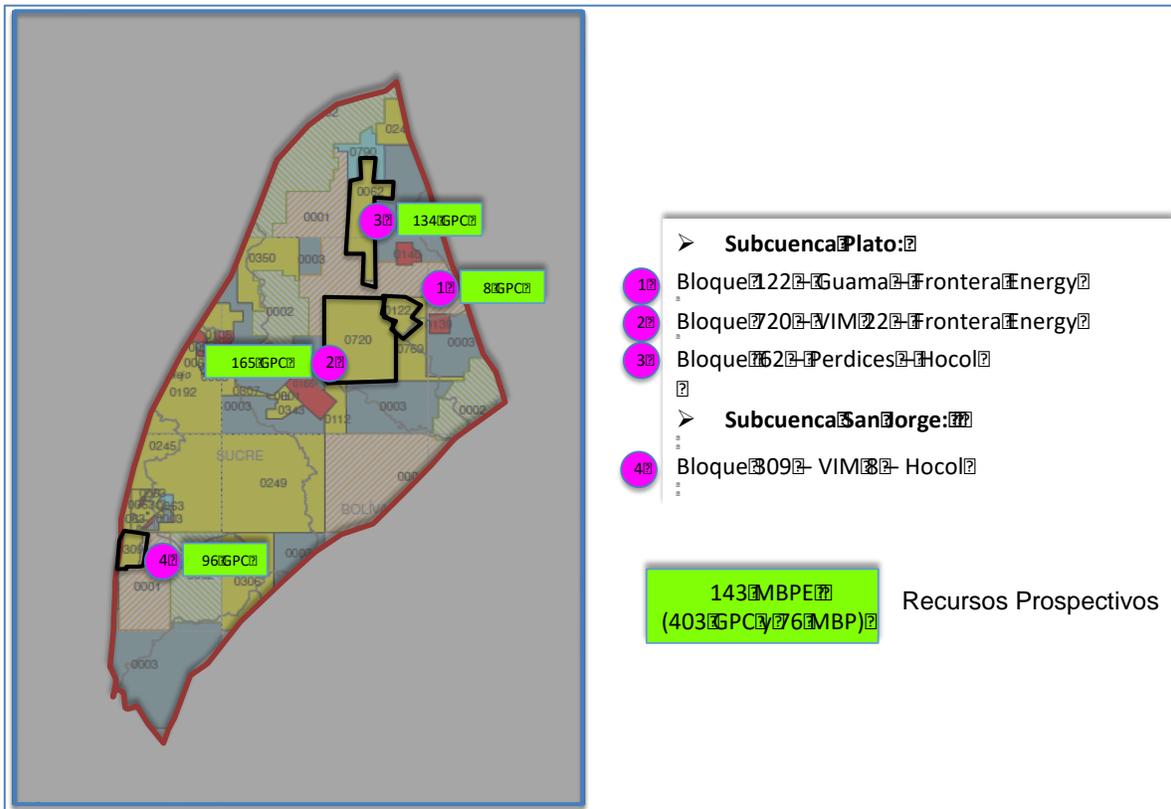
➤ **Subcuenca Plato:**

- Bloque 62 – PERDICES – Las oportunidades, Champeta y Carnaval con GOES de 134 GPC y aplicando el 49% de factor de recobro, como el campo tipo El Díficil (gas) se tendría un volumen recuperable del orden de 65 GPC (un quinto de campo de los 18 considerados en la proyección del YTF).
- Bloque 122 – GUAMA – La oportunidad Shallow con GOES de 8 GPC, aplicando el 49% de factor de recobro, con un comportamiento de gas asociado a crudo como en el campo tipo El Díficil que llegó a un GOES de 489 GPC. En el escenario de YTF que es conservador para Guama se tendría un volumen recuperable del orden de 4 GPC (un cuarto de campo de los 18 considerados en la proyección del YTF, que a su vez es conservador si llegará a tener la potencialidad de El Díficil).
- Bloque 720 – VIM 22 – Las oportunidades, Buenafé Norte, Chimi, Filigrana, Tubará y Winer con GOES de 165 GPC y aplicando el 49% de factor de recobro, como el campo tipo El Díficil (gas) se tendría un volumen recuperable del orden de 80 GPC (un cuarto de campo de los 18 considerados en la proyección del YTF).

➤ **Subcuenca San Jorge:**

- Bloque 309 – VIM 8 – La oportunidad, Bololó con GOES de 96 GPC y aplicando el 90% de factor de recobro, como el campo tipo Arianna se tendría un volumen recuperable del orden de 86 GPC (tres campos y medio de los 4 considerados en la proyección del YTF).

**Figura 39: GOES en oportunidades exploratorias identificadas por las compañías operadoras en la cuenca del Valle Inferior del Magdalena**



Fuente: UT Prospección UPME 2020. ANH IRR 2019.

En la cuenca del Valle Inferior del Magdalena, la actividad en desarrollo para encontrar nuevos volúmenes de hidrocarburos avanza acorde con la exploración adelantada por las compañías, como la perforación del pozo exploratorio La Belleza-1 (VMM 1), en el segundo trimestre de 2019 y se anunció su descubrimiento en febrero de 2020, con una prueba de 328 horas en la Formación Ciénaga de Oro y un acumulado de 32.728 barriles de petróleo de 43 ° API y 147 millones de pies cúbicos.

### 10.2.2 ESCENARIOS DE PRODUCCIÓN

El Valle Inferior del Magdalena es hoy la segunda cuenca productora del país con un aporte superior a los 200 MPCD, esta cuenca fue un importante productor de petróleo en los años 40 por el descubrimiento del campo El Difícil y los años 50 con

los campos Cicuco y Boquete, todos en la subcuenca de Plato. El Difícil con un POES de 48 Millones de barriles y un GOES de 0,5 Tera Pies Cúbicos y Cicuco con un POES de 252 millones de barriles y 0,42 Gigas.

El Difícil fue un campo de petróleo con alta relación gas - aceite y hoy 80 años más tarde es un campo de gas con producción de líquidos. Después de más de una década de inactividad por la rotura de su gasoducto principal, volvió a producción por parte de la empresa Petróleos Sudamericanos en 2016, luego de haberlo comprado a finales de 2012 y tras haber realizado una serie de actividades de pasivos de diferente orden.

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

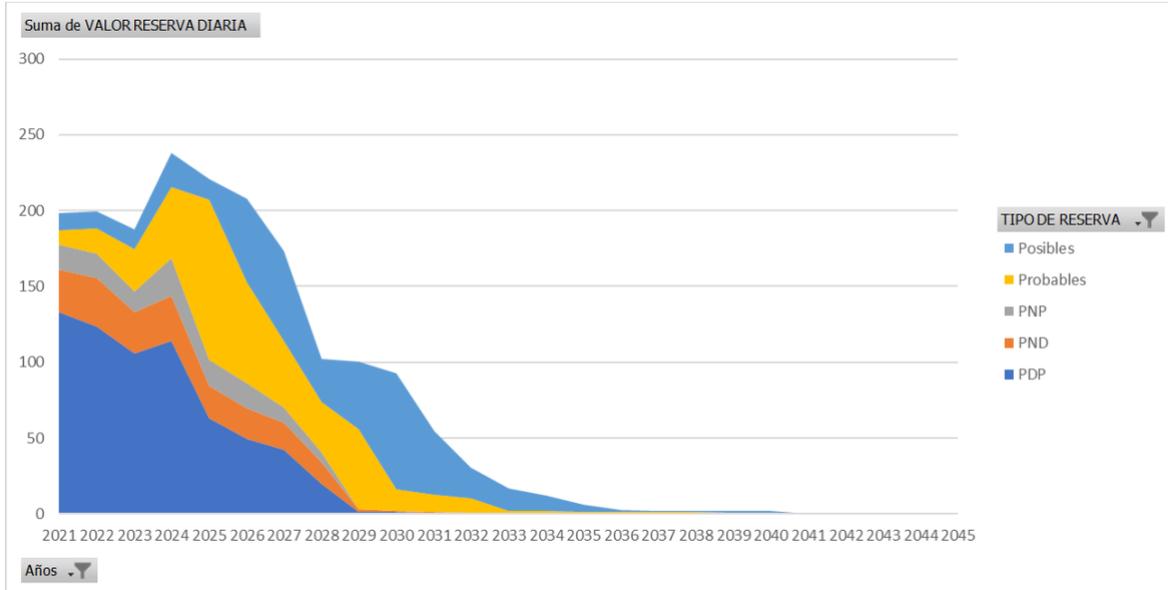
La subcuenca de Plato nuevamente tuvo un hallazgo importante en el año 2006, 50 años después de Cicuco, con el campo La Creciente que ha producido niveles de hasta 60 MPCD.

En la subcuenca de San Jorge en la última década se han encontrado los campos Nelson, Clarinete, Palmer y Pandereta en los bloques La Esperanza y VIM-5 que han venido en un constante crecimiento desde el año 2012 a niveles que ya en enero se produjo por encima de 250 MPCD, proyectando que pasarán de los 300 MPCD en el corto plazo (próximos 5 años)

#### 10.2.2.1 ESCENARIO BAJO

Este escenario considera la información de las reservas probadas (PDP, PNP, PND), probables y posibles del informe de reservas del IRR 2019, Figura 40.

Figura 40: Escenario Bajo Gas VIM



Fuente: Cálculos propios UT Prospección UPME 2020

Hacia el 2025 al 2026 se presenta un pico de producción debido a un incremento en actividades en los campos del bloque VIM 5 contemplados para esos años por los auditores de reservas y que podría coincidir con expectativas de mejores precios de gas en las proyecciones internacionales que ayudarían a que se adelanten proyectos para hacerlos más rentables.

En la **Tabla 9** y **Tabla 10**, se presenta el pronóstico de producción y las reservas del escenario.

**Tabla 9: Pronóstico de producción Cuenca VIM Escenario Bajo 2021-2045 en MPCD**

Año	PDP	PND	PNP	Probables	Posibles	Total general
2021	133.31	27.54	16.98	9.35	11.03	198.20
2022	123.47	31.88	16.34	16.83	11.08	199.61
2023	105.75	27.24	13.75	27.66	13.06	187.45
2024	114.11	29.71	24.82	46.67	22.84	238.14
2025	63.15	21.40	17.35	105.62	13.26	220.78
2026	49.37	20.03	17.01	66.31	55.13	207.84
2027	42.45	17.58	10.26	43.62	59.29	173.19
2028	20.07	14.13	6.33	33.38	28.28	102.19
2029	1.40	1.55	-	52.99	44.36	100.30
2030	1.16	0.69	-	14.61	76.54	93.01
2031	0.97	0.37	-	11.04	42.29	54.67
2032	0.72	0.30	-	9.29	19.99	30.30
2033	0.61	0.24	-	1.35	14.65	16.85
2034	-	-	-	1.96	10.35	12.31
2035	-	-	-	1.61	4.71	6.32
2036	-	-	-	1.35	1.08	2.43
2037	-	-	-	1.24	0.95	2.19
2038	-	-	-	1.13	0.91	2.04
2039	-	-	-	0.98	0.94	1.91
2040	-	-	-	0.90	0.91	1.81
2041	-	-	-	-	-	-
2042	-	-	-	-	-	-
2043	-	-	-	-	-	-
2044	-	-	-	-	-	-
2045	-	-	-	-	-	-

Fuente: Cálculos propios UT Prospección UPME 2020

**Tabla 10: Cuenca VIM - Reservas / recursos de gas - Escenario Bajo 2021-2045**

Reservas	MPC
PDP	239,774
PNP	44,860
PND	70,361
<b>1P</b>	<b>354,996</b>
Probables	163,573
Posibles	157,622
<b>3P</b>	<b>676,192</b>

Fuente: Cálculos propios UT Prospección UPME 2020

El escenario desarrolla 676 Giga Pies Cúbicos en las reservas 3P para el periodo comprendido entre 2021- 2045

### 10.2.2.2 ESCENARIO MEDIO

Este escenario considera las reservas del Escenario Bajo, Recursos Contingentes del IRR 2019 **Tabla 11** y Recursos Contingentes adicionales de las campañas en curso de los principales operadores de la cuenca, Canacol, Hocol y Frontera Energy, Parex y Geoproduction, **Tabla 12**.

**Tabla 11: Recursos Contingentes - Cuenca VIM Escenario Medio MPC**

Cuenca	Contrato	Recursos	Campo Nombre	Recursos IRR2019 MPC
VIM	VIM 5	Contingentes	PANDERETA	129,852
VIM	ESPERANZA	Contingentes	CAÑAHUATE	58,618
VIM	VIM 5	Contingentes	ACORDEON	36,613
VIM	VIM 5	Contingentes	OCARINA	31,070
VIM	VIM 21	Contingentes	TORONJA	20,404
VIM	VIM 21	Contingentes	BREVA	20,303
VIM	LA CRECIENTE	Contingentes	LA CRECIENTE A	5,087
VIM	GUAMA	Contingentes	PEDERNALITO	321
VIM	LA CRECIENTE	Contingentes	LA CRECIENTE I	218
VIM	LA CRECIENTE	Contingentes	LA CRECIENTE D	218
VIM	LA CRECIENTE	Contingentes	APAMATE	121
VIM	GUAMA	Contingentes	COTORRA	18
VIM	GUAMA	Contingentes	CAPURE	9

Fuente: IRR 2019 ANH

**Tabla 12: Recursos Contingentes adicionales - Cuenca VIM Escenario Medio MPC**

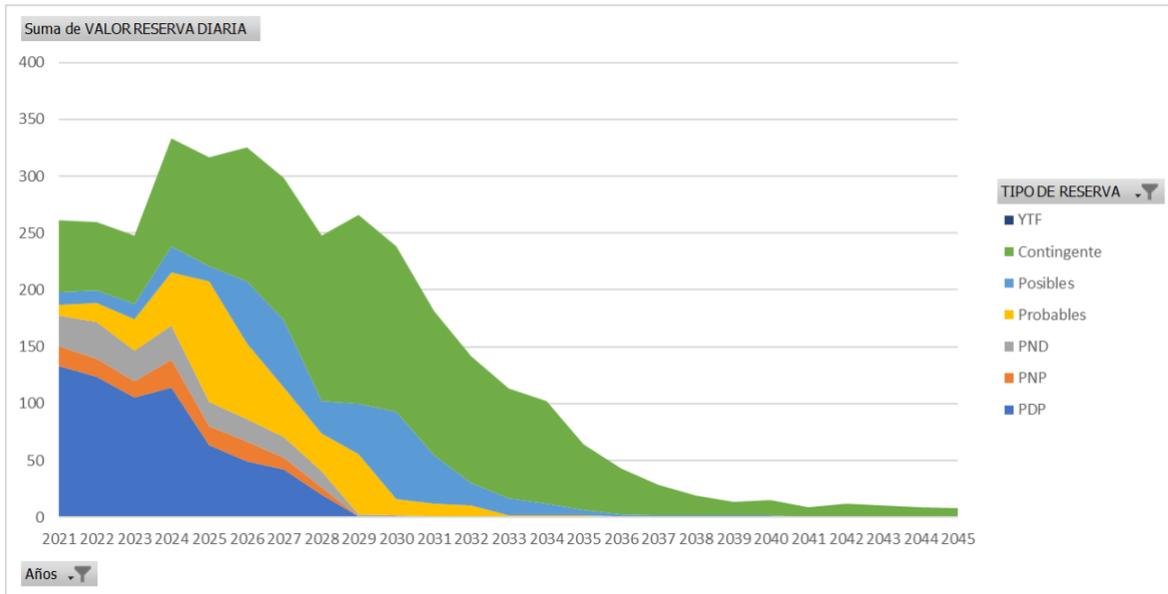
Cuenca	Contrato	Recursos	Recursos Adic. MPC
VIM	VIM 1	Contingentes	139,786
VIM	VIM-5	Contingentes	103,402
VIM	VIM 21	Contingentes	68,935
VIM	Esperanza	Contingentes	34,467

Fuente: Cálculos propios UT Prospección UPME 2020

El aporte de los contratos Esperanza (campos Nelson, Palmer), VIM 5 (Clarinete y Pandereta), La Creciente, VIM 1 (nuevo descubrimiento La Belleza -1) y Samán (Mamey y Bonga) llevan a que este escenario, alcance producciones cercanas a los 350 MPCD en el año 2026 (Figura 41), manteniendo Producciones por encima de

los 250 MPCD del año 2021 al año 2030 cuando comenzaría la declinación general de la cuenca

**Figura 41: Escenario Medio Gas VIM**



Fuente: Cálculos propios UT Prospección UPME 2020

En la **Tabla 13** y **Tabla 14**, se presenta el pronóstico de producción las reservas para el escenario.

**Tabla 13: Pronóstico de producción Cuenca VIM Escenario Medio 2021-2045 en MPCD**

Año	PDP	PNP	PND	Probables	Posibles	Contingente	YTF	Total general
2021	133.31	16.98	27.54	9.35	11.03	63.29	-	261.50
2022	123.47	16.34	31.88	16.83	11.08	60.32	-	259.93
2023	105.75	13.75	27.24	27.66	13.06	60.31	-	247.76
2024	114.11	24.82	29.71	46.67	22.84	95.24	-	333.38
2025	63.15	17.35	21.40	105.62	13.26	95.48	-	316.26
2026	49.37	17.01	20.03	66.31	55.13	117.15	-	324.99
2027	42.45	10.26	17.58	43.62	59.29	125.18	-	298.37
2028	20.07	6.33	14.13	33.38	28.28	145.26	-	247.45
2029	1.40	-	1.55	52.99	44.36	165.44	-	265.74
2030	1.16	-	0.69	14.61	76.54	145.22	-	238.22
2031	0.97	-	0.37	11.04	42.29	127.08	-	181.76
2032	0.72	-	0.30	9.29	19.99	111.68	-	141.99
2033	0.61	-	0.24	1.35	14.65	96.68	-	113.53
2034	-	-	-	1.96	10.35	89.70	-	102.01
2035	-	-	-	1.61	4.71	58.17	-	64.48
2036	-	-	-	1.35	1.08	40.18	-	42.62
2037	-	-	-	1.24	0.95	26.93	-	29.12
2038	-	-	-	1.13	0.91	17.50	-	19.54
2039	-	-	-	0.98	0.94	12.01	-	13.92
2040	-	-	-	0.90	0.91	13.53	-	15.34
2041	-	-	-	-	-	9.29	-	9.29
2042	-	-	-	-	-	11.93	-	11.93
2043	-	-	-	-	-	10.39	-	10.39
2044	-	-	-	-	-	8.94	-	8.94
2045	-	-	-	-	-	8.05	-	8.05

Fuente: Cálculos propios UT Prospección UPME 2020

**Tabla 14: Cuenca VIM - Reservas / recursos de gas - Escenario Medio 2021-2045**

Reservas	MPC
PDP	239,774
PNP	44,860
PND	70,361
<b>1P</b>	<b>354,996</b>
Probables	163,573
Posibles	157,622
<b>3P</b>	<b>676,192</b>
Contingente	626,363
YTF	-

Fuente: Cálculos propios UT Prospección UPME 2020

Este escenario desarrolla unos volúmenes de 1,30 Tera Pies Cúbicos de gas, 676 Gigas de reservas 3P y 626 Gigas de recursos contingentes.

### 10.2.2.3 ESCENARIO ALTO

En la construcción del Escenario Alto se incluyen los volúmenes del Escenario Medio y los recursos exploratorios de los YTF que se presentan en la **Tabla 15**.

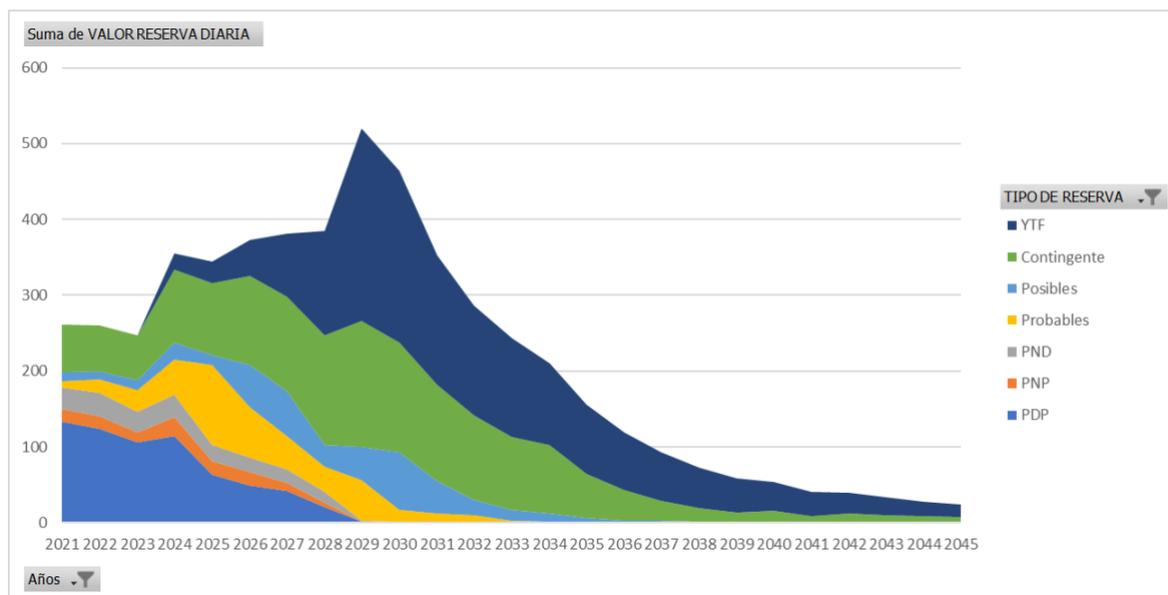
**Tabla 15: Recursos exploratorios YTF - Cuenca VIM Escenario Alto MPC**

Cuenca	Contrato	Recursos	Recursos Adic. MPC
VIM	VIM 21-VIM-5-VIM-1 PERDICES	YTF	562,411
VIM	GUAMA - VIM 22	YTF	108,008

Fuente: Cálculos propios UT Prospección UPME 2020

Las dos subcuencas de Plato y San Jorge son igualmente de alto potencial para adicionar reservas de gas. Con la incorporación de los prospectos exploratorios YTF calculados por la UT Prospección UPME 2020 se alcanzarían niveles de producción cercanos a los 550 MPCD (Figura 42), valores en la producción pico, equivalente a la que hoy tiene el Piedemonte Llanero para posteriormente mantener volúmenes cercanos a los 300 MPCD del año 2024 al año 2033.

**Figura 42: Escenario alto gas VIM**



Fuente: Cálculos propios UT Prospección UPME 2020

En la **Tabla 16** y **Tabla 17**, se presentan los pronósticos de producción y las reservas para el escenario.

**Tabla 16: Pronóstico de producción Cuenca VIM Escenario Alto 2021-2045 en MPCD**

Año	PDP	PNP	PND	Probables	Posibles	Contingente	YTF	Total general
2021	133.31	16.98	27.54	9.35	11.03	63.29	-	261.50
2022	123.47	16.34	31.88	16.83	11.08	60.32	-	259.93
2023	105.75	13.75	27.24	27.66	13.06	60.31	-	247.76
2024	114.11	24.82	29.71	46.67	22.84	95.24	21.47	354.84
2025	63.15	17.35	21.40	105.62	13.26	95.48	28.18	344.44
2026	49.37	17.01	20.03	66.31	55.13	117.15	48.24	373.23
2027	42.45	10.26	17.58	43.62	59.29	125.18	83.14	381.51
2028	20.07	6.33	14.13	33.38	28.28	145.26	137.03	384.48
2029	1.40	-	1.55	52.99	44.36	165.44	254.20	519.95
2030	1.16	-	0.69	14.61	76.54	145.22	225.73	463.95
2031	0.97	-	0.37	11.04	42.29	127.08	171.04	352.80
2032	0.72	-	0.30	9.29	19.99	111.68	144.06	286.04
2033	0.61	-	0.24	1.35	14.65	96.68	130.17	243.70
2034	-	-	-	1.96	10.35	89.70	108.65	210.66
2035	-	-	-	1.61	4.71	58.17	90.86	155.34
2036	-	-	-	1.35	1.08	40.18	76.11	118.73
2037	-	-	-	1.24	0.95	26.93	63.86	92.98
2038	-	-	-	1.13	0.91	17.50	53.65	73.19
2039	-	-	-	0.98	0.94	12.01	45.13	59.05
2040	-	-	-	0.90	0.91	13.53	38.01	53.35
2041	-	-	-	-	-	9.29	32.04	41.33
2042	-	-	-	-	-	11.93	27.03	38.97
2043	-	-	-	-	-	10.39	22.83	33.22
2044	-	-	-	-	-	8.94	18.45	27.39
2045	-	-	-	-	-	8.05	15.69	23.73

Fuente: Cálculos propios UT Prospección UPME 2020

**Tabla 17: Cuenca VIM - Reservas / recursos de gas - Escenario Alto 2021-2045**

Reservas	MPC
PDP	239,774
PNP	44,860
PND	70,361
<b>1P</b>	<b>354,996</b>
Probables	163,573
Posibles	157,622
<b>3P</b>	<b>676,192</b>
Contingente	626,363
YTF	670,420
No convencionales	

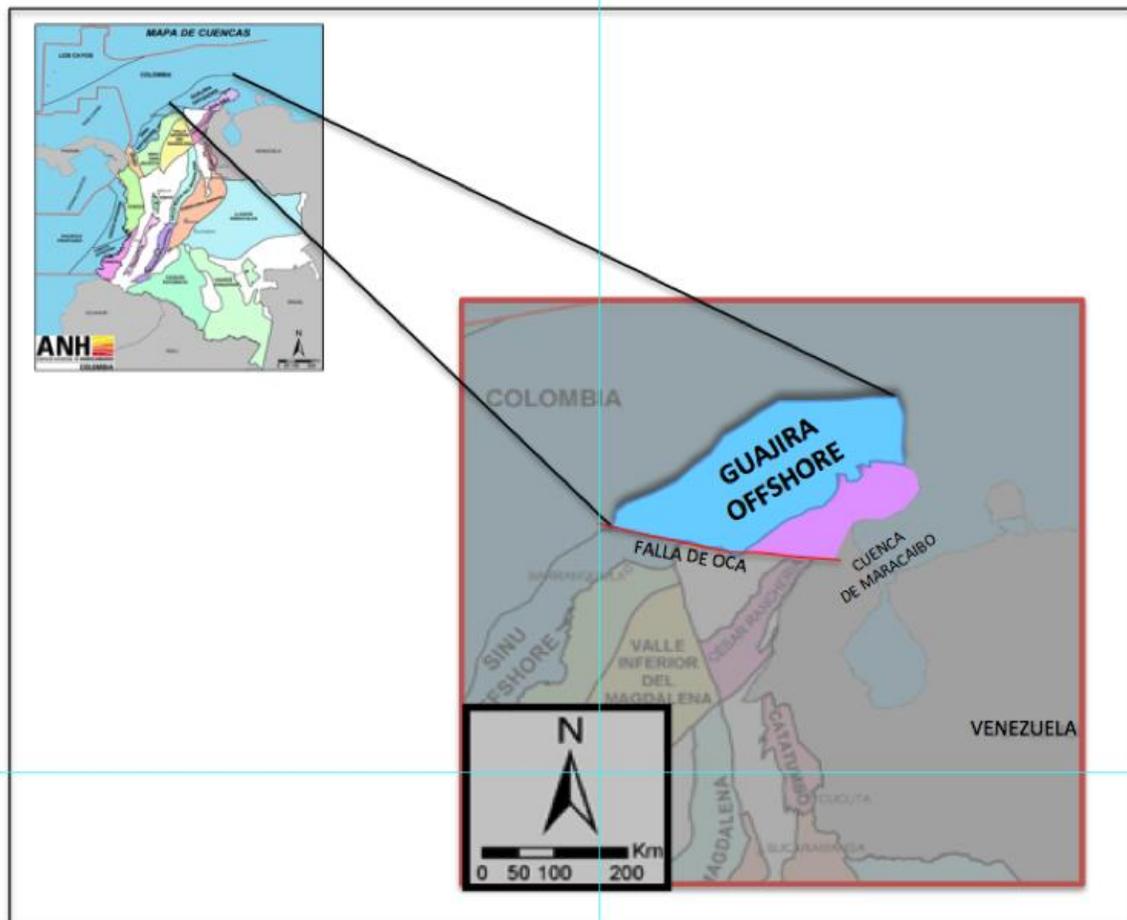
Fuente: Cálculos propios UT Prospección UPME 2020

El escenario alto plantea la producción futura de reservas, recursos contingentes y recursos prospectivos que sumarían en el periodo 2021 a 2045 un volumen total de 1,97 Tera Pies Cúbicos. En donde el componente exploratorio, el de mayor riesgo, aportaría 670 Giga Pies Cúbicos, los recursos contingentes en campos descubiertos 626 Giga Pies Cúbicos y las reservas 3P 676 Giga Pies Cúbicos.

### **10.3 CUENCA GUAJIRA OFFSHORE**

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

Figura 43: Localización de la cuenca Guajira Offshore



Fuente: Tomada de (ANH, 2007)

### 10.3.1 RECURSOS PROSPECTIVOS

En la cuenca Guajira Offshore, existen 2 campos que producen gas, de acuerdo con el informe publicado por la Agencia Nacional de Hidrocarburos ANH, “Producción fiscalizada gas 2020 septiembre”.

#### 10.3.1.1 HISTORIA EXPLORATORIA

La exploración en la cuenca Guajira Offshore comenzó en 1948 con la perforación del pozo Rancheria-1 y posterior descubrimiento del primer campo comercial en el

Offshore Colombiano (1973), Chuchupa, con un POES mayor de 800 MBPE. En la década de los 1970's, se perforaron 11 pozos exploratorios en el Offshore y se descubrieron adicionalmente el campo Ballena (Offshore) en 1973 con POES cercano a 300 MBPE. En la década de los 1980's, se perforaron 7 pozos exploratorios en el offshore con manifestaciones de gas. En la década de los 2010's, se perforo el pozo Orca-1 (2014) en Offshore con producción de gas y aviso de descubrimiento, se calcula actualmente en cerca de 1 Tera píe Cúbico.

#### 10.3.1.2 ASIGNACION DE AREAS Y ACTIVIDAD EXPLORATORIA

En la cuenca Guajira Offshore se encuentran vigentes, a septiembre de 2020, 6 contratos en exploración y 1 contrato en producción (Figura 44). En los últimos 5 años (2015 - 2020) se han perforado 3 pozos exploratorios sin éxito.

#### 10.3.1.3 VOLÚMENES DE RECURSOS PROSPECTIVOS (YET TO FIND)

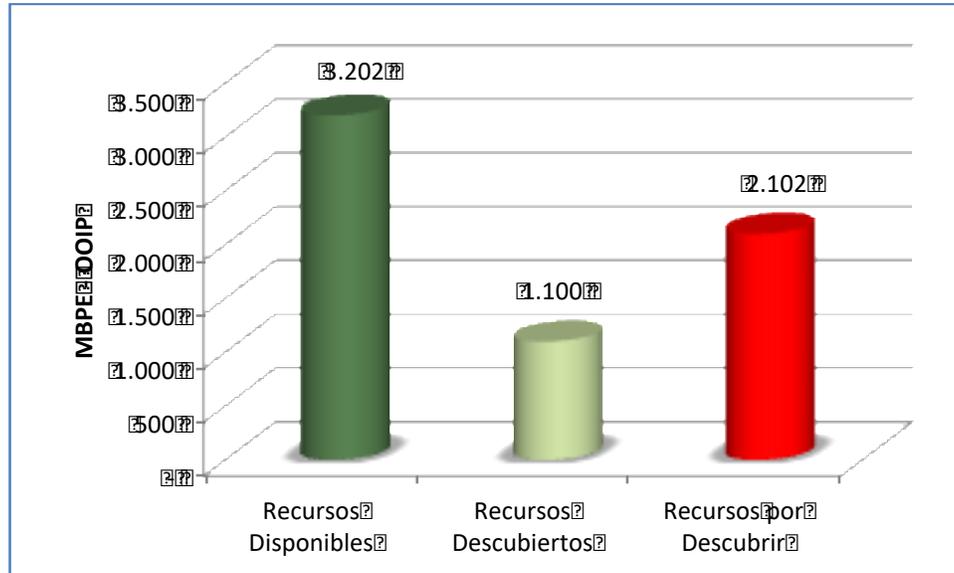
La Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH), en 2018, realizó un estimativo de los recursos por encontrar (OOIP<sup>2</sup> - Original Oil In Place), "Evaluación de los Recursos de Hidrocarburos Remanentes en Colombia (Yet To Find)" en las diferentes cuencas colombianas, especialmente en las cuencas con producción comercial de hidrocarburos.

---

<sup>2</sup> OOIP : Original Oil In Place o Petróleo Inicial In Place (PIIP) o Petróleo Original En Sitio (POES)



Figura 45: Estimativo YTF cuenca Guajira Offshore



Fuente: Tomada de (ANH, 2019)

#### 10.3.1.4 OPORTUNIDADES EXPLORATORIAS IDENTIFICADAS

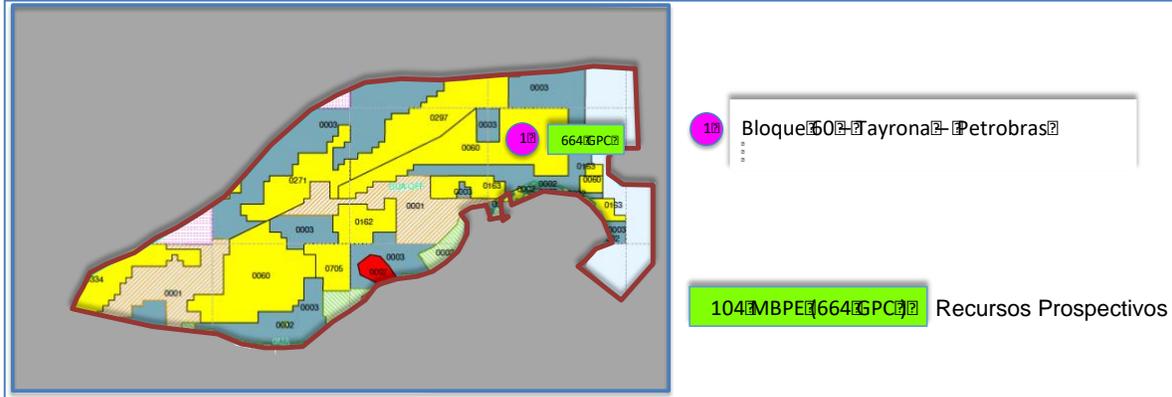
Las compañías operadoras reportaron en 2019 a la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH) los recursos prospectivos en oportunidades exploratorias que han identificado en sus contratos de exploración y producción. Estas oportunidades las compararemos con los volúmenes estimados en el Yet To Find.

Para la cuenca del Guajira Offshore, se han estimado que quedarían por encontrar 2.102 MBPE Original En Sitio y se reportó en IRR 2019, 1 oportunidad en 1 contrato (Figura 46), que alcanza 110 MBPE (664 GPC).

- Bloque 60 – TAYRONA – La oportunidad, Níspero con GOES de 664 GPC y aplicando el 94% de factor de recobro ultimo esperado (IRR 2018) del campo comercial Chuchupa se tendría un volumen recuperable del orden de 624 GPC

Con la información de la cuenca, su historia exploratoria, su prospectividad, el estimado de producción solo se proyectará con los campos comerciales y el descubrimiento de 2014, el cual se encuentra en evaluación y el inicio de su delimitación y desarrollo podría tomar más de 10 años. Con base en la actividad exploratoria de la cuenca, un nuevo descubrimiento no aportaría producción dentro del horizonte de tiempo de este estudio.

**Figura 46: GOES en oportunidades exploratorias identificadas por las compañías operadoras en la cuenca Guajira Offshore**



Fuente: UT Prospección UPME 2020. ANH IRR 2019

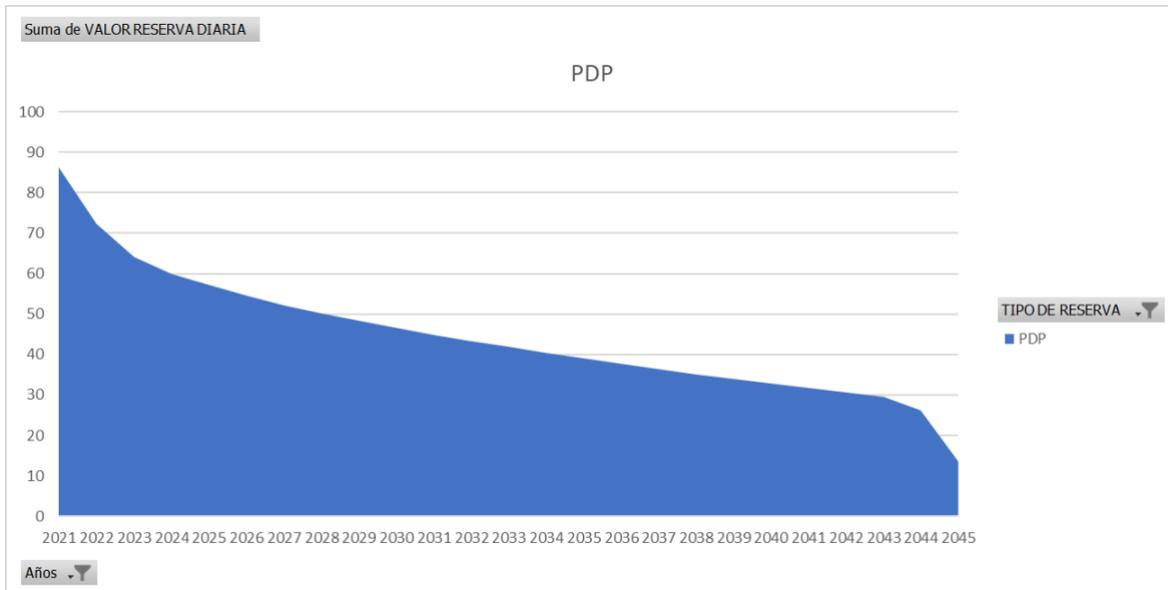
### 10.3.2 ESCENARIOS DE PRODUCCIÓN

Con la información de la cuenca, su historia exploratoria, su prospectividad, el estimado de producción solo se proyectará con los campos comerciales y el descubrimiento de 2014, el cual se encuentra en evaluación y el inicio de su delimitación y desarrollo podría tomar más de 10 años. Con base en la actividad exploratoria de la cuenca, un nuevo descubrimiento no aportaría producción dentro del horizonte de tiempo de este estudio.

#### 10.3.2.1 ESCENARIO BAJO

Este escenario considera las reservas probadas desarrolladas del informe del IRR 2019, Figura 47, con su declinación actual que ha sido bastante fuerte en los últimos años por la intrusión de agua.

**Figura 47: Escenario Bajo gas Guajira Offshore**



Fuente: Cálculos propios UT Prospección UPME 2020

En la **Tabla 18** y **Tabla 19**, se presenta el pronóstico de producción y las reservas para el escenario.

**Tabla 18: Pronóstico de producción Cuenca GUA OFS Escenario Bajo 2021-2045 en MPCD**

Año	PDP	PND	PNP	Probables	Posibles	Total general
2021	86.34					86.34
2022	72.25					72.25
2023	64.09					64.09
2024	59.92					59.92
2025	57.20					57.20
2026	54.60					54.60
2027	52.15					52.15
2028	50.05					50.05
2029	48.27					48.27
2030	46.56					46.56
2031	44.92					44.92
2032	43.35					43.35
2033	41.84					41.84
2034	40.39					40.39
2035	39.00					39.00
2036	37.66					37.66
2037	36.37					36.37
2038	35.14					35.14
2039	33.95					33.95
2040	32.81					32.81
2041	31.71					31.71
2042	30.66					30.66
2043	29.65					29.65
2044	26.25					26.25
2045	13.48					13.48

Fuente: Cálculos propios UT Prospección UPME 2020

**Tabla 19: Cuenca GUA OFS - Reservas / recursos de gas - Escenario Bajo 2021-2045**

Reservas	MPC
PDP	404,894
PNP	-
PND	-
<b>1P</b>	<b>404,894</b>
Probables	-
Posibles	-
<b>3P</b>	<b>404,894</b>

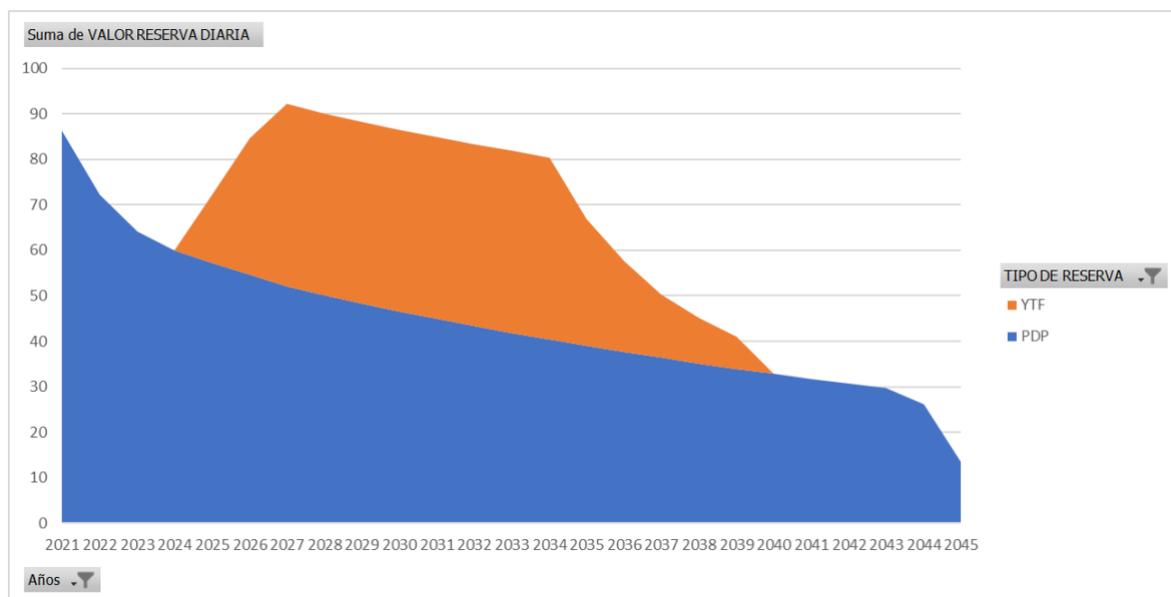
Fuente: Cálculos propios UT Prospección UPME 2020

Este escenario produce las 404,89 Gigas de reservas probadas desarrolladas produciendo (PDP).

### 10.3.2.2 ESCENARIO MEDIO

Este escenario se construye con los volúmenes del Escenario Bajo (básicamente las producciones de Chuchupa y Ballena) más los recursos prospectivos del Bloque Tayrona del hallazgo de Orca de hace cinco años y que entra en pruebas extensas de producción para el año 2021 y en producción comercial para el año 2025. Se considera para Tayrona el perfil Bajo de producción. En la Figura 48 se presenta la producción del Escenario.

**Figura 48: Escenario medio gas Guajira Offshore**



Fuente: Cálculos propios UT Prospección UPME 2020

En la **Tabla 20** y **Tabla 21**, se presenta el pronóstico de producción y las reservas para el escenario.

**Tabla 20: Pronóstico de producción Cuenca GUA OFS Escenario Medio 2021-2045 en MPCD**

Año	PDP	PNP	PND	Probables	Posibles	Contingente	YTF	Total general
2021	86.34						-	86.34
2022	72.25						-	72.25
2023	64.09						-	64.09
2024	59.92						-	59.92
2025	57.20						15.00	72.20
2026	54.60						30.00	84.60
2027	52.15						40.00	92.15
2028	50.05						40.00	90.05
2029	48.27						40.00	88.27
2030	46.56						40.00	86.56
2031	44.92						40.00	84.92
2032	43.35						40.00	83.35
2033	41.84						40.00	81.84
2034	40.39						40.00	80.39
2035	39.00						28.00	67.00
2036	37.66						20.00	57.66
2037	36.37						14.00	50.37
2038	35.14						10.00	45.14
2039	33.95						7.00	40.95
2040	32.81						-	32.81
2041	31.71						-	31.71
2042	30.66						-	30.66
2043	29.65						-	29.65
2044	26.25						-	26.25
2045	13.48						-	13.48

Fuente: Cálculos propios UT Prospección UPME 2020

**Tabla 21: Cuenca GUA OFS - Reservas / recursos de gas - Escenario Medio 2021-2045**

Reservas	MPC
PDP	404,894
PNP	
PND	
<b>1P</b>	<b>404,894</b>
Probables	
Posibles	
<b>3P</b>	<b>404,894</b>
Contingente	
YTF	162,160

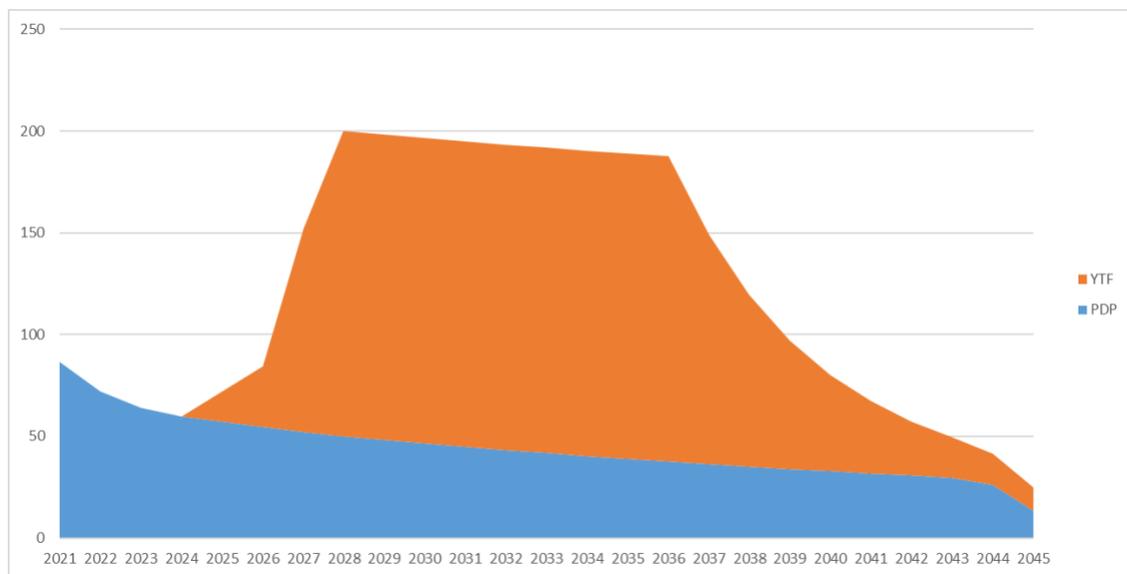
Fuente: Cálculos propios UT Prospección UPME 2020

En este escenario se producirían unos volúmenes de 567,18 Giga Pies Cúbicos, 404 de PDP y 162.1 Giga Pies Cúbicos en el bloque Tayrona.

### 10.3.2.3 ESCENARIO ALTO

Este escenario se construye con los volúmenes del Escenario Bajo más los recursos prospectivos del Bloque Tayrona del hallazgo de Orca, calculado con un perfil alto de producción (Figura 49).

**Figura 49: Escenario alto gas offshore Guajira**



Fuente: Cálculos propios UT Prospección UPME 2020

En la

Tabla 22 y Tabla 23, se presenta el pronóstico de producción y las reservas para el escenario.

**Tabla 22: Pronóstico de producción Cuenca GUA OFS Escenario Alto 2021-2045 en MPCD**

Año	PDP	PNP	PND	Probables	Posibles	Contingente	YTF	Total general
2021	86.34						-	86.34
2022	72.25						-	72.25
2023	64.09						-	64.09
2024	59.92						-	59.92
2025	57.20						15.00	72.20
2026	54.60						30.00	84.60
2027	52.15						100.00	152.15
2028	50.05						150.00	200.05
2029	48.27						150.00	198.27
2030	46.56						150.00	196.56
2031	44.92						150.00	194.92
2032	43.35						150.00	193.35
2033	41.84						150.00	191.84
2034	40.39						150.00	190.39
2035	39.00						150.00	189.00
2036	37.66						150.00	187.66
2037	36.37						112.50	148.87
2038	35.14						84.38	119.51
2039	33.95						63.28	97.23
2040	32.81						47.46	80.27
2041	31.71						35.60	67.31
2042	30.66						26.70	57.36
2043	29.65						20.02	49.67
2044	26.25						15.02	41.27
2045	13.48						11.26	24.74

Fuente: Cálculos propios UT Prospección UPME 2020

**Tabla 23: Cuenca GUA OFS - Reservas / recursos de gas - Escenario Alto 2021-2045**

Reservas	MPC
PDP	404,894
PNP	
PND	
<b>1P</b>	<b>404,894</b>
Probables	
Posibles	
<b>3P</b>	<b>404,894</b>
Contingente	
YTF	698,105

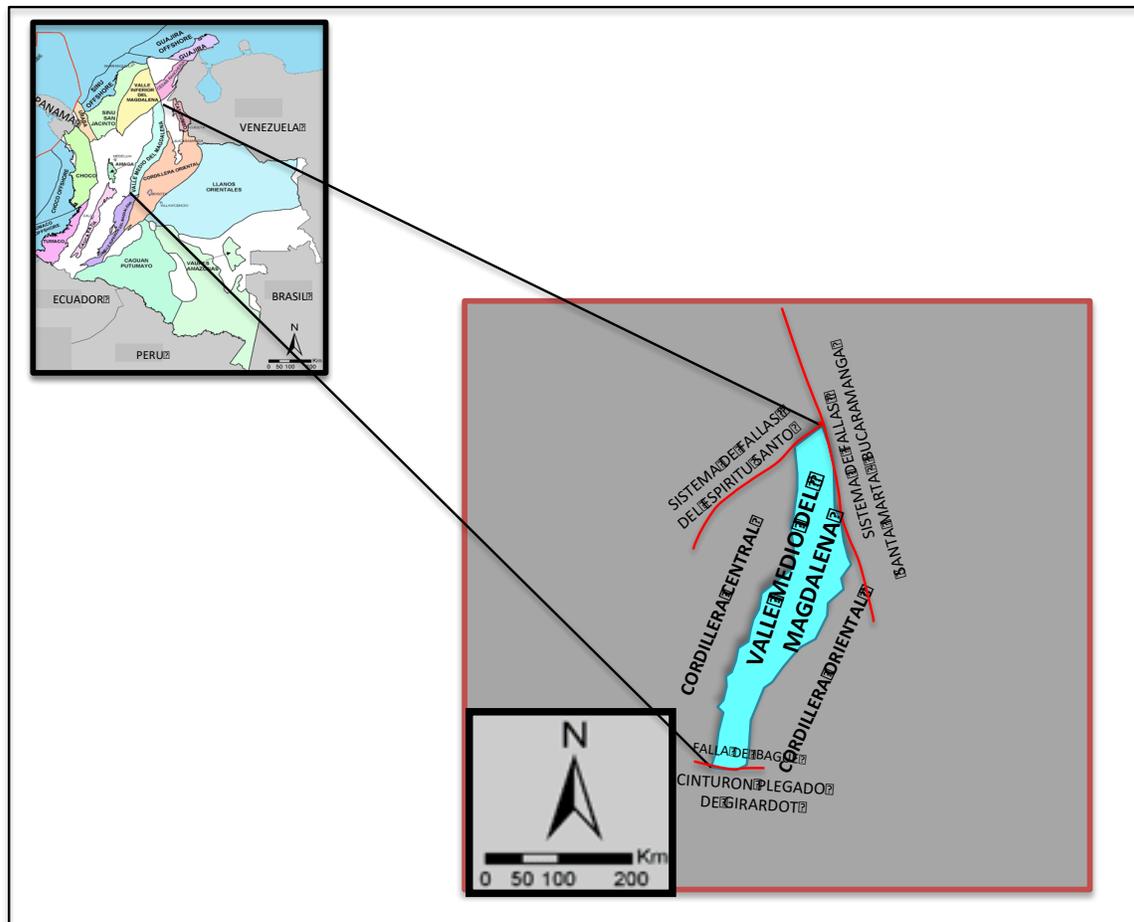
Fuente: Cálculos propios UT Prospección UPME 2020

Los volúmenes considerados en este escenario son del orden de 1.1 Tera Pies Cúbicos , 404.9 Giga Pies Cúbicos de las reservas probadas desarrolladas en los campos Chuchupa y Ballena y 698.1 Giga Pies Cúbicos del bloque Tayrona.

#### 10.4 CUENCA VALLE MEDIO DEL MAGDALENA (VMM)

La cuenca del Valle Medio del Magdalena está localizada (Figura 50) al oeste de la cuenca de la Cordillera Oriental y es separada de la cuenca del Valle Superior del Magdalena por la Falla de Ibagué (lateral derecha) y el Cinturón Plegado de Girardot (Sarmiento, 2011). Su límite norte está definido por el sistema de fallas del Espíritu Santo y el nororiental por el sistema de fallas Santa Marta - Bucaramanga (ANH, 2011).

Figura 50: Localización de la cuenca del Valle Medio del Magdalena



Fuente: Tomada de (ANH, 2007)

#### 10.4.1 RECURSOS PROSPECTIVOS

- YACIMIENTOS CONVENCIONALES

En la cuenca del Valle Medio del Magdalena, se encuentran 56 campos que producen gas asociado a la producción de petróleo, de acuerdo con el informe publicado por la Agencia Nacional de Hidrocarburos ANH, "Producción fiscalizada gas 2020 septiembre".

- YACIMIENTOS NO CONVENCIONALES (YNC)

Las estimaciones de Ecopetrol, basadas en el estudio “Potencial de recursos No Convencionales en Colombia” del 2014, en la cuenca del Valle Medio del Magdalena se podrían recuperar líquidos entre 4 y 7 MBIs y gas entre 4 y 13 Tera pies cúbicos.

#### 10.4.1.1 HISTORIA EXPLORATORIA

La historia exploratoria de la cuenca del Valle Medio del Magdalena comenzó en 1918 con la perforación del pozo Infantas-1 y posterior descubrimiento del primer campo gigante del país (1921), La Cira-Infantas, con un POES mayor de 4.000 MBIs.

Entre las décadas de los 30’s y los 50’s se descubrieron los campos de La Salina y Lisama con POES cercanos a los 200 MBIs, Cantagallo, Casabe, Palagua, con POES mayores a 1.000 MBIs, Velásquez y Provincia, con POES mayor a 500 MBIs y Galán con POES menor a 500 MBIs.

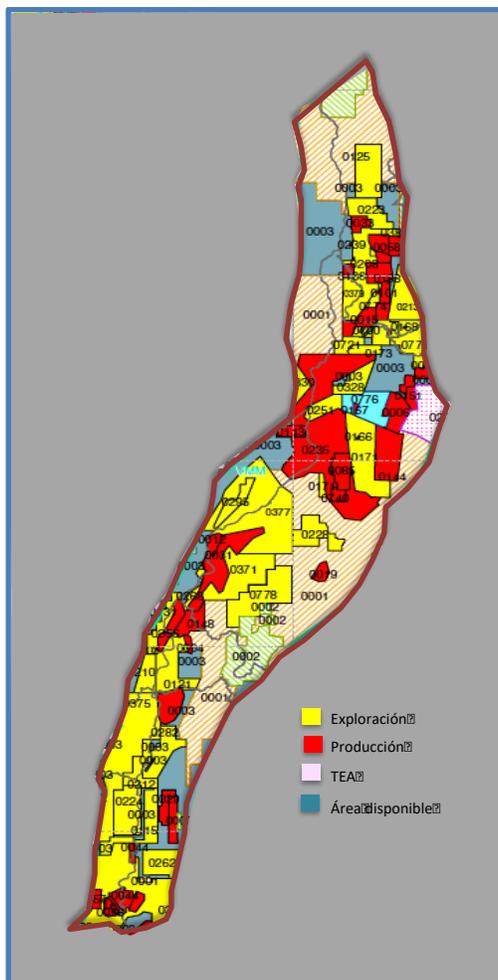
En las décadas de los 60’s y los 90’s se descubrieron los campos de Tisquirama y Payoa con POES cercano a 200 MBIs, Nare y Cocorná con POES cercano a 150 MBIs y el Campo Nutria con POES de 100 MBIs, Teca y Jazmín con POES mayor de 500 MBIs, Los Ángeles con POES menor a 50 MBIs, y algunos campos con POES menor a 1 MBIs como los de Liebre y Serafín.

En la década de los 2000’s se perforaron nuevos conceptos geológicos, como La Cira profundo y se descubrieron nuevos campos pequeños como Arce con POES menor a 1 MBIs y campos cercanos a campos existentes como Corazón West con POES menor a 10 MBIs y UnderRiver con POES mayor a 200 MBIs. En 2010’s se continúa probando nuevos conceptos geológicos como los de los campos Aullador, Oso pardo y Mono Araña con POES entre 10 MBIs y 25 MBIs.

#### 10.4.1.2 ASIGNACION DE AREAS Y ACTIVIDAD EXPLORATORIA

En la cuenca del Valle Medio del Magdalena se encuentran vigentes, a septiembre de 2020, 33 contratos en exploración y 40 contratos en producción (Figura 51). En los últimos 5 años (2015 - 2020) se han perforado 27 pozos exploratorios, de los cuales 9 tuvieron manifestaciones de hidrocarburos para un porcentaje de éxito de 33%.

Figura 51: Mapa de tierras cuenca del Valle Medio del Magdalena

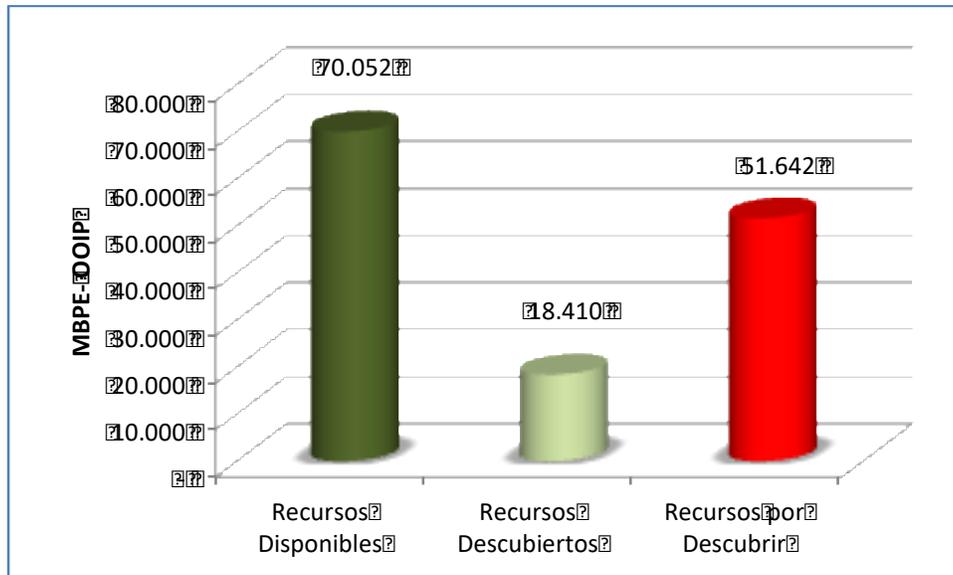


Fuente: Tomada de (ANH, 2020)

### 10.4.1.3 VOLÚMENES DE RECURSOS PROSPECTIVOS (YET TO FIND)

En el estudio “Evaluación de los Recursos de Hidrocarburos remanentes en Colombia (Yet To Find)”, presentado por la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH) en julio de 2019, estimo en la cuenca Valle Medio del Magdalena, 70.052 MBPE de Hidrocarburos Disponibles (2% OOIP), de los cuales se han descubierto 18.410 MBPE (OOIP), quedarían por encontrar 51.642 MBPE Original En Sitio (Figura 52).

Figura 52: Estimativo YTF cuenca Valle Medio del Magdalena (VMM)



Fuente: Tomada de (ANH, 2019)

Con la información de la cuenca, su historia exploratoria, su prospectividad, el volumen total descubierto y la proyección de producción con base en el factor de recobro esperado para cada campo, proyectamos que los descubrimientos de petróleo y su gas asociado en los próximos 10 años sería de 10.138 MBPE de los 51.642 MBPE por encontrar para su desarrollo antes de 25 años. Por sus características la Provincia Occidente de Crudos Pesados con escasa producción de gas usada exclusivamente en la operación de los campos, no es considerada en este ejercicio.

#### 10.4.1.4 ESCENARIO DE GAS CUENCA VALLE MEDIO DEL MAGDALENA

##### Escenario de potenciales hallazgos de acuerdo con la actividad exploratoria en la cuenca de gas asociado a la producción de petróleo.

###### - Provincia Norte: Buturama-Los Ángeles:

- Tres (3) campos tipo Acordionero (100 MBPE) con un 28,5 % de factor de recobro con un POES de 1.050 MBPE.
- Un (1) campo tipo San Roque (15 MBPE) con un recobro de 15 % para un POES de 100 MBPE.

- **Provincia Centro:** Cristalina-La Cira Infantas

- Dos campos tipo Cantagallo (125 MBPE), 15 % de factor de recobro con un POES de 1700 MBPE.
- Dos (2) campos tipo Casabe (100 MBPE), 20% de factor de recobro con un POES de 1.000 MBPE.

- **Provincia Oriente:** Provincia-Lisama- Opón

- Dos (2) campos tipo Payoa (729 GPC), 95% de factor de recobro con un GOES de 1.528 GPC.
- Un (1) campo tipo Provincia (708 GPC), 81% de factor de recobro con un GOES de 870 GPC.

- **Provincia Sur:** Guaduas-Toqui-Toqui.

- Dos (2) campos tipo Velásquez (30 MBPE), 21% de factor de recobro con un POES de 286 MBPE.
- Ocho (8) campos tipo Toqui-Toqui (7 MBPE), 15 % de factor de recobro con un POES de 373 MBPE.

#### 10.4.1.5 OPORTUNIDADES EXPLORATORIAS IDENTIFICADAS VS YTF

Las compañías operadoras reportaron en 2019 a la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH) los recursos prospectivos en oportunidades exploratorias que han identificado en sus contratos de exploración y producción. Estas oportunidades las compararemos con los volúmenes estimados en el Yet To Find.

Para la cuenca del Valle Medio del Magdalena, las compañías reportaron en IRR 2019, 5 oportunidades de gas en 4 contratos (Figura 53), las cuales alcanzan 2.4 Tera pies cúbicos, en donde se observan oportunidades relacionadas con los campos tipo definidos en el numeral 2.4.1.4, como:

- **Provincia Norte:** Buturama-Los Ángeles:

- Bloque 15 – TISQUIRAMA A-B – La oportunidad, San Gabriel con GOES de 3 GPC y aplicando el 15% de factor de recobro, como el campo tipo San Roque se tendría un volumen recuperable del orden de 0,5 GPC (0,08 MBIs) (un doceavo de campo del campo en la proyección del YTF).

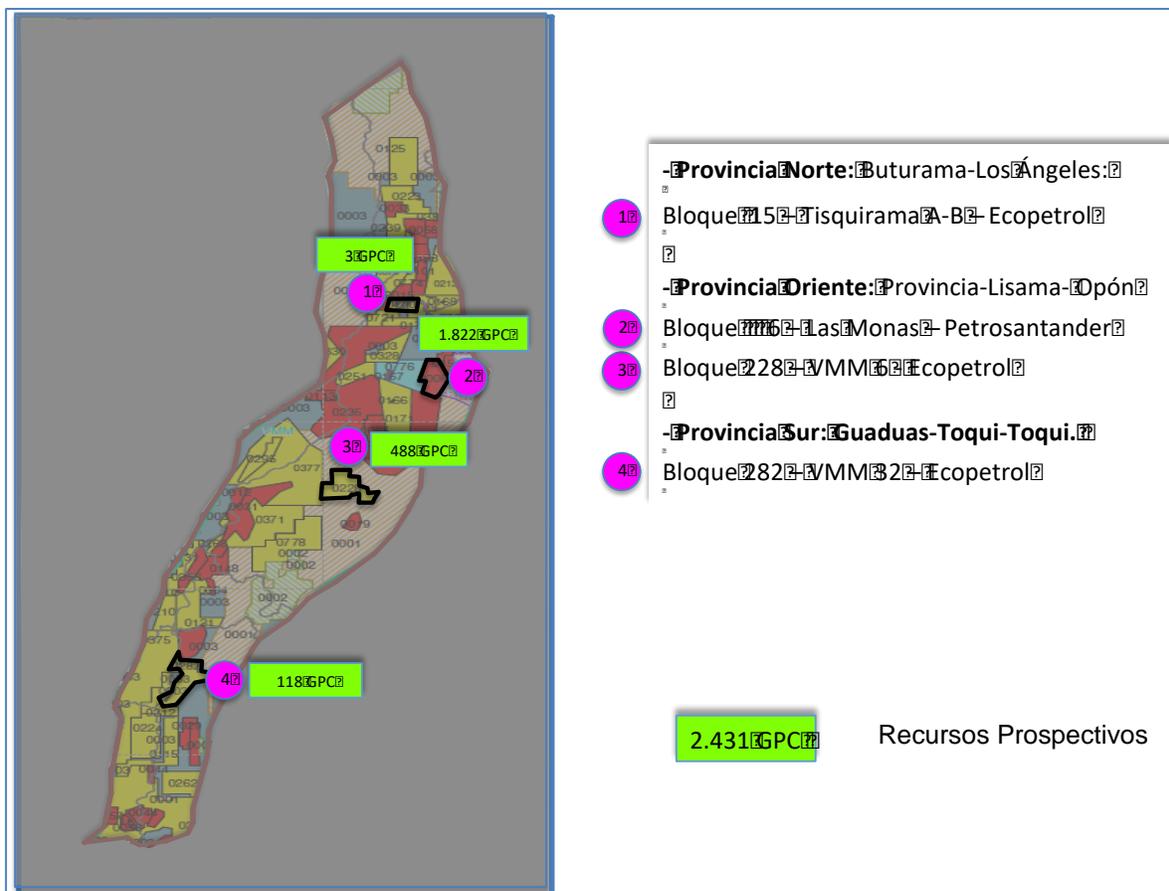
**- Provincia Oriente: Provincia-Lisama- Opón**

- Bloque 6 – LAS MONAS (CARARE-LAS MONAS) – La oportunidad, Santa Bárbara con GOES de 1.822 GPC y aplicando el 95% de factor de recobro, como el campo tipo Payoa se tendría un volumen recuperable del orden de 1.730 GPC (2 campos de los 2 considerados en la proyección del YTF).
- Bloque 228 – VMM 6 – Las oportunidades, Nafta y Óleum con GOES de 488 GPC y aplicando el 81% de factor de recobro, como el campo tipo Provincia se tendría un volumen recuperable del orden de 395 GPC (medio campo de los 2 considerados en la proyección del YTF).

**- Provincia Sur: Guaduas-Toqui-Toqui.**

- Bloque 282 – VMM 32 – La oportunidad, Panela con GOES de 118 GPC y aplicando el 21% de factor de recobro, como el campo tipo Velásquez se tendría un volumen recuperable del orden de 25 GPC (4 MBPE) (un séptimo de campo de los 2 considerados en la proyección del YTF).

**Figura 53: GOES en oportunidades exploratorias identificadas por las compañías operadoras en la cuenca Valle Medio del Magdalena**



Fuente: UT Prospección UPME 2020. ANH IRR 2019

#### 10.4.2 ESCENARIOS DE PRODUCCIÓN

La producción de gas de la cuenca es relativamente baja, comparada con la importancia de la cuenca en petróleo y su producción ha estado por debajo de los 100 MPCD, por lo que es la cuarta cuenca en importancia en producción de gas en yacimientos convencionales.

Sin embargo, si se habla de los Yacimientos No Convencionales (YNC), la realidad es que existen fundamentos para esperar en Yacimientos de roca Generadora (YRG) acumulaciones enormes en el subsuelo de la cuenca a nivel del Cretáceo particularmente en las formaciones La Luna y Tablazo, la Luna con mayor potencialidad de crudo y en Tablazo petróleo con un importante porcentaje de gas

asociado. Estas rocas han generado una gran parte de los hidrocarburos encontrados en Colombia y Venezuela.

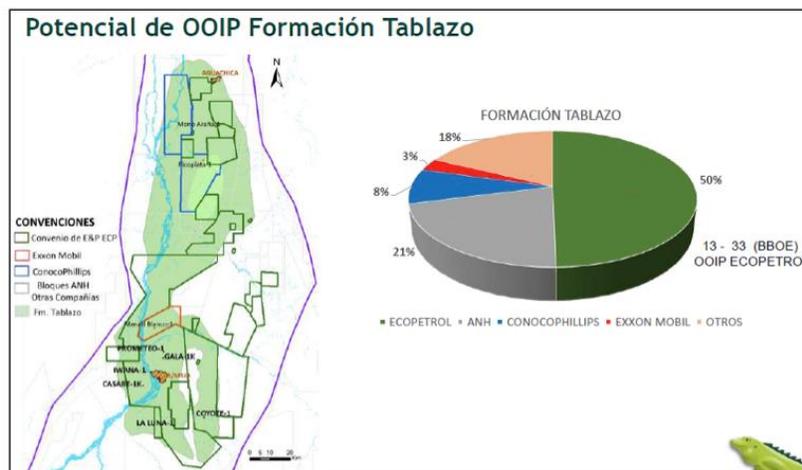
La formación Tablazo en la Figura 54, tiene una potencialidad importante estimada por Ecopetrol entre 13 y 33 billones de barriles. De esta formación igualmente se estima que se podrían encontrar un 20% de este volumen como gas entre 6 y 20 Tera Pies Cúbicos.

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

Con la información de corazones y registros desde estos pozos, se requiere ir a la siguiente fase, que es realizar las pruebas de producción a nivel del cretáceo, que no han avanzado por el debate social y ambiental de los potenciales efectos de esta tecnología de fracturamiento hidráulico conocida desde el inicio del siglo XX.

Solamente, llevando a cabo un piloto ahora definido dentro de los CEPI Contratos Especiales para Proyectos de Investigación, se podrá tanto estimar su verdadero potencial, como los riesgos reales a nivel de impacto ambiental y de las comunidades alrededor de sus eventuales desarrollos. Ecopetrol en el bloque 235, Contrato Magdalena Medio llevará a cabo desde el 2021 el primer proyecto piloto de este tipo.

**Figura 54: Potencial de OOIP Tablazo. Presentación Estrategia Ecopetrol 2020-2030**



Fuente: Presentación ECOPETROL Universidad Nacional 2017

Vale la pena acotar que dada la profundidad a la que se han encontrado las mencionadas formaciones a más de 8.000 pies se generan las barreras naturales necesarias por encima de esa formación con diversas zonas impermeables de arcillas que hacen imposible la comunicación entre las estas zonas y las acumulaciones de agua dulce para usos de seres vivos en el suelo.

Igualmente, en las muestras de corazones de los pozos que han alcanzado las profundidades al nivel del cretáceo se encuentra que hay evidencias de fracturas naturales en estos Yacimientos en Roca Generadora (YRG). Eso significa que su explotación requeriría de fracturamiento a una escala inferior a la que la industria internacional ha llamado “Fracking” y los debates pasarían a un segundo plano.

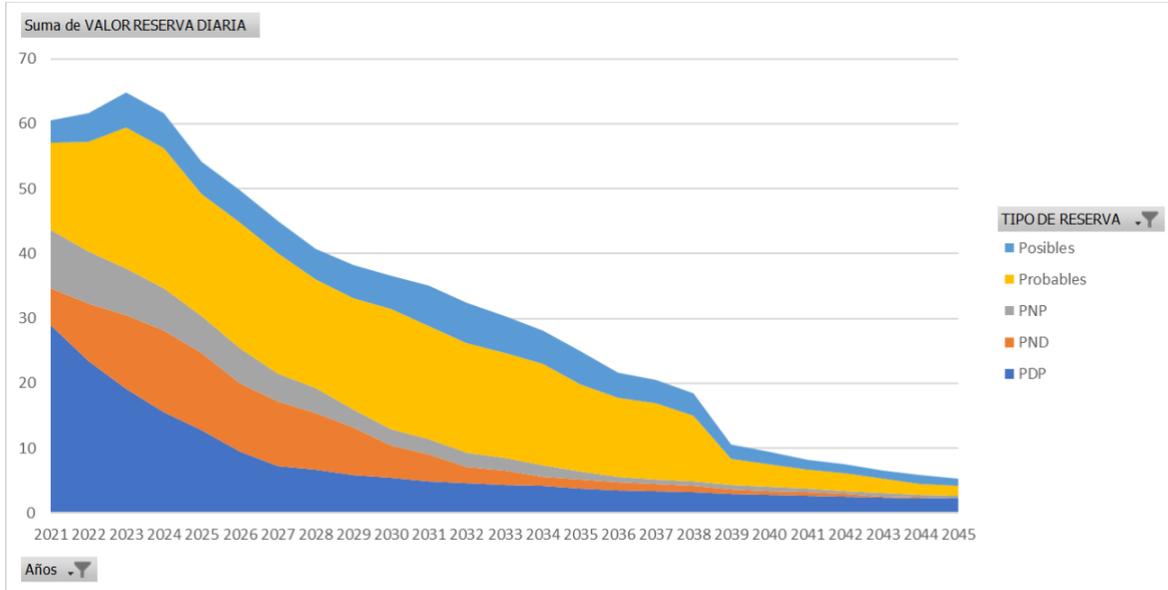
Se reitera la necesidad de perforar varios pozos para definir de que magnitud de recursos o reservas se está hablando, y que se requeriría para la debida explotación de los hidrocarburos presentes en estos yacimientos.

Es importante no olvidar otros yacimientos que no tienen el mismo espesor esperado por los pozos perforados como Simití y Salada pero que podrían ser importantes para la producción futura de gas, el hidrocarburo que se prevé será el más importante en participación energética entre 20 a 30 años.

#### 10.4.2.1 ESCENARIO BAJO

Para el escenario bajo de la cuenca del VMM, se consideraron las reservas probadas (PDP, PNP y PND), probables y posibles del informe de reservas del IRR 2019. Se sensibilizaron las reservas posibles en un 50% en razón a que las actividades de perforación como se explicó en la sección de petróleo se vieron limitadas y el gas se ve afectado porque corresponde en su mayoría a gas asociado al petróleo. En la Figura 55 se presenta los perfiles de producción.

**Figura 55: Escenario Bajo Valle Medio del Magdalena para Gas**



Fuente: Cálculos propios UT Prospección UPME 2020

En la

Tabla 24 y Tabla 25, se presenta el pronóstico de producción y las reservas para el escenario.

**Tabla 24: Pronóstico de producción Cuenca VMM Escenario Bajo 2021-2045 en MPCD**

Año	PDP	PND	PNP	Probables	Posibles	Total general
2021	29.00	5.65	8.97	13.45	3.50	60.56
2022	23.42	8.86	8.05	16.83	4.49	61.65
2023	19.12	11.39	7.18	21.74	5.44	64.88
2024	15.54	12.57	6.57	21.61	5.38	61.67
2025	12.72	12.02	5.61	18.87	5.00	54.22
2026	9.46	10.54	5.34	19.44	4.95	49.73
2027	7.25	10.03	4.24	18.54	5.01	45.07
2028	6.64	8.82	3.79	16.81	4.62	40.67
2029	5.83	7.41	2.75	17.20	5.11	38.29
2030	5.45	4.97	2.51	18.49	5.19	36.62
2031	4.96	4.11	2.36	17.46	6.14	35.04
2032	4.64	2.52	2.16	16.92	6.23	32.46
2033	4.39	2.19	1.98	16.16	5.67	30.39
2034	4.15	1.42	1.81	15.64	5.10	28.11
2035	3.77	1.39	1.32	13.43	5.02	24.93
2036	3.54	1.24	0.81	12.23	3.81	21.63
2037	3.37	1.10	0.75	11.76	3.49	20.46
2038	3.18	0.96	0.68	10.22	3.42	18.47
2039	3.01	0.69	0.63	3.96	2.28	10.57
2040	2.85	0.57	0.58	3.51	1.95	9.46
2041	2.71	0.50	0.54	2.99	1.53	8.26
2042	2.58	0.33	0.50	2.70	1.36	7.47
2043	2.45	0.13	0.46	2.22	1.33	6.59
2044	2.33	0.05	0.43	1.73	1.31	5.85
2045	2.22	0.03	0.39	1.49	1.16	5.29

Fuente: Cálculos propios UT Prospección UPME 2020

El mayor aporte de gas se presenta en las reservas probables con los proyectos incrementales en los campos del contrato Payoia - Las Monas, Provincia y Opón.

**Tabla 25: Cuenca VMM - Reservas / recursos de gas - Escenario Bajo 2021-2045**

Reservas	MPC
PDP	67,405
PNP	25,714
PND	39,985
<b>1P</b>	<b>133,105</b>
Probables	115,184
Posibles	35,974
<b>3P</b>	<b>284,262</b>

Fuente: Cálculos propios UT Prospección UPME 2020

Hay una caída abrupta al final del año 2038, porque al proyecto de Provincia Norte el perfil de producción lo finalizaron con 5.9 MPCD y no lo extendieron más allá. Las reservas 3P para el VMM son de 284.2 Gigas pies cúbicos.

#### 10.4.2.2 ESCENARIO MEDIO

Este escenario considera las reservas del Escenario Bajo sin la sensibilidad del 50% a las reservas posibles, los Recursos Contingentes reportados en el IRR 2019 y que se presentan en la Tabla 26 y los Recursos Prospectivos de 291 gigas provenientes del proyecto YTF de Payoa-Tisquirama-VMM 6.

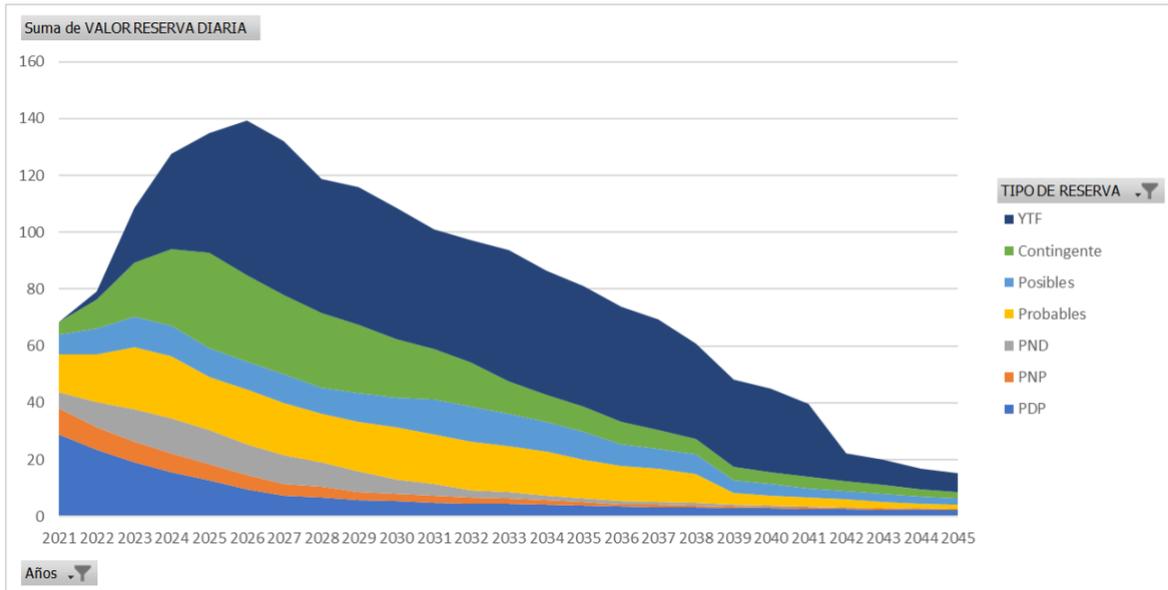
**Tabla 26: Recursos contingentes IRR 2019 - Cuenca VMM Escenario Medio 2021-2045 en MPC**

Cuenca	Contrato	Recursos	Campo Nombre	Recursos IRR2019 MPC
VMM	PROVINCIA-P SUR	Contingentes	PROVINCIA	42,274
VMM	BOLIVAR	Contingentes	CATALINA	25,818
VMM	MAGDALENA MEDIO	Contingentes	LLANITO	17,730
VMM	MANA	Contingentes	MANA	15,657
VMM	OPON	Contingentes	OPON	8,427
VMM	MAGDALENA MEDIO	Contingentes	CASABE	4,132
VMM	NARE	Contingentes	MORICHE	2,707
VMM	RIO OPIA	Contingentes	RIO OPIA	2,325
VMM	LISAMA-NUTRIA	Contingentes	NUTRIA	2,164
VMM	PROVINCIA-P NORTE	Contingentes	BONANZA	1,322
VMM	AMBROSIA	Contingentes	AMBROSIA	897
VMM	CONVENIO AGUAS BLANCAS	Contingentes	AGUAS BLANCAS	647
VMM	LISAMA-NUTRIA	Contingentes	TESORO	296
VMM	LISAMA-NUTRIA	Contingentes	LISAMA	288
VMM	TISQUIRAMA	Contingentes	TISQUIRAMA	246
VMM	PLAYON	Contingentes	AULLADOR	237
VMM	MAGDALENA MEDIO	Contingentes	COLORADO	21

Fuente: Informe IRR 2019 - ANH

En la Figura 56 se presenta el perfil de producción del Escenario Medio.

**Figura 56: Escenario Medio Valle Medio del Magdalena para gas**



Fuente: Cálculos propios UT Prospección UPME 2020

En la **Tabla 27** y **Tabla 28**, se presenta el pronóstico de producción y las reservas y recursos para el escenario.

**Tabla 27: Pronóstico de producción Cuenca VMM Escenario Medio 2021-2045 en MPCD**

Año	PDP	PNP	PND	Probables	Posibles	Contingente	YTF	Total general
2021	29.00	8.97	5.65	13.45	6.99	4.32	-	68.38
2022	23.42	8.05	8.86	16.83	8.98	10.11	3.00	79.24
2023	19.12	7.18	11.39	21.74	10.88	19.02	19.23	108.58
2024	15.54	6.57	12.57	21.61	10.77	26.91	33.62	127.58
2025	12.72	5.61	12.02	18.87	10.00	33.65	42.07	134.94
2026	9.46	5.34	10.54	19.44	9.90	30.15	54.36	139.18
2027	7.25	4.24	10.03	18.54	10.03	27.77	54.16	132.01
2028	6.64	3.79	8.82	16.81	9.23	26.36	47.17	118.82
2029	5.83	2.75	7.41	17.20	10.22	23.99	48.60	115.99
2030	5.45	2.51	4.97	18.49	10.39	20.46	46.34	108.62
2031	4.96	2.36	4.11	17.46	12.28	17.75	42.14	101.07
2032	4.64	2.16	2.52	16.92	12.46	15.67	42.99	97.34
2033	4.39	1.98	2.19	16.16	11.34	11.43	46.22	93.71
2034	4.15	1.81	1.42	15.64	10.20	9.74	43.65	86.60
2035	3.77	1.32	1.39	13.43	10.05	8.66	42.41	81.02
2036	3.54	0.81	1.24	12.23	7.62	7.93	40.40	73.76
2037	3.37	0.75	1.10	11.76	6.99	6.49	39.09	69.54
2038	3.18	0.68	0.96	10.22	6.83	5.46	33.58	60.93
2039	3.01	0.63	0.69	3.96	4.57	4.73	30.65	48.23
2040	2.85	0.58	0.57	3.51	3.91	4.25	29.40	45.07
2041	2.71	0.54	0.50	2.99	3.05	4.22	25.56	39.56
2042	2.58	0.50	0.33	2.70	2.71	3.67	9.89	22.38
2043	2.45	0.46	0.13	2.22	2.65	3.22	8.80	19.93
2044	2.33	0.43	0.05	1.73	2.62	2.37	7.47	16.99
2045	2.22	0.39	0.03	1.49	2.32	2.08	6.75	15.28

Fuente: Cálculos propios UT Prospección UPME 2020

**Tabla 28: Cuenca VMM - Reservas / recursos de gas - Escenario Medio 2021-2045**

Reservas	MPC
PDP	67,405
PNP	25,714
PND	39,985
<b>1P</b>	<b>133,105</b>
Probables	115,184
Posibles	71,949
<b>3P</b>	<b>320,237</b>
Contingente	120,678
YTF	291,310

Fuente: Cálculos propios UT Prospección UPME 2020

En este escenario de una producción actual del orden de 60 MPCD, se obtendría una producción máxima de 140 MPCD en el año 2026 y de manera general más de 100 MPCD en el periodo del año 2024 al año 2031.

### 10.4.2.3 ESCENARIO ALTO

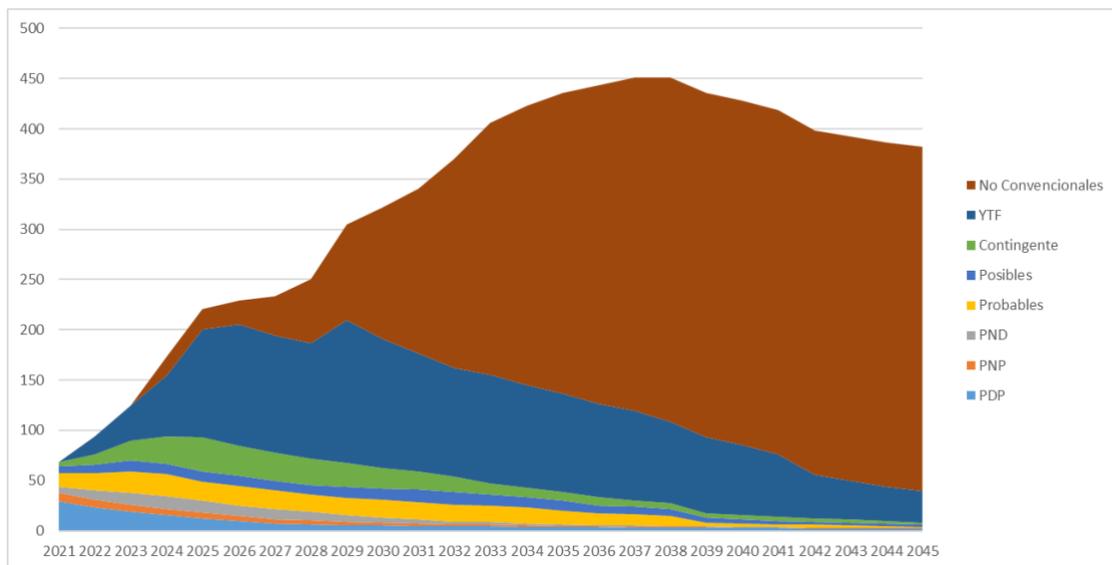
Para la construcción del escenario, se tuvieron en cuenta los volúmenes estimados en el Escenario Medio más los recursos exploratorios YTF, provenientes del proyecto De Mares-Playon del orden de 437 GPC y los recursos provenientes de los YNC del orden de 1.8 Tera pies cúbicos con el desarrollo de cuatro áreas que comprenderían los bloques 235 y 239, contratos Magdalena Medio y VMM-39, Figura 57.

La Unión Temporal generó pronósticos complementarios de YTF teniendo en cuenta hallazgos recientes en espera de confirmación que no aparecen relacionados.

Se resalta en el escenario, el eventual aporte en volúmenes de gas en el Valle Medio del Magdalena que tendría una importancia estratégica para el desarrollo de la industria del país por la ubicación de las áreas potenciales, que permitirían una rápida conexión a la refinería y a través de los gasoductos que pasan por la cuenca al abastecimiento de las principales ciudades industriales del país.

El nivel de producción en este escenario para la cuenca del Valle Medio del Magdalena alcanzaría los 450 MPCD desde el año 2036, que se mantendría bastante estable a medida que ingresan recursos No Convencionales a aportar en las reservas de gas del país.

**Figura 57: Escenario Alto Valle Medio del Magdalena para gas**



Fuente: Cálculos propios UT Prospección UPME 2020

En la **Tabla 29** y **Tabla 30**, se presenta el pronóstico de producción y las reservas y recursos para el escenario.

**Tabla 29: Pronóstico de producción Cuenca VMM Escenario Alto 2021-2045 en MPCD**

Año	PDP	PNP	PND	Probables	Posibles	Contingente	YTF	No Convencionales	Total general
2021	29.00	8.97	5.65	13.45	6.99	4.32	-	-	68.38
2022	23.42	8.05	8.86	16.83	8.98	10.11	18.07	-	94.32
2023	19.12	7.18	11.39	21.74	10.88	19.02	35.57	-	124.91
2024	15.54	6.57	12.57	21.61	10.77	26.91	60.65	18.42	173.03
2025	12.72	5.61	12.02	18.87	10.00	33.65	106.98	20.89	220.74
2026	9.46	5.34	10.54	19.44	9.90	30.15	120.42	24.26	229.50
2027	7.25	4.24	10.03	18.54	10.03	27.77	116.72	39.04	233.60
2028	6.64	3.79	8.82	16.81	9.23	26.36	115.18	63.96	250.78
2029	5.83	2.75	7.41	17.20	10.22	23.99	142.04	95.30	304.74
2030	5.45	2.51	4.97	18.49	10.39	20.46	129.01	130.54	321.83
2031	4.96	2.36	4.11	17.46	12.28	17.75	117.40	164.56	340.88
2032	4.64	2.16	2.52	16.92	12.46	15.67	107.79	207.93	370.07
2033	4.39	1.98	2.19	16.16	11.34	11.43	107.78	251.08	406.35
2034	4.15	1.81	1.42	15.64	10.20	9.74	102.14	277.99	423.07
2035	3.77	1.32	1.39	13.43	10.05	8.66	97.97	299.30	435.88
2036	3.54	0.81	1.24	12.23	7.62	7.93	93.18	316.95	443.49
2037	3.37	0.75	1.10	11.76	6.99	6.49	89.23	331.57	451.25
2038	3.18	0.68	0.96	10.22	6.83	5.46	81.21	342.62	451.18
2039	3.01	0.63	0.69	3.96	4.57	4.73	75.90	342.62	436.11
2040	2.85	0.58	0.57	3.51	3.91	4.25	70.13	342.62	428.41
2041	2.71	0.54	0.50	2.99	3.05	4.22	62.22	342.62	418.84
2042	2.58	0.50	0.33	2.70	2.71	3.67	42.88	342.62	397.99
2043	2.45	0.46	0.13	2.22	2.65	3.22	38.49	342.62	392.24
2044	2.33	0.43	0.05	1.73	2.62	2.37	34.19	342.62	386.33
2045	2.22	0.39	0.03	1.49	2.32	2.08	30.80	342.62	381.95

Fuente: Cálculos propios UT Prospección UPME 2020

**Tabla 30: Cuenca VMM - reservas / recursos de gas - Escenario Alto 2021-2045**

Reservas	MPC
PDP	67,405
PNP	25,714
PND	39,985
<b>1P</b>	<b>133,105</b>
Probables	115,184
Posibles	71,949
<b>3P</b>	<b>320,237</b>
Contingente	120,678
YTF	728,997
No convencionales	1,819,994

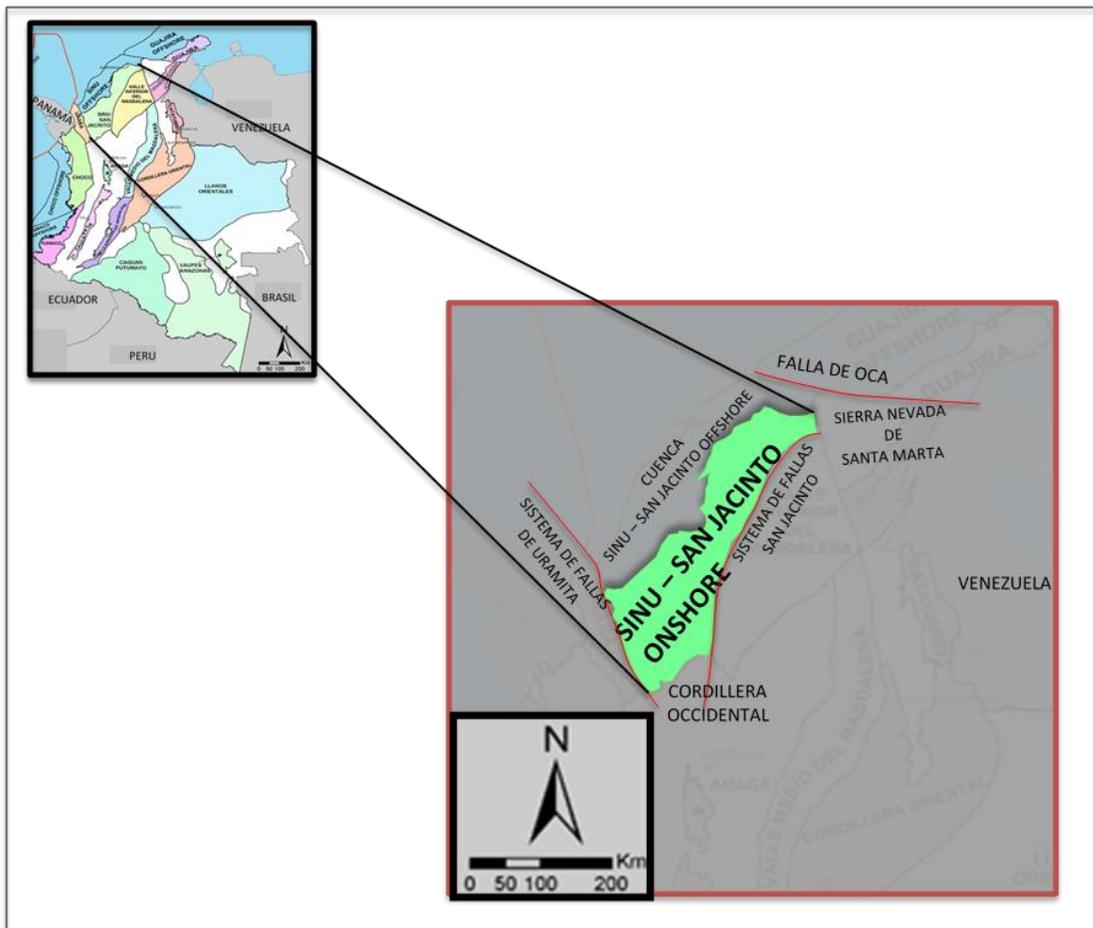
Fuente: Cálculos propios UT Prospección UPME 2020

En el periodo evaluado se estiman volúmenes totales de 2.6 Tera pies cúbicos como se mencionó 1,8 de los YNC, 729 Gigas de la actividad exploratoria, 120.6 Gigas de recursos contingentes y 320.2 Giga Pies Cúbicos de reservas 3P.

## 10.5 CUENCA SINÚ – SAN JACINTO ONSHORE

La cuenca de Sinú-San Jacinto Onshore se encuentra al NW del país, entre el Sistema de Fallas de San Jacinto y la Sierra Nevada de Santa Marta al este, la cuenca de Sinú Offshore al norte, el Sistema de Fallas de Uramita al Suroeste, y la Cordillera Occidental al sur (Figura 58)

**Figura 58: Localización de la cuenca del Sinú –San Jacinto Onshore**



Fuente: Tomada de (ANH, 2007)

## 10.5.1 RECURSOS PROSPECTIVOS

En la cuenca Sinú – San Jacinto Onshore, se encuentran 2 campos que producen gas, de acuerdo con el informe publicado por la Agencia Nacional de Hidrocarburos ANH, “Producción fiscalizada gas 2020 septiembre”.

### 10.5.1.1 HISTORIA EXPLORATORIA

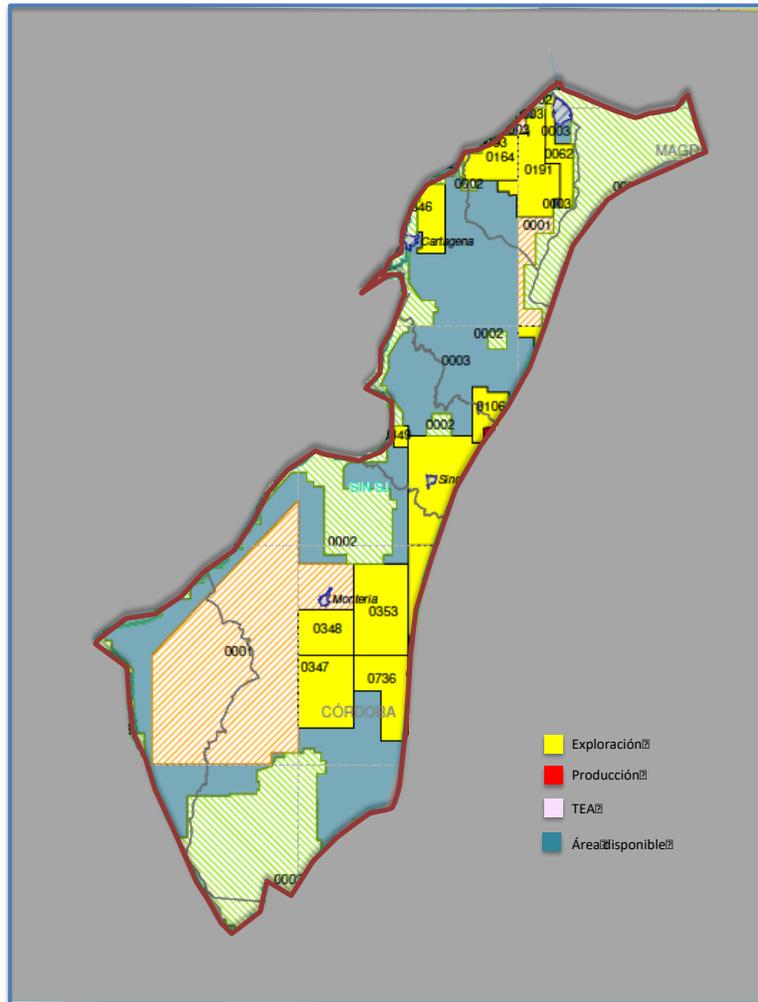
La historia exploratoria de Colombia inicia en la cuenca de Sinú – San Jacinto Onshore, el primer pozo exploratorio perforado en Colombia fue el pozo Las Perdices-1 en 1906 con muestras de aceite y los pozos Cármen, con muestras de gas (Onshore). Entre las décadas de 1910’s a los 40’s se perforaron 33 pozos, 12 de ellos con manifestaciones de aceite y gas, incluyendo a San Sebastian-1. En las décadas de los 50’s y los 90’s se perforaron 60 pozos incluyendo los pozos Arboletes-1, Molinero-1, El Deseo-1 con producción no comercial de gas y el pozo Hechizo-1 con muestras de aceite. En la década de los 2010’s, se perforaron 3 pozos Onshore, dos de ellos con producción de gas y aviso de descubrimiento.

### 10.5.1.2 ASIGNACION DE AREAS Y ACTIVIDAD EXPLORATORIA

En la cuenca Sinú – San Jacinto se encuentran vigentes, a septiembre de 2020, 8 contratos en exploración. (Figura 59). En los últimos 5 años (2015 - 2020) se han perforado 5 pozos exploratorios, de los cuales 3 tuvieron manifestaciones de hidrocarburos para un porcentaje de éxito del 60%.

En 2018 se realiza el primer descubrimiento comercial por parte de las compañías Hocol y Lewis Energy Colombia Inc. en el bloque SSJJ-1 con el pozo Bullerengue con producción de gas y condensados. En 2020 se prueba el pozo Merecumbé con éxito en el bloque SSJJ-1 que confirma la potencialidad del área en gas con condensados mostrada por los pozos Bullerengue - y Bullerengue-3.

Figura 59: Mapa de tierras cuenca Sinú – San Jacinto Onshore

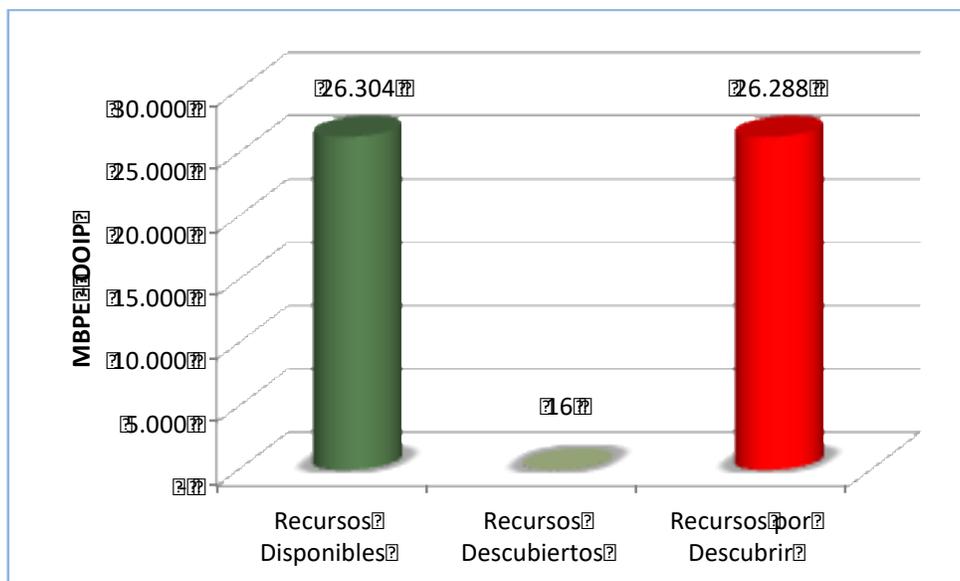


Fuente: Tomada de (ANH, 2020)

### 10.5.1.3 VOLUMENES DE RECURSOS PROSPECTIVOS (YET TO FIND)

En el estudio “Evaluación de los Recursos de Hidrocarburos remanentes en Colombia (Yet To Find)”, presentado por la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH) en julio de 2019, en la cuenca Sinú – San Jacinto Onshore, se estimaron 26.304 MBPE de Hidrocarburos Disponibles (2% OOIP), de los cuales se han descubierto 16 MBPE (Figura 60) y quedarían por descubrir 26.288 MBPE.

Figura 60: Estimativo YTF cuenca Sinú – San Jacinto Onshore



Fuente: Tomada de (ANH, 2019)

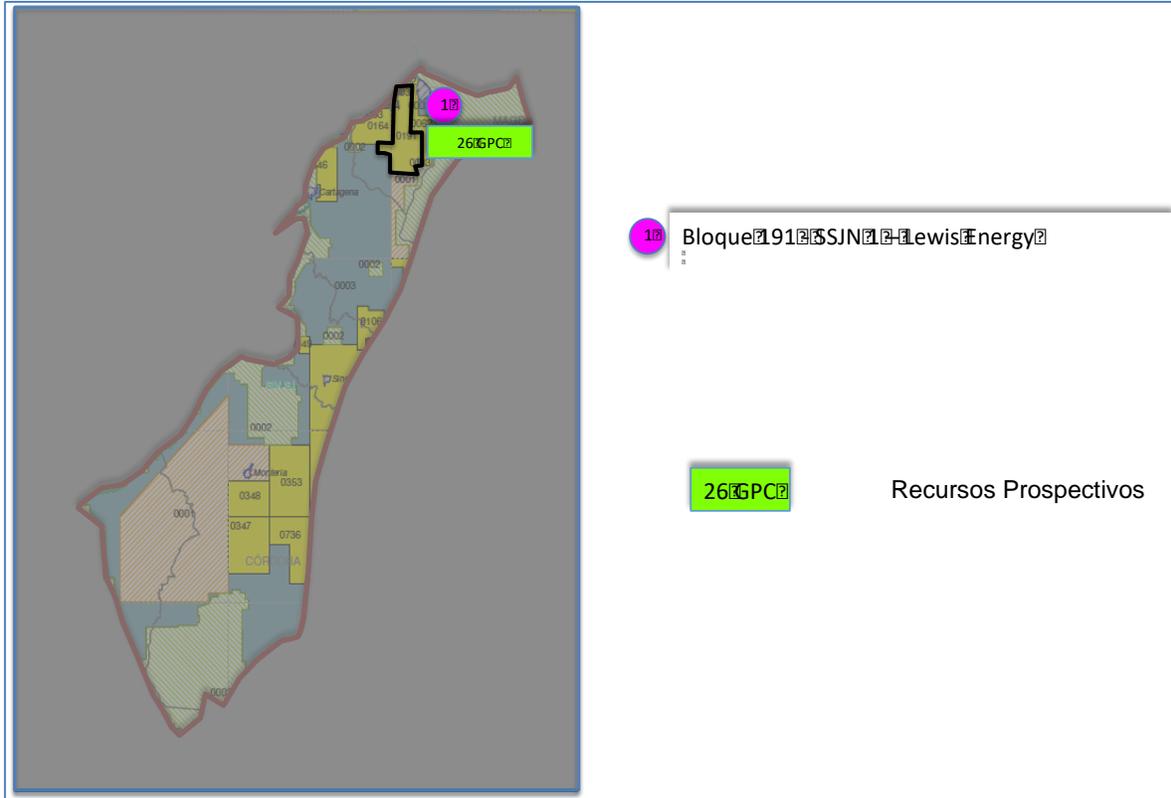
#### 10.5.1.4 OPORTUNIDADES EXPLORATORIAS IDENTIFICADAS VS YTF

Las compañías operadoras reportaron en 2019 a la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH) los recursos prospectivos en oportunidades exploratorias que han identificado en sus contratos de exploración y producción. Estas oportunidades las compararemos con los volúmenes estimados en el Yet To Find.

Para la cuenca Sinú – San Jacinto Onshore, las compañías reportaron en IRR 2019, 1 oportunidad de gas en 1 contrato (Figura 60), con 26 GPC, la cual, compararemos con el campo comercial de la cuenca, campo Bullerengue con GOES de 194 GPC y factor de recobro de 19%.

Bloque 191 – SSJN 1– La oportunidad, Merecumbé-Chengue con GOES de 26 GPC y aplicando el 19% de factor de recobro, como el campo Bullerengue se tendría un volumen recuperable del orden de 5 GPC (un séptimo del campo Bullerengue).

**Figura 61: GOES en oportunidades exploratorias identificadas por las compañías operadoras en la cuenca Sinú – San Jacinto Onshore**



Fuente: UT Prospección UPME 2020. ANH IRR 2019

## 10.5.2 ESCENARIOS DE PRODUCCIÓN

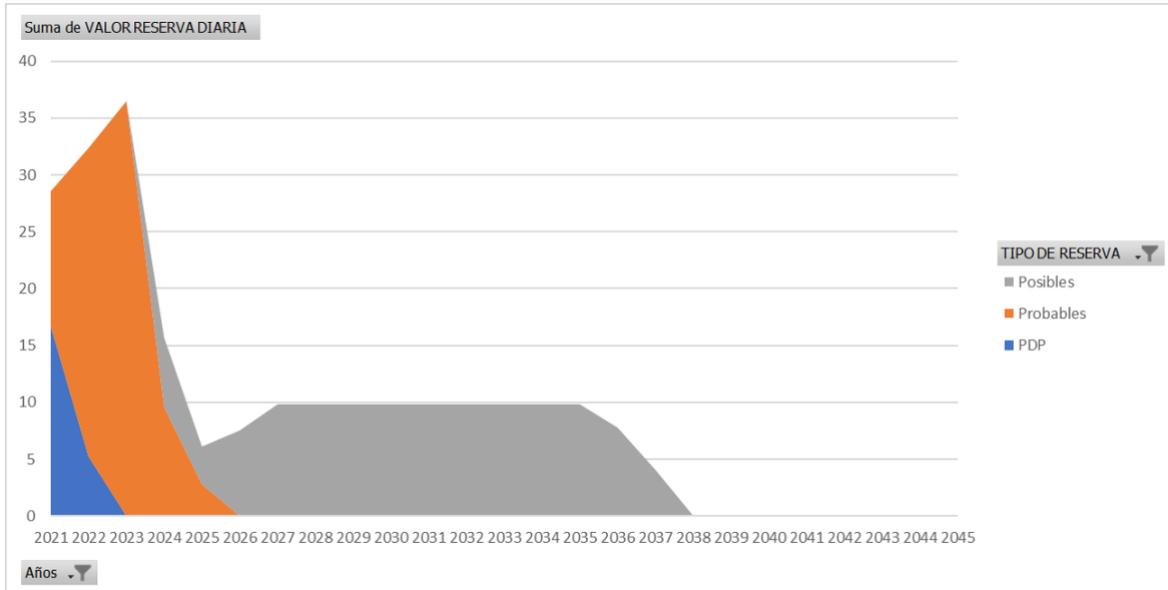
La producción básicamente corresponde al campo Bullerenge del contrato SSJN-1

### 10.5.2.1 ESCENARIO BAJO, MEDIO Y ALTO

Para la cuenca Sinú San Jacinto Onshore, se contempla el mismo perfil de producción para los tres escenarios (Bajo, Medio y Alto), proveniente del campo Bullerenge (Figura 62).

Se considera una prospectividad de 26 GPC y no se determinó ningún perfil

**Figura 62: Escenario Bajo- Medio-Alto Sinú San Jacinto Onshore - para Gas**



Fuente: Cálculos propios UT Prospección UPME 2020

En la **Tabla 31** y **Tabla 32**, se presenta el pronóstico de producción y las reservas para el escenario.

**Tabla 31: Pronóstico de producción Cuenca Sinú San Jacinto Onshore Escenario Bajo – Medio –Alto 2021-2045 en MPCD**

Año	PDP	PND	PNP	Probables	Posibles	Total general
2021	16.73			11.84	-	28.57
2022	5.23			27.14	-	32.37
2023	-			36.52	-	36.52
2024	-			9.57	6.10	15.67
2025	-			2.81	3.34	6.15
2026	-			-	7.57	7.57
2027	-			-	9.86	9.86
2028	-			-	9.86	9.86
2029	-			-	9.86	9.86
2030	-			-	9.86	9.86
2031	-			-	9.86	9.86
2032	-			-	9.86	9.86
2033	-			-	9.86	9.86
2034	-			-	9.86	9.86
2035	-			-	9.86	9.86
2036	-			-	7.75	7.75
2037	-			-	4.08	4.08
2038	-			-	-	-
2039	-			-	-	-
2040	-			-	-	-
2041	-			-	-	-
2042	-			-	-	-
2043	-			-	-	-
2044	-			-	-	-
2045	-			-	-	-

Fuente: Cálculos propios UT Prospección UPME 2020

**Tabla 32: Cuenca Sinú San Jacinto Onshore - Reservas / Recursos de gas - Escenario Bajo-Medio-Alto 2021-2045**

Reservas	MPC
PDP	8,016
PNP	-
PND	-
<b>1P</b>	<b>8,016</b>
Probables	32,086
Posibles	42,960
<b>3P</b>	<b>83,062</b>

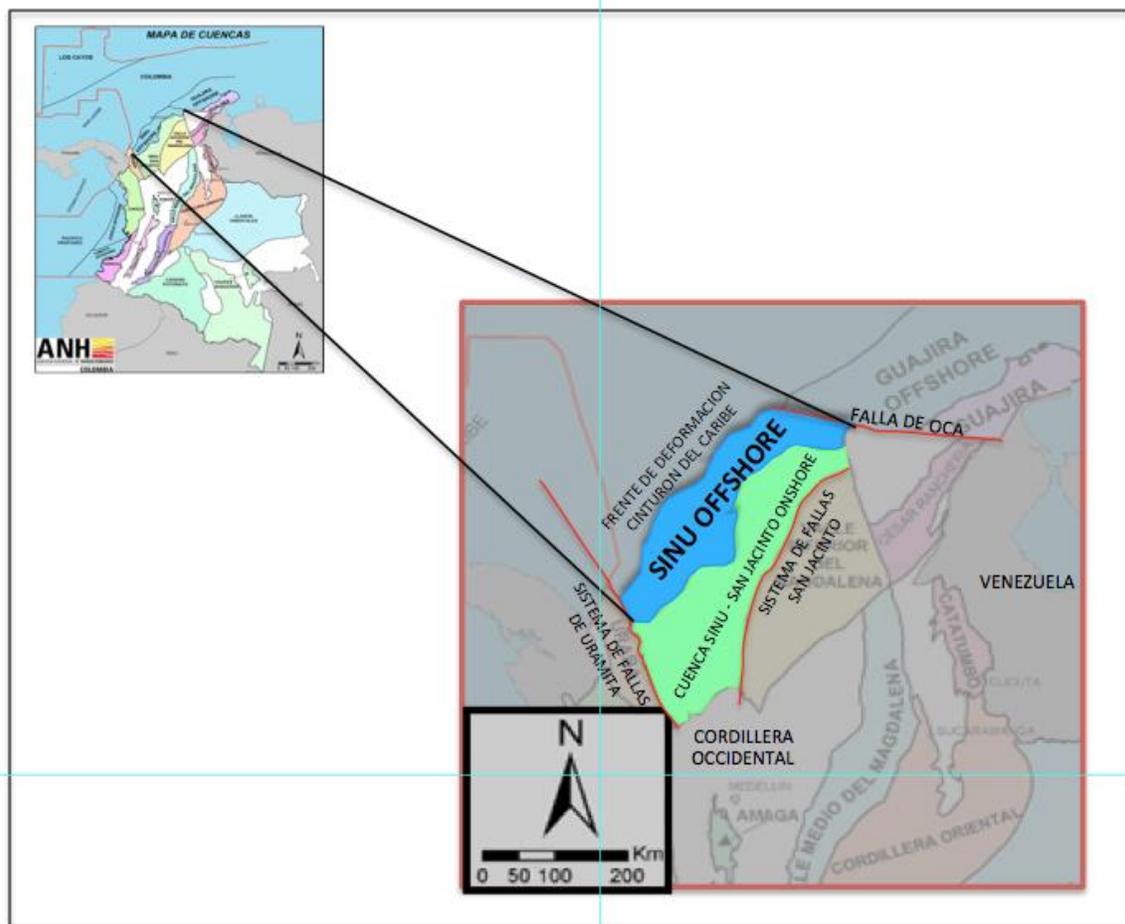
Fuente: Cálculos propios UT Prospección UPME 2020

En el periodo evaluado se estiman unas reservas 3P de 83 Gigas de pies cúbicos

## 10.6 CUENCA SINÚ OFFSHORE

La cuenca de Sinú Offshore se encuentra al NW del país, limita al sur con la cuenca Sinú – San Jacinto Onshore, al norte con a Falla de Oca y al noroeste con el frente de deformación del Cinturón del Caribe, (Figura 63).

Figura 63: Localización de la cuenca del Sinú Offshore



Fuente: Tomada de (ANH, 2007)

## 10.6.1 RECURSOS PROSPECTIVOS

En la cuenca Sinú Offshore, entre los años 2014 y 2016 se perforaron 2 pozos exploratorios con presencia de hidrocarburos, los cuales están en fase de evaluación.

### 10.6.1.1 HISTORIA EXPLORATORIA

En la década de los 1950's, se perforaron 2 pozos Offshore incluyendo Salamanca-1 con muestras de gas. En las décadas de los 1960's y 70's, se perforaron 15 pozos Offshore, incluyendo el pozo Cartagena-2 con producción no comercial de gas. Se volvió a perforar en esta cuenca en la década de los 2010's, 2 pozos exploratorios Offshore, todos con muestras de gas.

### 10.6.1.2 ASIGNACION DE AREAS Y ACTIVIDAD EXPLORATORIA

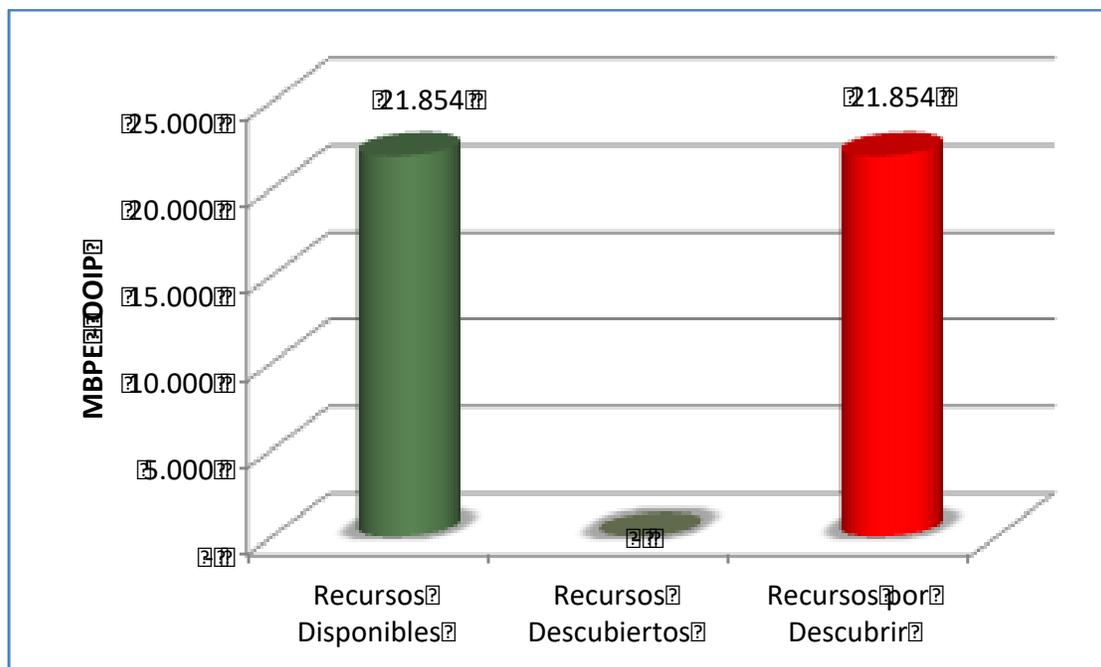
En la cuenca Sinú Offshore se encuentran vigentes, a septiembre de 2020, 1 contrato en exploración. (Figura 64). En los últimos 5 años (2015 - 2020) se han perforado 3 pozos exploratorios todos con manifestaciones de hidrocarburos (gas) para un porcentaje de éxito del 100%.

### 10.6.1.3 VOLUMENES DE RECURSOS PROSPECTIVOS (YET TO FIND)

En el estudio "Evaluación de los Recursos de Hidrocarburos remanentes en Colombia (Yet To Find)", presentado por la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH) en julio de 2019, en la cuenca Sinú Offshore, se estimaron 21.854 MBPE de Hidrocarburos Disponibles (2% OOIP), de los cuales todavía no hay campos comerciales por lo que quedaría por descubrir 21.854 MBPE (Figura 65).



Figura 65: Estimativo YTF cuenca Sinú Offshore



Fuente: Tomada de (ANH, 2019)

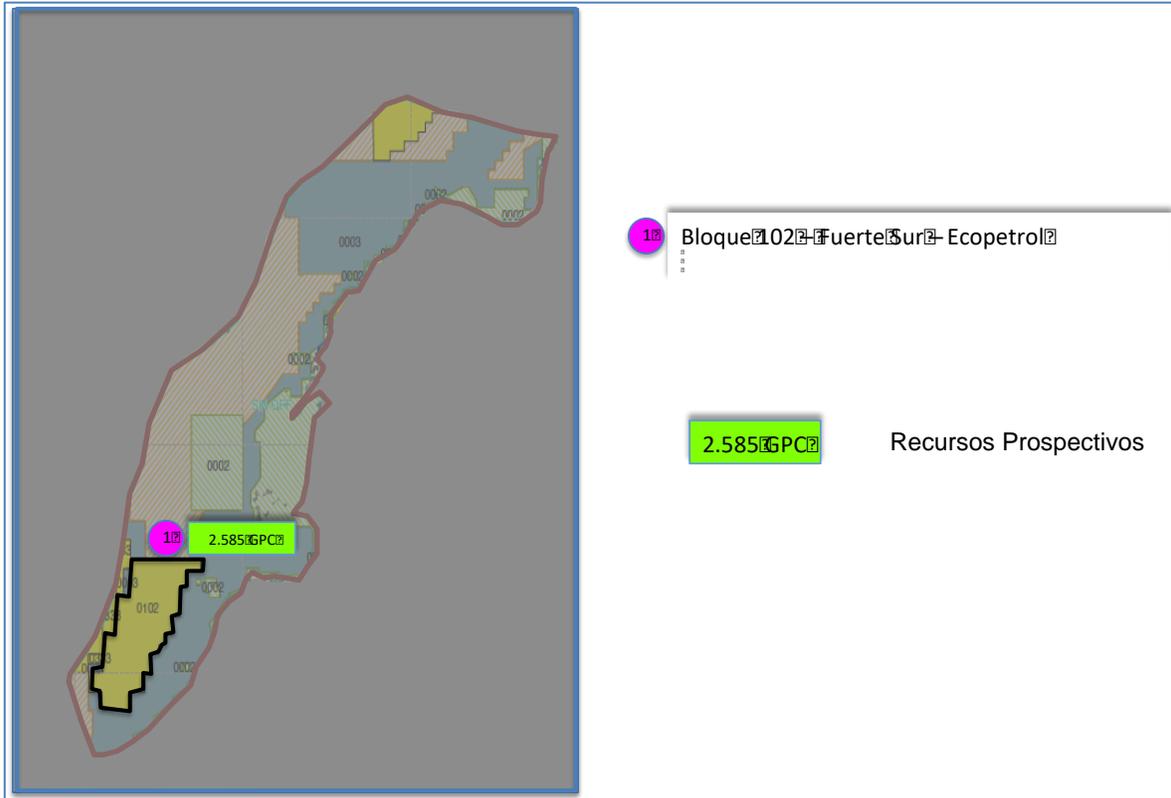
#### 10.6.1.4 OPORTUNIDADES EXPLORATORIAS IDENTIFICADAS VS YTF

Las compañías operadoras reportaron en 2019 a la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH) los recursos prospectivos en oportunidades exploratorias que han identificado en sus contratos de exploración y producción.

Para la cuenca Sinú Offshore, las compañías reportaron en IRR 2019, 4 oportunidades de gas en 1 contrato (Figura 66), con GOES de 2.585 GPC.

- Bloque 102 – FUERTE SUR– Las oportunidades, Achaca (1.078 GPC), Caliwa (637 GPC), Chamai (656 GPC) y Yaduli (214 GPC) alcanzan un GOES de 2.585 GPC.

**Figura 66: GOES en oportunidades exploratorias identificadas por las compañías operadoras en la cuenca Sinú Offshore**



Fuente: UT Prospección UPME 2020. ANH IRR 2019

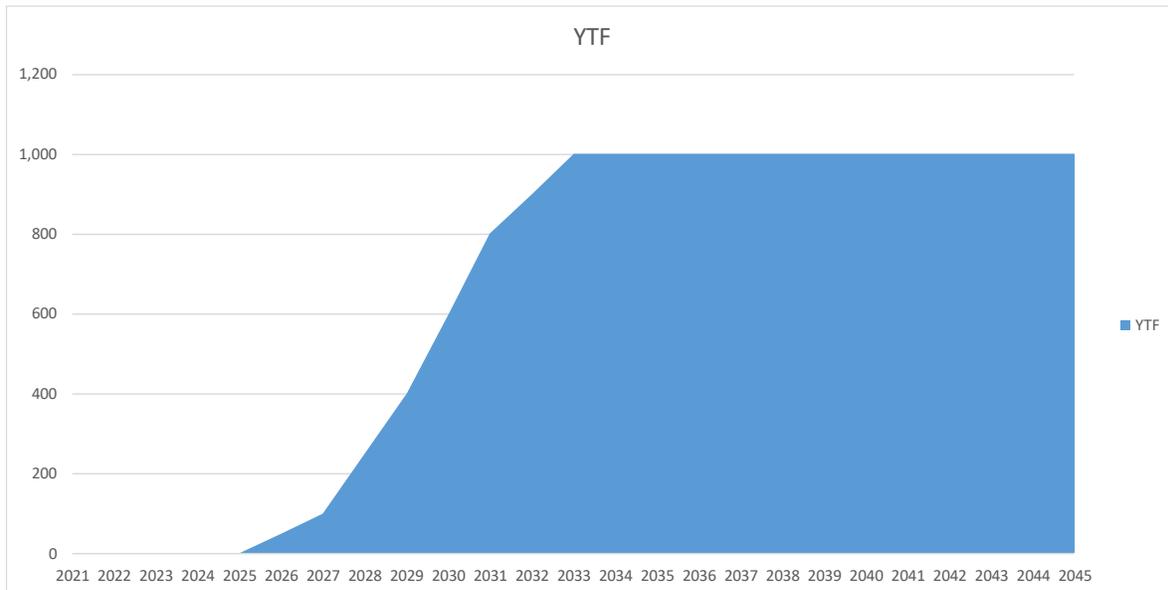
### 10.6.2 ESCENARIOS DE PRODUCCION – ESCENARIO ALTO

Los hallazgos de los pozos Kronos, Purple Ángel y Gordon no se reportan en el informe de Recursos y Reservas IRR 2019, pero si la actividad exploratoria adicional de los prospectos Achaca, Caliwa y Yadulí en el Bloque Fuerte Sur, el prospecto Glaucus en Purple Ángel y COL-5, y en este bloque además Krakken y Bonsanco con expectativas de cerca de 13 Teras de recursos prospectivos. Si se superan los diferentes factores que afectan la producción se plantea el escenario de desarrollo de estos recursos.

A pesar de su potencial solamente en el mediano plazo 5 a 10 años se considera que se desarrollarían los hallazgos realizados en Purple Ángel y Fuerte Sur (Figura 67), desde el año 2026 y en el mediano a largo plazo desde el 2029 ingresarían los

volúmenes de los prospectos. Los volúmenes de este escenario serían obtenidos en el escenario alto con el aporte de volúmenes YTF.

**Figura 67: Escenario Alto gas Sinú- San Jacinto Offshore**



Fuente: Cálculos propios UT Prospección UPME 2020

En la **Tabla 33** y **Tabla 34**, se presenta el pronóstico de producción y los recursos para el escenario.

**Tabla 33: Pronostico de producción Cuenca Sinú San Jacinto Offshore Escenario Alto 2021-2045 en MPCD**

Año	PDP	PNP	PND	Probables	Posibles	Contingente	YTF	Total general
2021	-			-	-		-	-
2022	-			-	-		-	-
2023	-			-	-		-	-
2024	-			-	-		-	-
2025	-			-	-		-	-
2026	-			-	-		50.00	50.00
2027	-			-	-		100.00	100.00
2028	-			-	-		250.00	250.00
2029	-			-	-		400.00	400.00
2030	-			-	-		600.00	600.00
2031	-			-	-		800.00	800.00
2032	-			-	-		900.00	900.00
2033	-			-	-		1,000.00	1,000.00
2034	-			-	-		1,000.00	1,000.00
2035	-			-	-		1,000.00	1,000.00
2036	-			-	-		1,000.00	1,000.00
2037	-			-	-		1,000.00	1,000.00
2038	-			-	-		1,000.00	1,000.00
2039	-			-	-		1,000.00	1,000.00
2040	-			-	-		1,000.00	1,000.00
2041	-			-	-		1,000.00	1,000.00
2042	-			-	-		1,000.00	1,000.00
2043	-			-	-		1,000.00	1,000.00
2044	-			-	-		1,000.00	1,000.00
2045	-			-	-		1,000.00	1,000.00

Fuente: Cálculos propios UT Prospección UPME 2020

**Tabla 34: Reservas/recursos – Escenario Alto Cuenca Sinú-San Jacinto Offshore**

Reservas	MPC
PDP	-
PNP	-
PND	-
<b>1P</b>	-
Probables	-
Posibles	-
<b>3P</b>	-
Contingente	-
YTF	5,880,650

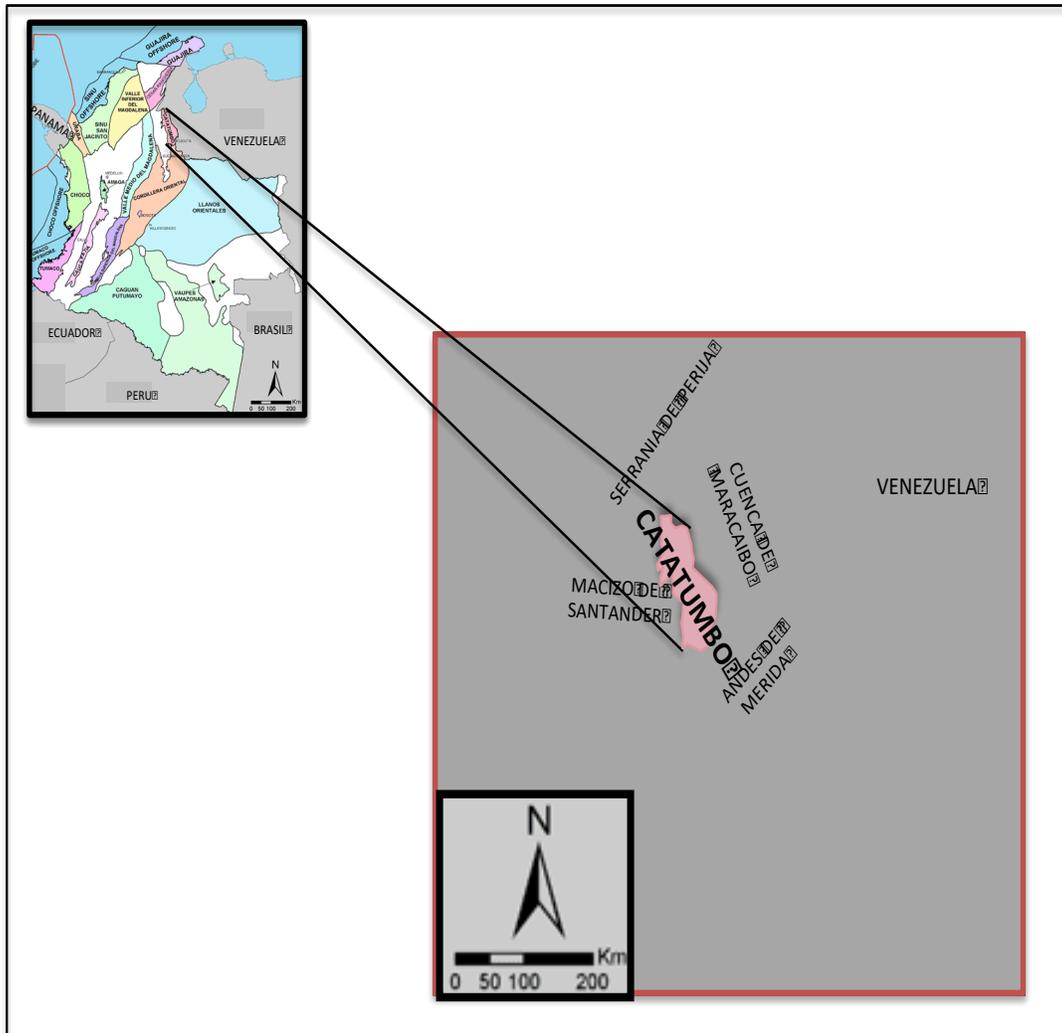
Fuente: Cálculos propios UT Prospección UPME 2020

Los hallazgos de Fuerte Sur y Purple Ángel en el periodo evaluado 2021 al 2045 aportarían 3,3 Tera Pies Cúbicos y los nuevos prospectos 2,9 Tera Pies Cúbicos, tendrían adicionalmente un impacto estratégico como apoyo a la producción de gas con volúmenes relevantes para un futuro mayor en medio de la transición energética.

## 10.7 CUENCA CATATUMBO

La cuenca del Catatumbo se localiza (Figura 68) al NE del territorio nacional, en el departamento de Norte de Santander en límites con Venezuela; limita al oeste con el Macizo de Santander, al norte con la Serranía del Perijá, al sureste con los Andes de Mérida y al este con la cuenca de Maracaibo.

Figura 68: Localización de la cuenca Catatumbo



Fuente: Tomada de (ANH, 2007)

### 10.7.1 RECURSOS PROSPECTIVOS

La cuenca del Catatumbo es la extensión SW de la prolífica cuenca de Maracaibo (Venezuela), la cual contabiliza un potencial de hidrocarburos (petróleo – gas). La producción de hidrocarburos en la cuenca Catatumbo proviene de sedimentos cretácicos (20%) y terciarios (80%) – (Navarro J, Alaminos A Cepsa 2006).

## YACIMIENTOS NO CONVENCIONALES (YNC)

El alto potencial de la cuenca Maracaibo – Catatumbo, está relacionado por una amplia extensión geográfica de sedimentos cretácicos, particularmente La Formación La Luna una ultra-rica roca generadora de petróleo, clasificada por la industria como de “clase mundial”, una segunda roca generadora la conforma La Formación Cogollo, cuya litología, está representada particularmente por una secuencia de shales, margas y calizas. El empleo de técnicas geoquímicas analíticas, especialmente la relación roca – fuente vs aceite, comprueba que genéticamente los campos en producción están relacionados en la roca fuente (Formación La Luna).

**Tabla 35: Potencial de hidrocarburos no convencionales retenido (MBPE/km<sup>2</sup>)**

FORMACIÓN	MÁXIMO	MEDIO	MÍNIMO
La Luna	19	10	4
Cogollo	9	5	3
TOTAL	28	15	7

El área de interés para un play – No convencional es de 1.380 km<sup>2</sup>; discriminados así:

Oil - shale = 740 km<sup>2</sup>

Gas – shale = 640 km<sup>2</sup>

### 10.7.1.1 HISTORIA EXPLORATORIA

La historia exploratoria de la cuenca del Catatumbo comenzó en la década de 1930's con la perforación del pozo Rio de Oro con POES mayor de 80 MBIs. Entre las décadas de los 40's y los 60's se descubrieron los campos Petrólea y Carbonera con POES cercanos a los 200 MBIs, los campos Tibú y Sardinata con POES mayor a 1.300 MBIs, Rio Zulia con POES cercano a 300 MBIs y el campo de Puerto Barco con POES cercano a 20 MBIs. En las décadas de los 80's y 2010's se descubrieron los campos de gas Cerrito y Cerro Gordo con GOES (Gas Original En Sitio) cerca de 40 GPC, Rio Zulia West-2, con POES de 5 MBIs y Oripaya, con GOES de 98 GPC.

#### 10.7.1.2 ASIGNACION DE AREAS Y ACTIVIDAD EXPLORATORIA

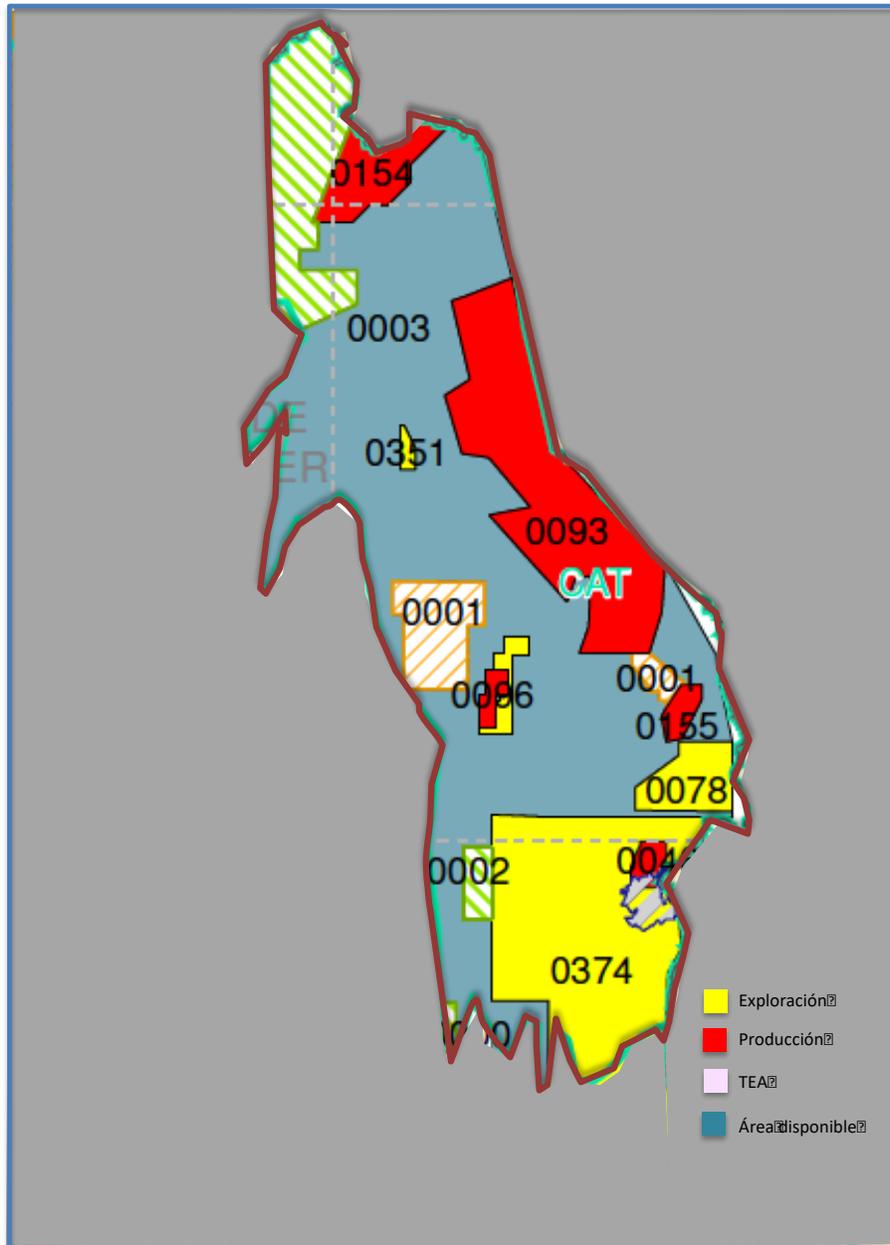
En la cuenca Catatumbo se encuentran vigentes, a septiembre de 2020, 4 contratos en exploración y 5 contratos en producción (Figura 69). En los últimos 5 años (2015 - 2020) se perforo 1 pozo exploratorio sin éxito.

#### 10.7.1.3 VOLÚMENES DE RECURSOS PROSPECTIVOS (YET TO FIND)

En el estudio “Evaluación de los Recursos de Hidrocarburos remanentes en Colombia (Yet To Find)”, presentado por la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH) en julio de 2019, en la cuenca Catatumbo, se estimaron 5.438 MBPE de Hidrocarburos Disponibles (2% OOIP), de los cuales se han descubierto 1.727 MBPE (OOIP), y quedarían por encontrar 3.711 MBPE Original En Sitio (Figura 70).

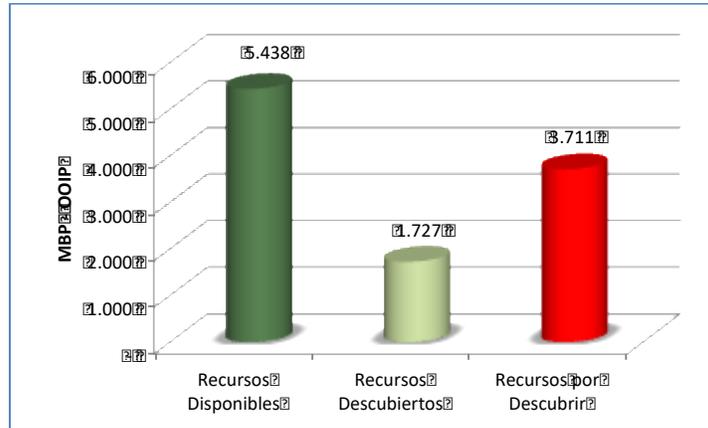
El análisis de Yet To Find en 2018 para la cuenca de Catatumbo se basó en el estudio ANH-GEMS (2014), que tuvo en cuenta que la cuenca del Catatumbo hace parte de la cuenca de Maracaibo en Venezuela e hizo el cálculo de balance de masas considerando tanto la roca generadora de las dos cuencas como la de los campos descubiertos en el área de influencia de la cocina en las dos cuencas. En la Evaluación realizada por la ANH en 2019, se hace la misma consideración de la cuenca de Maracaibo pero los cálculos se centran en la cocina relacionada con la cuenca Catatumbo (Figura 71)

**Figura 69: Mapa de tierras cuenca Catatumbo**



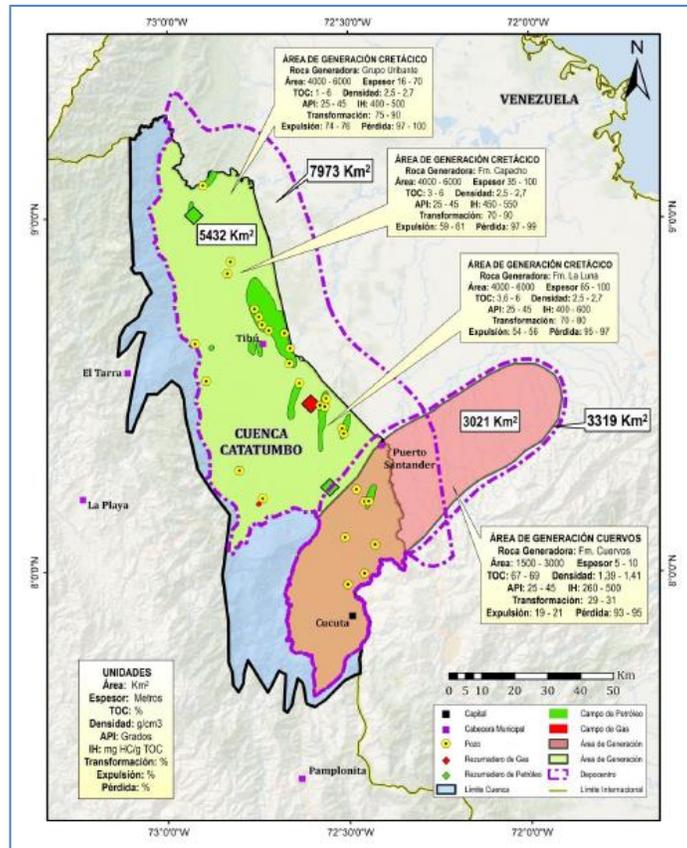
Fuente: Tomada de (ANH, 2020)

Figura 70: Estimativo YTF cuenca Catatumbo



Fuente: Tomada de (ANH, 2019)

Figura 71: Mapa de las cocinas de la cuenca Catatumbo



Fuente: Tomada de (ANH, 2019)

Con la información de la cuenca, su historia exploratoria, su prospectividad, el volumen total descubierto y la proyección de producción con base en el factor de recobro esperado para cada campo, proyectamos que los descubrimientos en términos de tamaño y número de campos para alcanzar los hidrocarburos estimados en el Yet To Find 2019 (3.711 MBPE) es el siguiente:

- Cinco (5) campos tipo Rio Zulia (132 MBIs), 41% de factor de recobro con un POES de 1.610 MBIs.
- Ocho (8) campos tipo Petrólea (38 MBIs), 35% de factor de recobro con un POES de 865 MBIs.
- Doce (12) campos tipo Rio de Oro (15 MBIs), 18% de factor de recobro con un POES de 1.000 MBIs.
- Ocho (8) campos tipo Puerto Barco (3 MBIs), 17% de factor de recobro con un POES de 140 MBIs.
- Tres (3) campos tipo Cerro Gordo (30 GPC), 90% de factor de recobro con un GOES de 33 GPC.
- Siete (7) campos tipo Rio Zulia West (2 MBIs), 20% de factor de recobro con un POES de 70 MBIs.
- Cinco (5) campos tipo Cerrito (6 GPC), 75% de factor de recobro con un GOES de 8 GPC.

#### 10.7.1.4 OPORTUNIDADES EXPLORATORIAS IDENTIFICADAS VS YTF

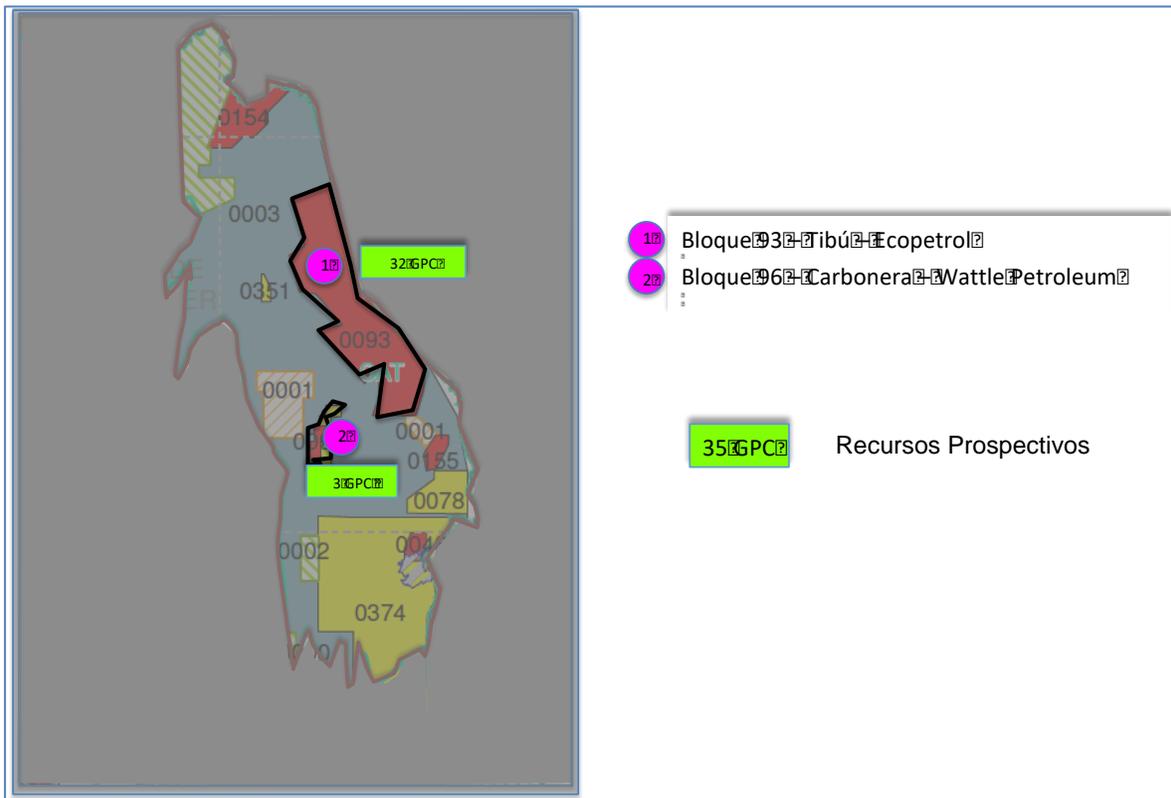
Las compañías operadoras reportaron en 2019 a la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH) los recursos prospectivos en oportunidades exploratorias que han identificado en sus contratos de exploración y producción. Estas oportunidades las compararemos con los volúmenes estimados en el Yet To Find.

Para la cuenca Catatumbo, las compañías reportaron en IRR 2019, 2 oportunidades de gas en 2 contratos (Figura 72), las cuales alcanzan 35 GPC, en donde se observan oportunidades relacionadas con los campos tipo definidos en el numeral 2.7.1.4, como:

- Bloque 93 – TIBU – La oportunidad, Petrólea profundo – Aguardiente con GOES de 32 GPC y aplicando el 75% de factor de recobro, como el campo tipo Cerrito se tendría un volumen recuperable del orden de 24 GPC (cuatro campos de los 5 considerados en la proyección del YTF).
- Bloque 96 – CARBONERA – La oportunidad, Thor – La Luna con GOES de 3 GPC y aplicando el 90% de factor de recobro, como el campo tipo Cerro Gordo se

tendría un volumen recuperable del orden de 2.74 GPC (un décimo de campo de los 3 considerados en la proyección del YTF).

**Figura 72: GOES en oportunidades exploratorias identificadas por las compañías operadoras en la cuenca Catatumbo**



Fuente: UT Prospección UPME 2020. ANH IRR 2019

### 10.7.2 ESCENARIOS DE PRODUCCION

La cuenca del Catatumbo es una de las cuencas con menor producción en la actualidad en el país, alrededor de 3.000 BPD y la escasez de información hace que sea compleja de valorar. Como se observa la Figura 72, el área por explorar es mucho mayor al área desarrollada por los campos descubiertos.

Los campos encontrados en los 1930s se desarrollaron sin programas sísmicos completos, guiados por estudios de geología regional. Posteriormente se tomaron líneas sísmicas que mostraron el excelente trabajo realizado sin la información que

requerimos hoy para el desarrollo de los campos. Sin embargo, la sísmica alrededor de esos campos Río de Oro, Petrolea y Carbonera 30 o 40 años después mostraron plays interesantes que debido al orden público que ha sido crítico desde finales de los años 1970s, ha afectado las operaciones tanto de exploración como de producción.

Los primeros campos del Catatumbo dieron origen a la industria petrolera en Colombia, pero a diferencia del Valle Medio, los conflictos sociales y la presencia de grupos armados no han permitido corroborar la potencialidad de esta cuenca, que se localiza contigua a la cuenca de Maracaibo en Venezuela una de las de mayor potencial en el vecino país.

La cuenca tiene una producción que a nivel nacional es bajo, pero que podría ser importante a nivel regional, dado que el departamento no tiene grandes industrias y el consumo es de unas pocas empresas, residencial y vehicular.

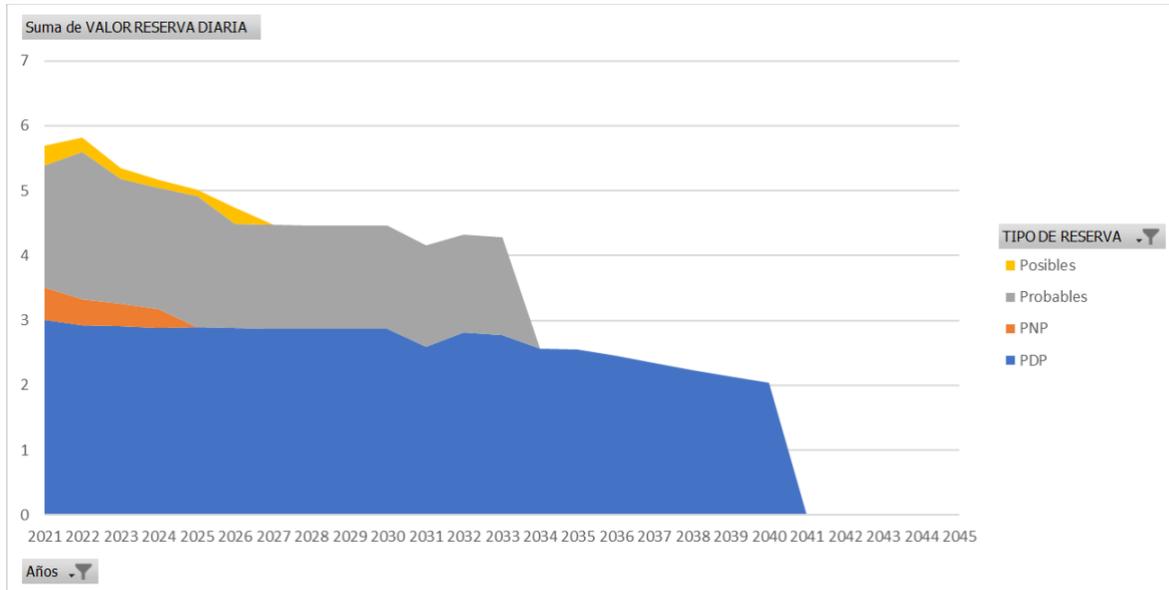
Hay cuatro campos que podrían producir actualmente gas en la cuenca, Cerrito, Cerro Gordo y Oripaya gas seco, y Tibú gas asociado a la producción de petróleo.

#### 10.7.2.1 ESCENARIO BAJO

Para el Escenario Bajo se contemplaron las reservas probadas (PDP, PND, PND), probables y posibles del informe de reservas IRR 2019. Las reservas posibles se sensibilizaron al 50%, considerando que la mayor parte de la producción corresponde a gas asociado al petróleo.

El Escenario Bajo, muestra el poco interés en una cuenca en donde no se puede trabajar por orden público. Hace dos años la producción era más del doble, Tibú está prácticamente cerrado y solo se depende de la producción de Oripaya, Figura 73, que también produce a la mitad de su capacidad. Los aportes de otro tipo de reservas diferentes a las desarrolladas produciendo es marginal.

Figura 73: Escenario Bajo gas cuenca del Catatumbo



Fuente: Cálculos propios UT Prospección UPME 2020

En la

Tabla 36 y Tabla 37, se presenta el pronóstico de producción y las reservas para el escenario.

**Tabla 36: Pronóstico de producción Cuenca Catatumbo Escenario Bajo 2021-2045 en MPCD**

Año	PDP	PND	PNP	Probables	Posibles	Total general
2021	3.01		0.50	1.88	0.30	5.69
2022	2.92		0.40	2.27	0.21	5.81
2023	2.91		0.34	1.93	0.16	5.34
2024	2.89		0.28	1.87	0.12	5.16
2025	2.89		-	2.03	0.09	5.01
2026	2.89		-	1.60	0.24	4.73
2027	2.88		-	1.60	-	4.48
2028	2.87		-	1.59	-	4.47
2029	2.87		-	1.59	-	4.46
2030	2.87		-	1.59	-	4.46
2031	2.59		-	1.56	-	4.15
2032	2.81		-	1.52	-	4.33
2033	2.78		-	1.51	-	4.29
2034	2.56		-	-	-	2.56
2035	2.55		-	-	-	2.55
2036	2.45		-	-	-	2.45
2037	2.34		-	-	-	2.34
2038	2.24		-	-	-	2.24
2039	2.14		-	-	-	2.14
2040	2.04		-	-	-	2.04
2041	-		-	-	-	-
2042	-		-	-	-	-
2043	-		-	-	-	-
2044	-		-	-	-	-
2045	-		-	-	-	-

Fuente: Cálculos propios UT Prospección UPME 2020

**Tabla 37: Reservas Cuenca Catatumbo Escenario Bajo 2021-2045**

Reservas	MPC
PDP	19,544
PNP	556
PND	-
<b>1P</b>	<b>20,100</b>
Probables	8,235
Posibles	413
<b>3P</b>	<b>28,748</b>

Fuente: Cálculos propios UT Prospección UPME 2020

Las reservas 3P son de 28.7 giga pies cúbicos

### 10.7.2.2 ESCENARIO MEDIO

Este escenario considera además de los volúmenes del Escenario Bajo, sin tener en cuenta la sensibilidad del 50% de las reservas posibles, los recursos contingentes del IRR 2019 que corresponden al campo Cerro Gordo con un volumen de 4.5 gigas de pies cúbicos. La Unión Temporal plantea el gas asociado a la reapertura de campos en Catatumbo, ver Tabla 38, que producen principalmente petróleo, pero que en conjunto al llevar a cabo el proyecto de inyección de agua en Tibú y el aporte de los campos cerrados podría aportar del orden de 15 MPCD hacia el año 2030.

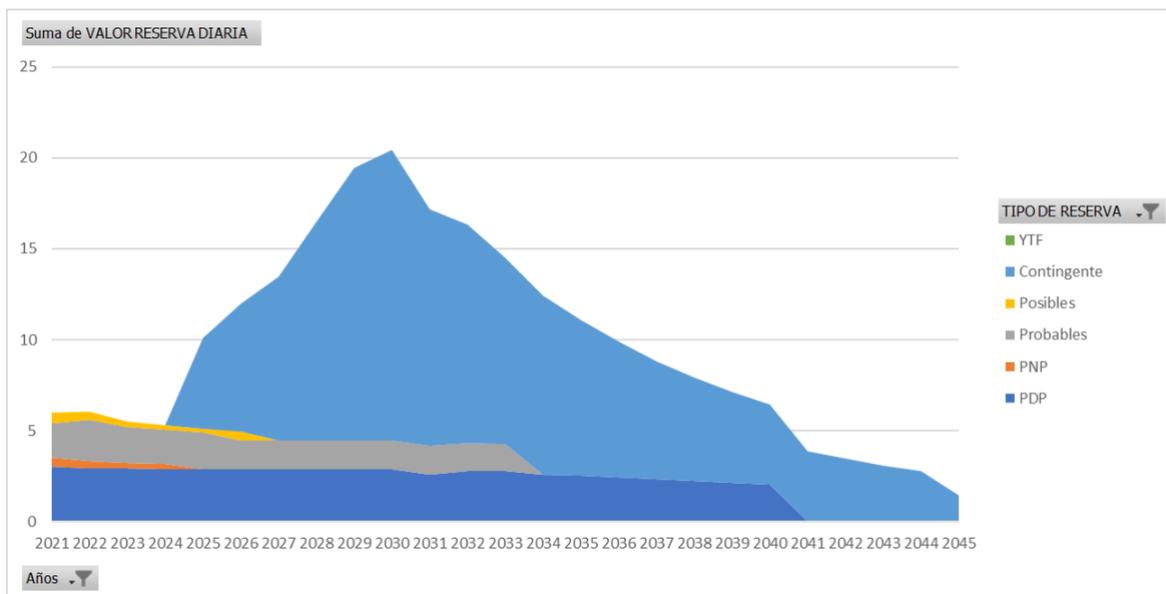
**Tabla 38: Recursos contingentes adicionales Cuenca CAT – Escenario Medio**

Vigencia	Cuenca	Contrato	Reserva	Campo Nombre	Recursos MPC
UT 2020	CAT	Carbonera - La silla	Contingentes	Carbonera - silla	11,340
UT 2020	CAT	Carbonera - La silla	Contingentes	Petrolea	7,750
UT 2020	CAT	Rio de Oro -Puerto Barco	Contingentes	Puerto Barco	4,646
UT 2020	CAT	Rio de Oro -Puerto Barco	Contingentes	Rio de Oro	9,598
UT 2020	CAT	Tibú	Contingentes	Tibú	21,006

Fuente: Cálculos propios UT Prospección UPME 2020

En la Figura 74 se presenta el perfil de producción las reservas/recursos.

**Figura 74: Escenario Medio Gas cuenca del Catatumbo**



Fuente: Cálculos propios UT Prospección UPME 2020

En la Tabla 39 y Tabla 40, se presenta el pronóstico de producción y las reservas y recursos para el escenario.

**Tabla 39: Pronóstico de producción Cuenca CAT Escenario Medio 2021-2045 en MPCD**

Año	PDP	PNP	PND	Probables	Posibles	Contingente	YTF	Total general
2021	3.01	0.50		1.88	0.60	-	-	5.99
2022	2.92	0.40		2.27	0.43	-	-	6.03
2023	2.91	0.34		1.93	0.32	-	-	5.50
2024	2.89	0.28		1.87	0.24	-	-	5.28
2025	2.89	-		2.03	0.19	5.00	-	10.11
2026	2.89	-		1.60	0.48	7.00	-	11.97
2027	2.88	-		1.60	-	9.00	-	13.48
2028	2.87	-		1.59	-	12.00	-	16.47
2029	2.87	-		1.59	-	15.00	-	19.46
2030	2.87	-		1.59	-	16.00	-	20.46
2031	2.59	-		1.56	-	13.00	-	17.15
2032	2.81	-		1.52	-	12.00	-	16.33
2033	2.78	-		1.51	-	10.20	-	14.49
2034	2.56	-		-	-	9.88	-	12.44
2035	2.55	-		-	-	8.56	-	11.11
2036	2.45	-		-	-	7.43	-	9.88
2037	2.34	-		-	-	6.49	-	8.83
2038	2.24	-		-	-	5.69	-	7.92
2039	2.14	-		-	-	4.98	-	7.12
2040	2.04	-		-	-	4.39	-	6.43
2041	-	-		-	-	3.88	-	3.88
2042	-	-		-	-	3.47	-	3.47
2043	-	-		-	-	3.10	-	3.10
2044	-	-		-	-	2.78	-	2.78
2045	-	-		-	-	1.45	-	1.45

Fuente: Cálculos propios UT Prospección UPME 2020

**Tabla 40: Reservas Cuenca Catatumbo Escenario Medio 2021-2045**

Reservas	MPC
PDP	19,544
PNP	556
PND	
<b>1P</b>	<b>20,100</b>
Probables	8,235
Posibles	825
<b>3P</b>	<b>29,160</b>
Contingente	58,914
YTF	-

Fuente: Cálculos propios UT Prospección UPME 2020

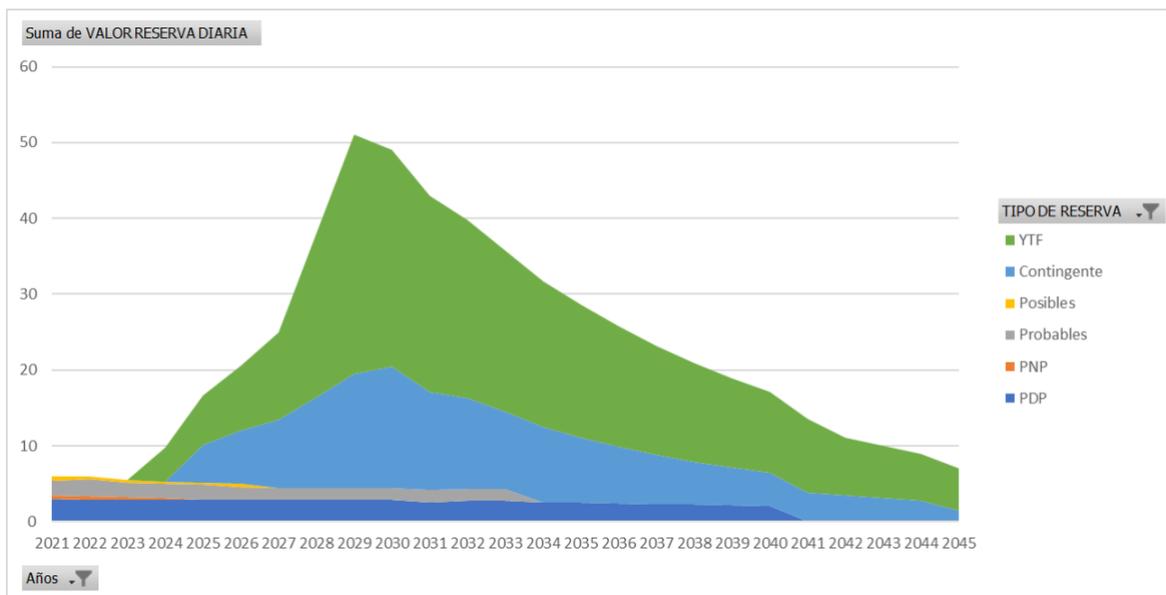
Este escenario produciría en el tiempo evaluado, un total de 88 Giga pies cúbicos, y mantendría una producción de 10 MPCD desde el 2026 hasta el año 2035.

### 10.7.2.3 ESCENARIO ALTO

El Escenario Alto se construyó, con base en el Escenario Medio más los recursos prospectivos del YTF que se plantean en Cerro Gordo, Tibú y Rio de Oro, que son del orden de 117.5 gigas de pies cúbicos.

La producción de los bloques activos tienen un volumen de solo 3 MPCD, IRR 2019, que se podría llevar a niveles de cerca de 50 MPCD, si se logra en el mediano plazo generar un mejor ambiente social y de inversión. Hay un potencial adicional no proyectado por que su aporte quedaría para un horizontes más allá del 2045, y es la potencialidad de gas de Yacimientos No Convencionales que podrían llevar a la cuenca a volúmenes superiores a los 100 MPCD y un estimativo presentado por parte de Ecopetrol de un Tera pie cubico de gas de estimativos preliminares (Figura 75).

**Figura 75: Escenario Alto gas cuenca del Catatumbo**



Fuente: Cálculos propios UT Prospección UPME 2020

En la Tabla 41 y Tabla 42, se presenta el pronóstico de producción y las reservas y recursos para el escenario.

**Tabla 41: Pronóstico de producción Cuenca Catatumbo Escenario Alto 2021-2045 en MPCD**

Año	PDP	PNP	PND	Probables	Posibles	Contingente	YTF	Total general
2021	3.01	0.50		1.88	0.60	-	-	5.99
2022	2.92	0.40		2.27	0.43	-	-	6.03
2023	2.91	0.34		1.93	0.32	-	-	5.50
2024	2.89	0.28		1.87	0.24	-	4.54	9.82
2025	2.89	-		2.03	0.19	5.00	6.54	16.65
2026	2.89	-		1.60	0.48	7.00	8.54	20.51
2027	2.88	-		1.60	-	9.00	11.54	25.01
2028	2.87	-		1.59	-	12.00	21.54	38.00
2029	2.87	-		1.59	-	15.00	31.54	51.01
2030	2.87	-		1.59	-	16.00	28.54	48.99
2031	2.59	-		1.56	-	13.00	25.84	42.99
2032	2.81	-		1.52	-	12.00	23.41	39.74
2033	2.78	-		1.51	-	10.20	21.22	35.71
2034	2.56	-		-	-	9.88	19.25	31.70
2035	2.55	-		-	-	8.56	17.48	28.59
2036	2.45	-		-	-	7.43	15.88	25.76
2037	2.34	-		-	-	6.49	14.39	23.22
2038	2.24	-		-	-	5.69	13.03	20.95
2039	2.14	-		-	-	4.98	11.80	18.92
2040	2.04	-		-	-	4.39	10.70	17.13
2041	-	-		-	-	3.88	9.70	13.58
2042	-	-		-	-	3.47	7.63	11.09
2043	-	-		-	-	3.10	6.86	9.96
2044	-	-		-	-	2.78	6.18	8.96
2045	-	-		-	-	1.45	5.56	7.01

Fuente: Cálculos propios UT Prospección UPME 2020

**Tabla 42: Reservas/recursos Cuenca Catatumbo - Escenario Alto 2021-2045**

Reservas	MPC
PDP	19,544
PNP	556
PND	
<b>1P</b>	<b>20,100</b>
Probables	8,235
Posibles	825
<b>3P</b>	<b>29,160</b>
Contingente	58,914
YTF	117,501
No convencionales	

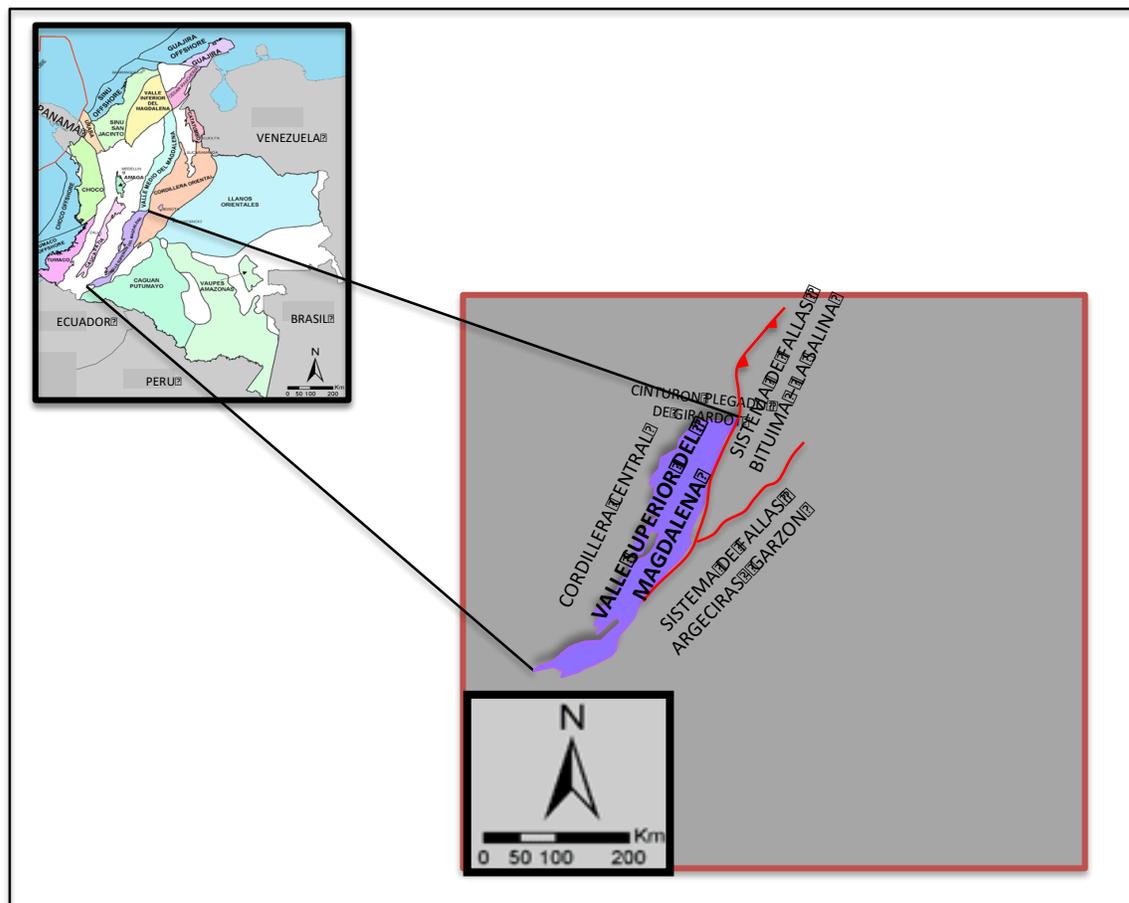
Fuente: Cálculos propios UT Prospección UPME 2020

El volumen que produciría este escenario alcanzaría un valor de 176.4 Giga Pies Cúbicos.

## 10.8 CUENCA DEL VALLE SUPERIOR DEL MAGDALENA (VSM) Y COMPONENTE PIEDEMONTE OCCIDENTAL DE LA CORDILLERA ORIENTAL

La cuenca del Valle Superior del Magdalena se localiza (Figura 76) al suroeste (SW) del territorio colombiano, en el valle que forman las cordilleras Central y Oriental, depresión con orientación NE-SW, en el nacimiento del río Magdalena y a lo largo del valle alto mismo. Se ubica al sur del Cinturón Plegado de Girardot, al SW del sistema de fallas Algeciras - Garzón, y al NW del sistema de fallas Bituima-La Salina.

Figura 76: Localización de la cuenca del Valle Superior del Magdalena.



Fuente: Tomada de (ANH, 2007)

## 10.8.1 RECURSOS PROSPECTIVOS

En la cuenca del Valle Superior del Magdalena, se encuentran 23 campos que producen gas, de acuerdo con el informe publicado por la Agencia Nacional de Hidrocarburos ANH, “Producción fiscalizada gas 2020 septiembre”.

### 10.8.1.1 HISTORIA EXPLORATORIA

La historia exploratoria de la cuenca del Valle Superior del Magdalena comenzó en la década de los años 1920 con la perforación de los pozos exploratorios Guataquí y Chigua por las compañías Transcontinental y Transoil respectivamente. El primer pozo comercial fue hasta la década de los 1950's con el pozo Ortega-1 perforado por la compañía Texas Petroleum Company.

En las décadas de los 50's a los 70's se descubren los campos: Ortega, con POES cercano a los 100 MBIs, Dina Terciario, Dina K, Palogrande, La Cañada, con POES entre 100 y 400 MBIs, Tello con POES mayor a 400 MBIs.

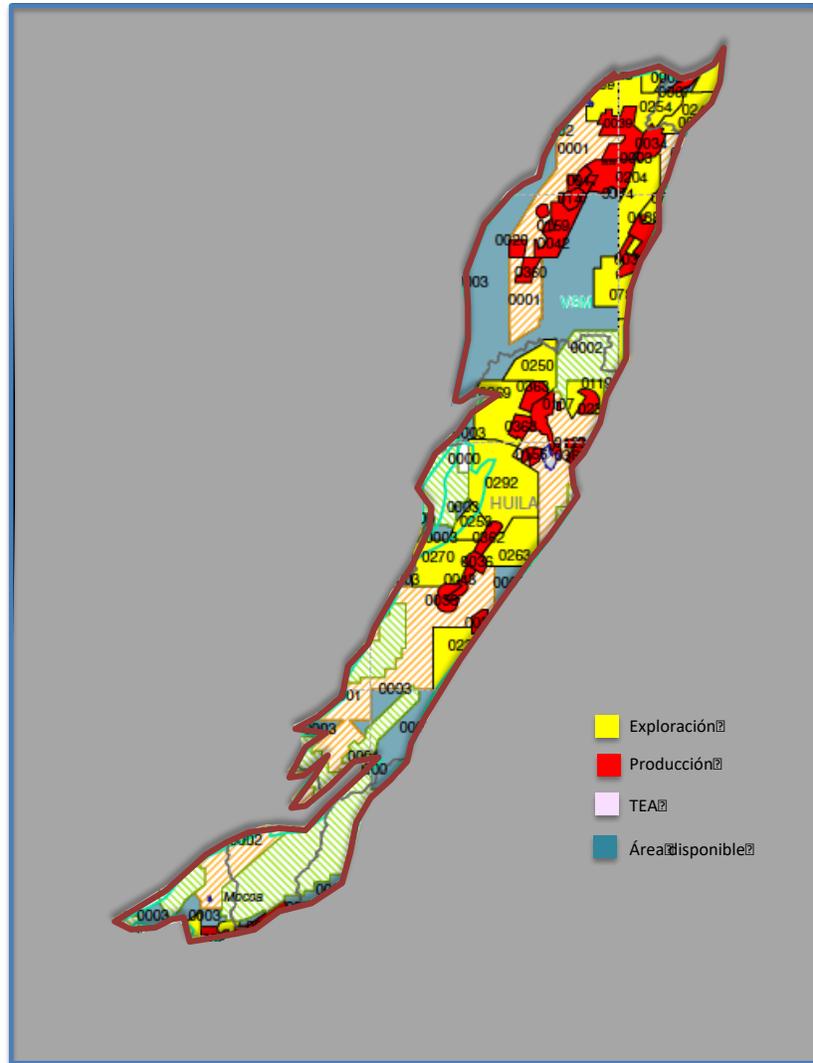
En las décadas de los 80's y 90's se descubrió el 48% del POES de la cuenca, en una campaña de las compañías Hocol (Houston Oil), Ecopetrol, Huilex, Intercol y Petrocol, con los campos San Francisco, Balcón, Palermo, Cebú, Santa Clara, Tenay, Toy, Toldado, Quimbaya, Pacandé, Yaguará, Los Mangos y Andalucía Sur, Purificación, Matachín Norte y Sur, Montañuelo y Monserrate con POES entre 50 y 120 MBIs.

En los 2000's se perforaron nuevos conceptos geológicos, y se encontraron muestras de hidrocarburos en los pozos Iskana-1, El Encanto-1 y Escuela-2, asociados al piedemonte de la cordillera oriental, y en este mismo play se descubrieron los campos de Guando y La Hocha, y con la perforación en Near Field Exploration (Cerca a campos de producción) se descubrieron los campos de Espino, Arrayán, Tempranillo y Guando SW con POES entre 5 y 500 MBIs. Se continúa la exploración de la cuenca cerca a los campos de producción.

### 10.8.1.2 ASIGNACION DE AREAS Y ACTIVIDAD EXPLORATORIA

En la cuenca del Valle Superior del Magdalena se encuentran vigentes, a septiembre de 2020, 20 contratos en exploración y 25 contratos en producción Figura 77. En los últimos 5 años (2015 - 2020) se han perforado 2 pozos exploratorios sin éxito.

Figura 77: Mapa de tierras cuenca del Valle Superior del Magdalena



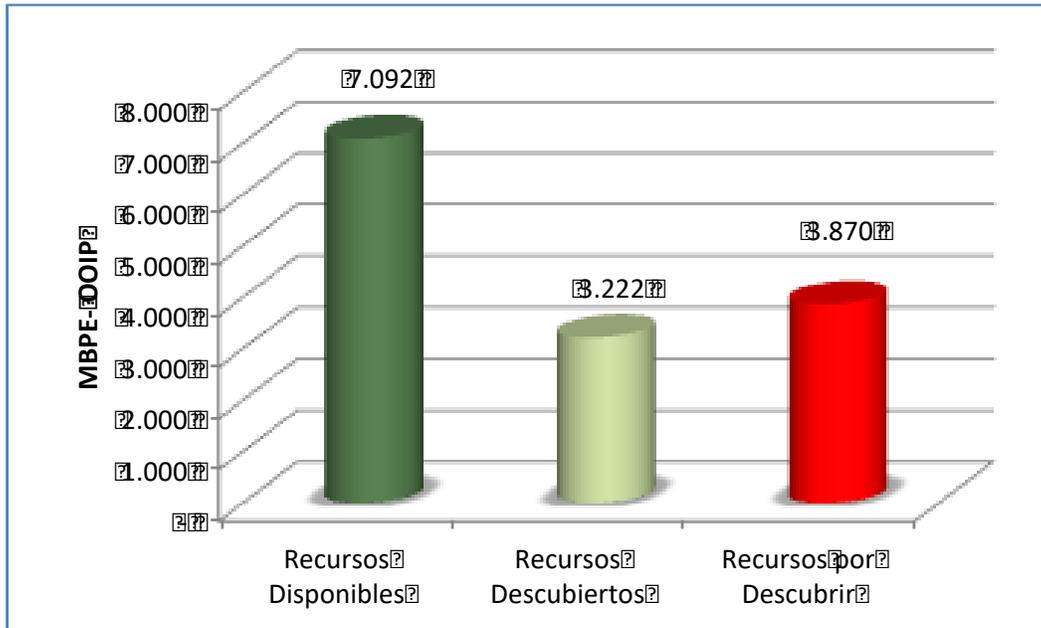
Fuente: Tomada de (ANH, 2020).

### 10.8.1.3 VOLÚMENES DE RECURSOS PROSPECTIVOS (YET TO FIND)

En el estudio “Evaluación de los Recursos de Hidrocarburos remanentes en Colombia (Yet To Find)”, presentado por la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH) en julio de 2019, en la cuenca Valle Superior del Magdalena, se estimaron 7.092 MBPE de Hidrocarburos Disponibles (2% OOIP), de los cuales se han

descubierto 3.222 MBPE (OOIP), y quedarían por encontrar 3.870 MBPE Original En Sitio (Figura 78).

**Figura 78: Estimativo YTF cuenca Valle Superior del Magdalena (VSM)**



Fuente: Tomada de (ANH, 2019)

El análisis de Yet To Find en 2018 para la cuenca del Valle Superior del Magdalena se basó en los estudios que utilizaron la metodología de balance de masas, Ecopetrol Córdoba, ANH - UIS y ANH – GEMS, y sus valores eran muy dispersos, desde 894 MBIs hasta 8,600 MBIs, más del doble de lo encontrado hasta 2018 en la cuenca.

Teniendo en cuenta que la subcuenca Neiva tiene una alta eficiencia de entrapamiento, con lo descubierto a 2018, más del 90%, la prospectividad de la cuenca del Valle Superior del Magdalena se concentra en la subcuenca de Girardot pero se visualiza una limitación de disponibilidad de trampas para los valores altos de hidrocarburo por descubrir. Por lo que se decidió usar el valor más conservador (Ecopetrol – Córdoba del 2004) con un valor de hidrocarburo por descubrir de 894 MBIs, dejando la posibilidad que pueda ser mayor aumentando la prospectividad de la cuenca. Con la evaluación de 2019 y los descubrimientos en la subcuenca de Girardot, como el pozo Guando SW-1.

Con la información de la cuenca, su historia exploratoria, su prospectividad, el volumen total descubierto y la proyección de producción con base en el factor de recobro esperado para cada campo, proyectamos que los descubrimientos en términos de tamaño y número de campos para alcanzar los hidrocarburos estimados en el Yet To Find 2019 (3.870 MBPE) es el siguiente:

- Cuatro (4) campos tipo Guando (130 MBPE), 25% de factor de recobro con un POES de 2.080 MBPE
- Siete (7) campos tipo Guando SW (12 MBPE), 20% de factor de recobro con un POES de 420 MBPE.
- Doce (12) campos tipo Abanico (11 MBPE), 18% de factor de recobro con un POES de 860 MBPE.
- Seis (6) campos tipo Ortega (14 MBPE), 13% de factor de recobro con un POES de 510 MBPE.

#### 10.8.1.4 OPORTUNIDADES EXPLORATORIAS IDENTIFICADAS VS YTF

Las compañías operadoras reportaron en 2019 a la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH) los recursos prospectivos en oportunidades exploratorias que han identificado en sus contratos de exploración y producción. Estas oportunidades las compararemos con los volúmenes estimados en el Yet To Find.

Para la cuenca del Valle Superior del Magdalena, se han estimado que quedarían por encontrar 3.870 MBPE Original En Sitio y las compañías reportaron en IRR 2019, 1 oportunidad de gas en 1 contrato, con GOES de 654 GPC, en donde se observan oportunidades relacionadas con los campos tipo definidos en el numeral 2.8.1.3, como:

- Bloque 30 – BOQUERÓN – La oportunidad, Antillas – Hondita con GOES de 654 GPC y aplicando el 25% de factor de recobro, como el campo tipo Guando se tendría un volumen recuperable del orden de 164 GPC (27 MBPE) (un quinto de campo de los 4 considerados en la proyección del YTF).

**Figura 79: GOES en oportunidades exploratorias identificadas por las compañías operadoras en la cuenca Valle Superior del Magdalena**



Fuente: UT Prospección UPME 2020. ANH IRR 2019.

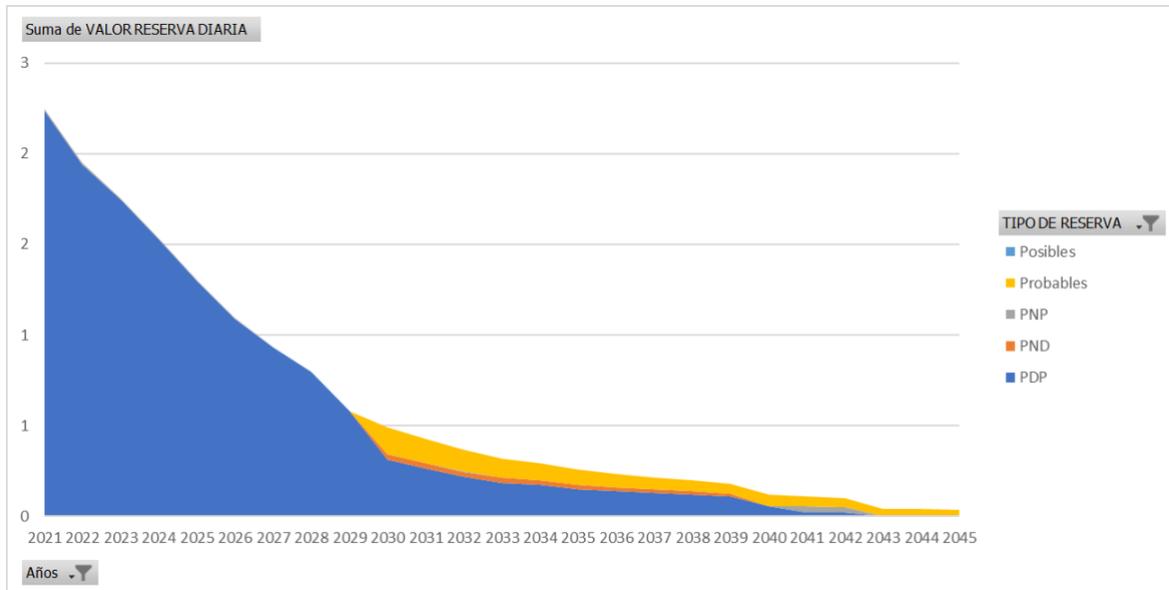
## 10.8.2 ESCENARIOS DE PRODUCCIÓN

La producción esperada de gas es marginal en especial salieron de esta cuenca campos que le adicionaban pequeños volúmenes pero que eran los más importantes de la cuenca como Maná, Toqui Toqui y Pulí.

### 10.8.2.1 ESCENARIO BAJO

El Escenario Bajo, se construye con base en la información del IRR 2019, considerando las reservas probadas (PND, PNP, PND), Probables y Posibles. Las reservas posibles se encuentran sensibilizadas al 50%, por ser gas asociado al petróleo y estar afectadas las actividades durante la pandemia Figura 80

Figura 80: Escenario Bajo de gas cuenca VSM



Fuente: Cálculos propios UT Prospección UPME 2020

En la Tabla 43 y Tabla 44, se presenta el pronóstico de producción y las reservas para el escenario.

**Tabla 43: Pronóstico de producción Cuenca VSM Escenario Bajo 2021-2045 en MPCD**

Año	PDP	PND	PNP	Probables	Posibles	Total general
2021	2.23	-	0.01	-	-	2.24
2022	1.94	-	0.01	-	-	1.95
2023	1.74	-	0.01	-	-	1.75
2024	1.53	-	0.01	-	-	1.53
2025	1.30	-	0.01	-	-	1.30
2026	1.09	-	0.00	-	-	1.09
2027	0.93	-	0.00	-	-	0.93
2028	0.80	-	0.00	-	-	0.80
2029	0.58	-	0.00	-	-	0.58
2030	0.31	0.03	0.00	0.15	-	0.49
2031	0.27	0.03	0.00	0.13	-	0.42
2032	0.22	0.03	0.00	0.12	-	0.37
2033	0.19	0.03	-	0.10	-	0.32
2034	0.17	0.03	-	0.09	-	0.29
2035	0.15	0.02	-	0.08	-	0.26
2036	0.14	0.02	-	0.07	-	0.23
2037	0.13	0.02	-	0.07	-	0.22
2038	0.12	0.02	-	0.06	-	0.20
2039	0.11	0.01	-	0.06	-	0.18
2040	0.06	-	-	0.06	-	0.12
2041	0.02	-	0.03	0.06	-	0.11
2042	0.02	-	0.03	0.05	0.00	0.10
2043	-	-	-	0.04	-	0.04
2044	-	-	-	0.04	-	0.04
2045	-	-	-	0.04	-	0.04

Fuente: Cálculos propios UT Prospección UPME 2020

**Tabla 44: Reservas Cuenca VSM Escenario Bajo 2021-2045**

Reservas	MPC
PDP	5,130
PNP	42
PND	87
<b>1P</b>	<b>5,259</b>
Probables	443
Posibles	0
<b>3P</b>	<b>5,702</b>

Fuente: Cálculos propios UT Prospección UPME 2020

Las reservas estimadas para el periodo en estudio son de 5.7 GPC

### 10.8.2.2 ESCENARIO MEDIO

El Escenario Medio se construyó con base en el Escenario Bajo, sin la sensibilidad a las reservas posibles, más los proyectos contingentes presentados en el informe del IRR 2019 que son marginales y que se presentan en la Tabla 45.

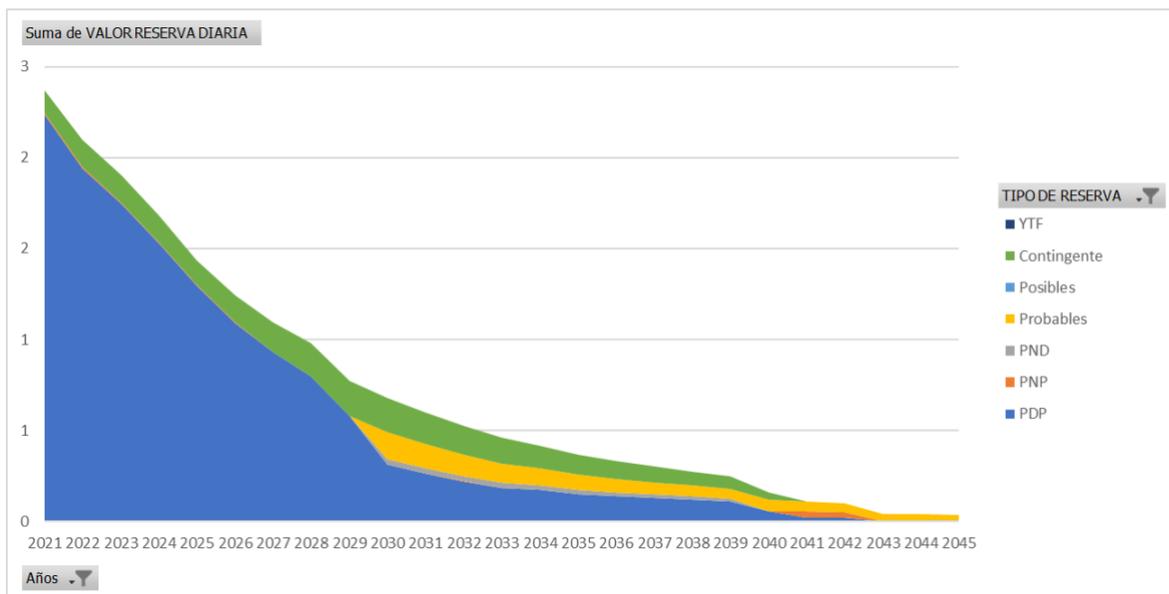
**Tabla 45: Recursos Contingentes Escenario Medio – Cuenca VSM**

Vigencia	Cuenca	Contrato	Reserva	Campo Nombre	Recursos MPC
2019	VSM	PIJAO-POTRERILLO	Contingentes IRR2019	CEBU	211
2019	VSM	PIJAO-POTRERILLO	Contingentes IRR2019	PALOGRADE	778

Fuente: Información ANH

En la Figura 81 se presenta el perfil de producción del Escenario Medio

**Figura 81: Escenario Medio gas Valle Superior del Magdalena.**



Fuente: Cálculos propios UT Prospección UPME 2020

En la Tabla 46 y Tabla 47, se presenta el pronóstico de producción y las reservas y recursos para el escenario.

**Tabla 46: Pronóstico de producción Cuenca VSM Escenario Medio 2021-2045 en MPCD**

Año	PDP	PNP	PND	Probables	Posibles	Contingente	YTF	Total general
2021	2.23	0.01	-	-	-	0.13	-	2.37
2022	1.94	0.01	-	-	-	0.15	-	2.10
2023	1.74	0.01	-	-	-	0.15	-	1.90
2024	1.53	0.01	-	-	-	0.15	-	1.68
2025	1.30	0.01	-	-	-	0.13	-	1.43
2026	1.09	0.00	-	-	-	0.15	-	1.24
2027	0.93	0.00	-	-	-	0.16	-	1.09
2028	0.80	0.00	-	-	-	0.18	-	0.98
2029	0.58	0.00	-	-	-	0.19	-	0.77
2030	0.31	0.00	0.03	0.15	-	0.19	-	0.68
2031	0.27	0.00	0.03	0.13	-	0.18	-	0.60
2032	0.22	0.00	0.03	0.12	-	0.16	-	0.53
2033	0.19	-	0.03	0.10	-	0.14	-	0.46
2034	0.17	-	0.03	0.09	-	0.13	-	0.42
2035	0.15	-	0.02	0.08	-	0.11	-	0.37
2036	0.14	-	0.02	0.07	-	0.10	-	0.33
2037	0.13	-	0.02	0.07	-	0.09	-	0.30
2038	0.12	-	0.02	0.06	-	0.08	-	0.28
2039	0.11	-	0.01	0.06	-	0.07	-	0.25
2040	0.06	-	-	0.06	-	0.04	-	0.16
2041	0.02	0.03	-	0.06	-	-	-	0.11
2042	0.02	0.03	-	0.05	0.00	-	-	0.10
2043	-	-	-	0.04	-	-	-	0.04
2044	-	-	-	0.04	-	-	-	0.04
2045	-	-	-	0.04	-	-	-	0.04

**Tabla 47: Reservas/recursos - Cuenca VSM Escenario Medio 2021-2045**

Reservas	MPC
PDP	5,130
PNP	42
PND	87
<b>1P</b>	<b>5,259</b>
Probables	443
Posibles	1
<b>3P</b>	<b>5,702</b>
Contingente	978
YTF	-

Fuente: Cálculos propios UT Prospección UPME 2020

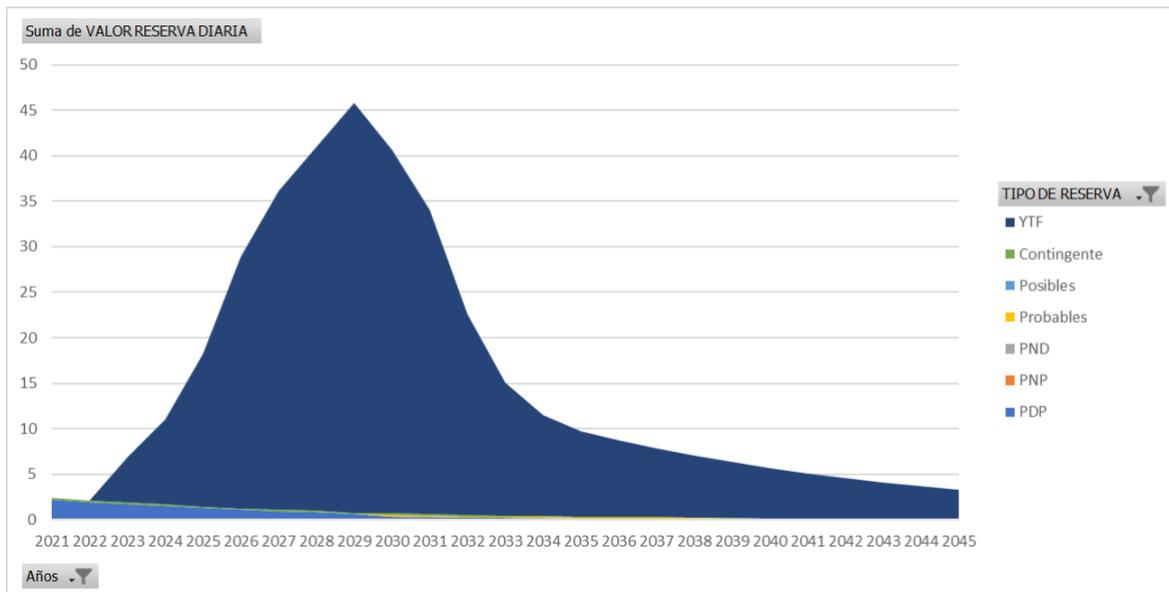
La irregularidad del comportamiento obedece a una etapa en el desarrollo de los campos Cebú Palogrande considerada para el año 2034. Se mantiene una

producción máxima de 2 MPCD, que luego declina y en el desarrollo del 2034 eventualmente regresaría a 1,5 MPCD.

### 10.8.2.3 ESCENARIO ALTO

Se consideran los volúmenes del Escenario Medio más los recursos prospectivos YTF Boquerón, que reduce en alguna medida la marginalidad del escenario. (Figura 82)

**Figura 82: Escenario Alto gas Valle Superior del Magdalena.**



Fuente: Cálculos propios

En la Tabla 48 y Tabla 49, se presenta el pronóstico de producción y las reservas para el escenario.

**Tabla 48: Pronóstico de producción Cuenca VSM Escenario Alto 2021-2045 en MPCD**

Año	PDP	PNP	PND	Probables	Posibles	Contingente	YTF	Total general
2021	2.23	0.01	-	-	-	0.13	-	2.37
2022	1.94	0.01	-	-	-	0.15	-	2.10
2023	1.74	0.01	-	-	-	0.15	5.00	6.90
2024	1.53	0.01	-	-	-	0.15	9.35	11.03
2025	1.30	0.01	-	-	-	0.13	16.83	18.27
2026	1.09	0.00	-	-	-	0.15	27.66	28.90
2027	0.93	0.00	-	-	-	0.16	35.00	36.09
2028	0.80	0.00	-	-	-	0.18	40.00	40.98
2029	0.58	0.00	-	-	-	0.19	45.00	45.77
2030	0.31	0.00	0.03	0.15	-	0.19	40.00	40.68
2031	0.27	0.00	0.03	0.13	-	0.18	33.48	34.08
2032	0.22	0.00	0.03	0.12	-	0.16	22.00	22.53
2033	0.19	-	0.03	0.10	-	0.14	14.61	15.08
2034	0.17	-	0.03	0.09	-	0.13	11.04	11.46
2035	0.15	-	0.02	0.08	-	0.11	9.32	9.69
2036	0.14	-	0.02	0.07	-	0.10	8.39	8.72
2037	0.13	-	0.02	0.07	-	0.09	7.55	7.85
2038	0.12	-	0.02	0.06	-	0.08	6.79	7.07
2039	0.11	-	0.01	0.06	-	0.07	6.11	6.36
2040	0.06	-	-	0.06	-	0.04	5.50	5.66
2041	0.02	0.03	-	0.06	-	-	4.95	5.06
2042	0.02	0.03	-	0.05	0.00	-	4.46	4.56
2043	-	-	-	0.04	-	-	4.01	4.05
2044	-	-	-	0.04	-	-	3.61	3.65
2045	-	-	-	0.04	-	-	3.25	3.28

Fuente: Cálculos propios UT Prospección UPME 2020

**Tabla 49: Reservas/recursos Cuenca VSM – Escenario Alto**

Reservas	MPC
PDP	5,130
PNP	42
PND	87
<b>1P</b>	<b>5,259</b>
Probables	443
Posibles	1
<b>3P</b>	<b>5,702</b>
Contingente	978
YTF	132,916
No convencionales	

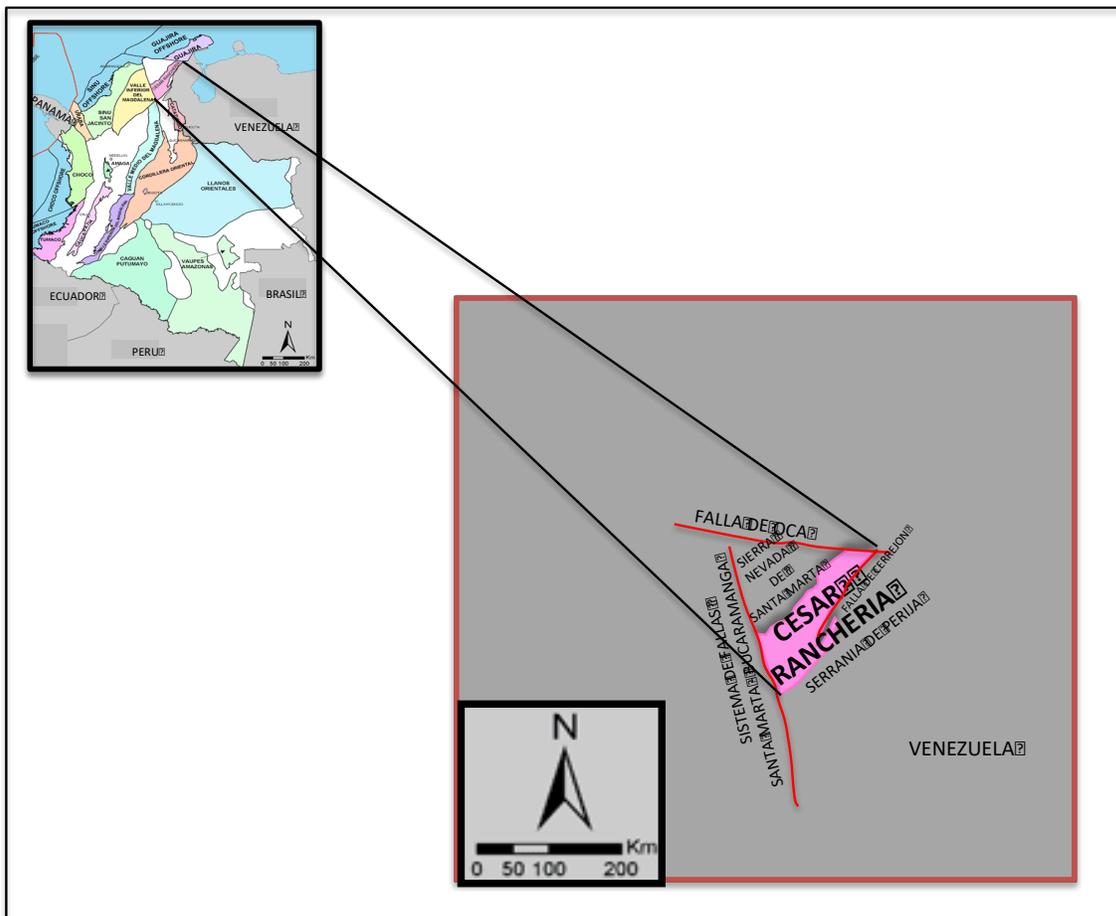
Fuente: Cálculos propios UT Prospección UPME 2020

Este escenario tiene volúmenes acumulados de 6.6 giga pies cúbicos de gas de recursos y reservas y de 132,9 giga pie cúbicos del YTF del IRR 2019, para un volumen total del escenario de 139.5 giga pies cúbicos en el periodo evaluado.

## 10.9 CUENCA CESAR RANCHERÍA

La cuenca Cesar - Ranchería localizada al NE de Colombia, Figura 83, entre la Sierra Nevada de Santa Marta y la Serranía de Perijá, limitada al norte por la Falla de Oca, al este por la Falla Cerrejón, al Suroeste por el sistema de fallas Bucaramanga-Santa Marta y al noroeste por la Sierra Nevada de Santa Marta, hace parte de la sub-placa de Maracaibo. Es una depresión con orientación N30°E, de forma alargada y asimétrica, que está dividida en dos sub-cuencas por el Alto de Verdesia; la subcuenca Cesar al sur y la subcuenca de Ranchería al norte.

Figura 83: Localización de la cuenca Cesar - Ranchería



Fuente: Tomada de (ANH, 2007).

### 10.9.1 RECURSOS PROSPECTIVOS

Los resultados de la actividad exploratoria la cuenca Cesar – Ranchería están enmarcados en dos campos que han tenido producciones marginales Compae y La Loma. Sin embargo, se reconoce que tienen potencial de producción de gas, específicamente en Gas Asociado al Carbón (GAC) o Coal Bed Methane (CBM).

#### 10.9.1.1 HISTORIA EXPLORATORIA

La historia exploratoria de la cuenca Cesar- Ranchería comenzó en la década de los 1940's con la perforación del pozo El Paso-1 y los pozos Papayal y Cerrejon-1. En la década de los 50's se encontró manifestaciones de hidrocarburos en el pozo El Paso-3. En la década de los 80's se vuelve a perforar pozos exploratorios con indicios de gas. En la década de los 90's se perfora el pozo Compae-1 productor de gas. En la década de los 2000's se perfora el pozo Caporo con objetivo en Gas Asociado al Carbón, productor de gas.

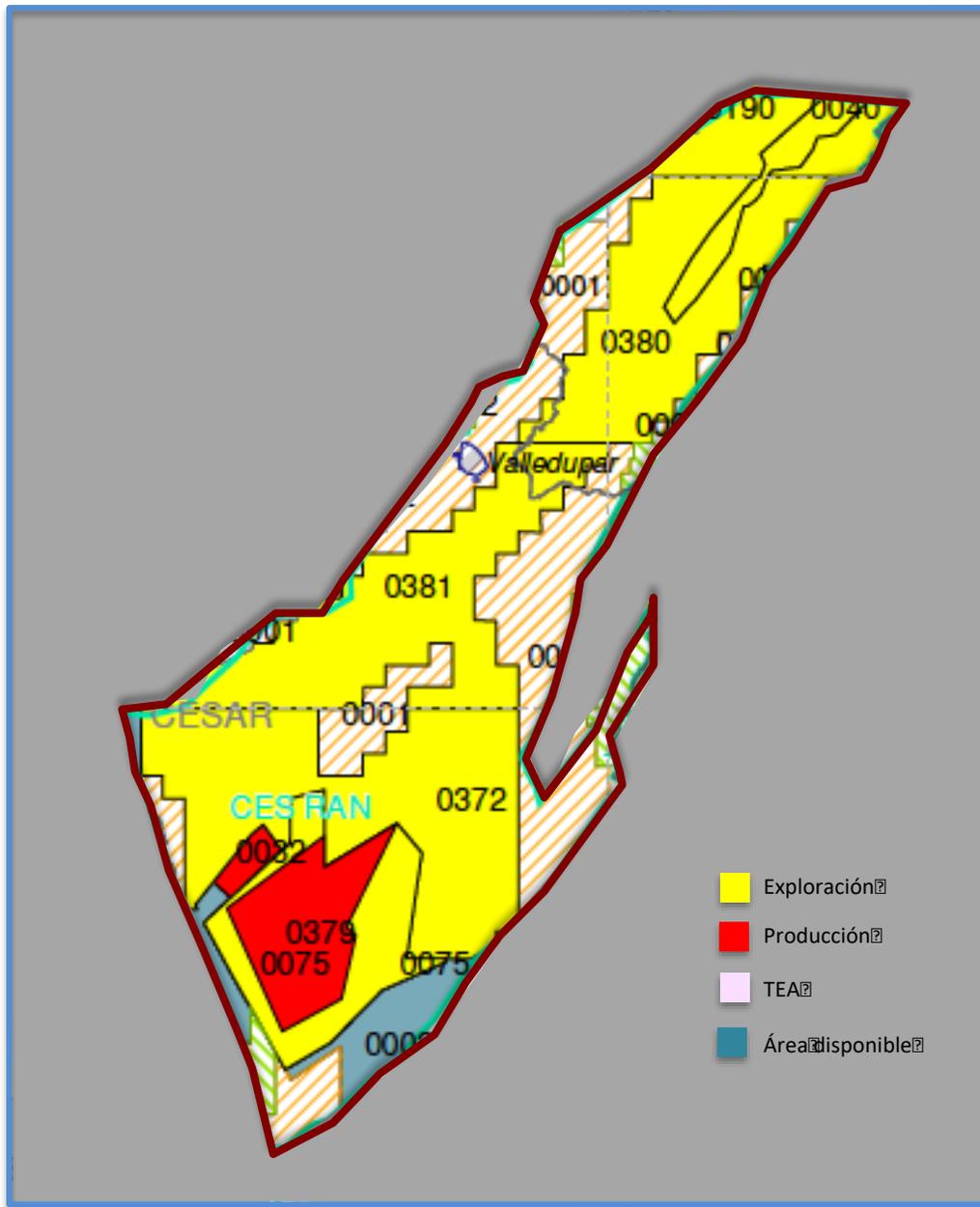
#### 10.9.1.2 ASIGNACION DE AREAS Y ACTIVIDAD EXPLORATORIA

En la cuenca Cesar - Ranchería se encuentran vigentes, a septiembre de 2020, 7 contratos en exploración y 2 contratos en producción Figura 84. En los últimos 5 años (2015 - 2020) no se han perforado pozos exploratorios.

#### 10.9.1.3 VOLÚMENES DE RECURSOS PROSPECTIVOS (YET TO FIND)

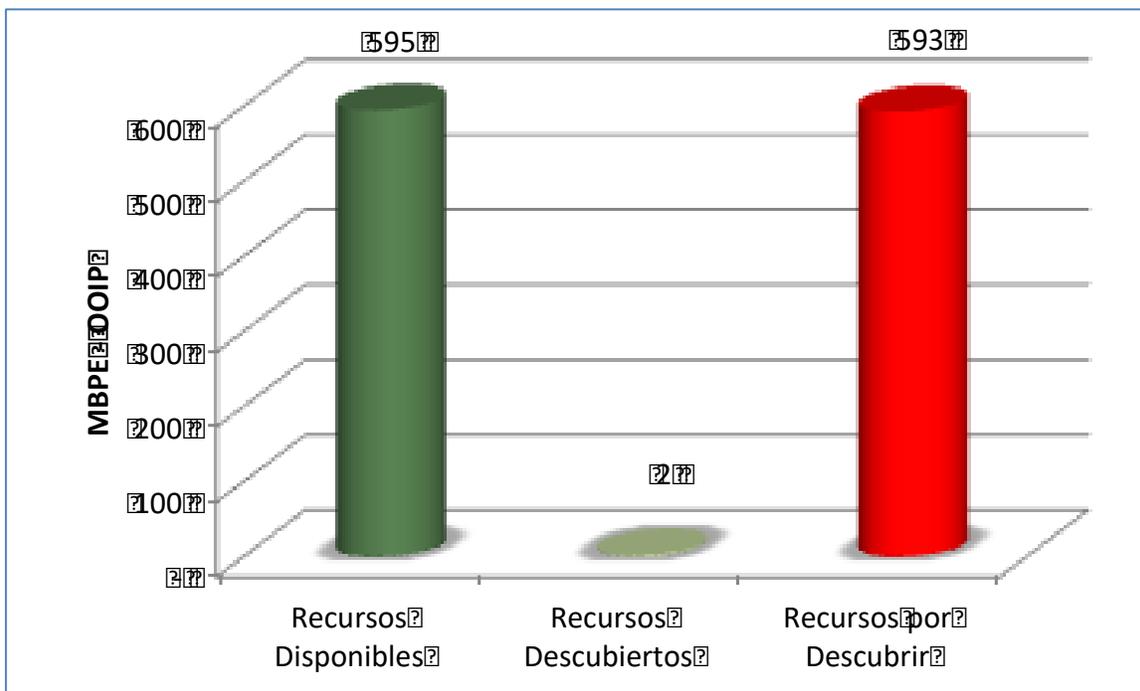
En el estudio “Evaluación de los Recursos de Hidrocarburos remanentes en Colombia (Yet To Find)”, presentado por la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH) en julio de 2019, estimó en la cuenca Cesar - Ranchería, 595 MBPE de Hidrocarburos Disponibles (2% OOIP), de los cuales se han descubierto 2 MBPE (OOIP), quedarían por encontrar 593 MBPE Original En Sitio Figura 85.

Figura 84: Mapa de tierras cuenca Cesar - Ranchería



Fuente: Tomada de (ANH, 2020)

Figura 85: Estimativo YTF cuenca Cesar - Ranchería



Fuente: Tomada de (ANH, 2019)

#### 10.9.1.4 OPORTUNIDADES EXPLORATORIAS IDENTIFICADAS VS YTF

Las compañías operadoras reportaron en 2019 a la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH) los recursos prospectivos en oportunidades exploratorias que han identificado en sus contratos de exploración y producción. Para la cuenca Cesar – Ranchería no hubo reporte de oportunidades exploratorias en 2019.

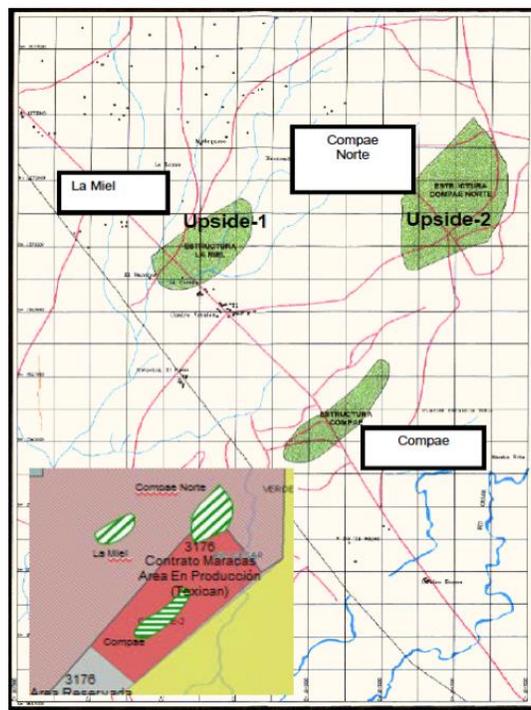
#### 10.9.2 ESCENARIOS DE PRODUCCIÓN

Las operaciones en esta cuenca son recientes enmarcadas en dos campos que han tenido producciones marginales Compae y La Loma (Figura 86 y Figura 87). Sin embargo, se reconoce que tienen potencial de producción de gas.

En Compae se perforaron 4 pozos, uno de ellos por debajo del contacto de agua. En la formación la Luna se produjeron en pruebas tres pozos con potenciales

individuales de 3 a 14 MPCD, e incertidumbre por no tener información suficiente de presiones. Estos pozos están listos para entrar a producción desde el año 2003 y solo se inició producción comercial en el año 2016 con una producción de 2 MPCD y una proyección para alcanzar entre 3 y 4 MPCD alrededor del año 2020. Se requiere inversiones y una preparación especial para el manejo del H<sub>2</sub>S para cualquier ampliación. La última evaluación del campo planteo reservas desarrolladas por producción de 6,4 giga pies cúbicos.

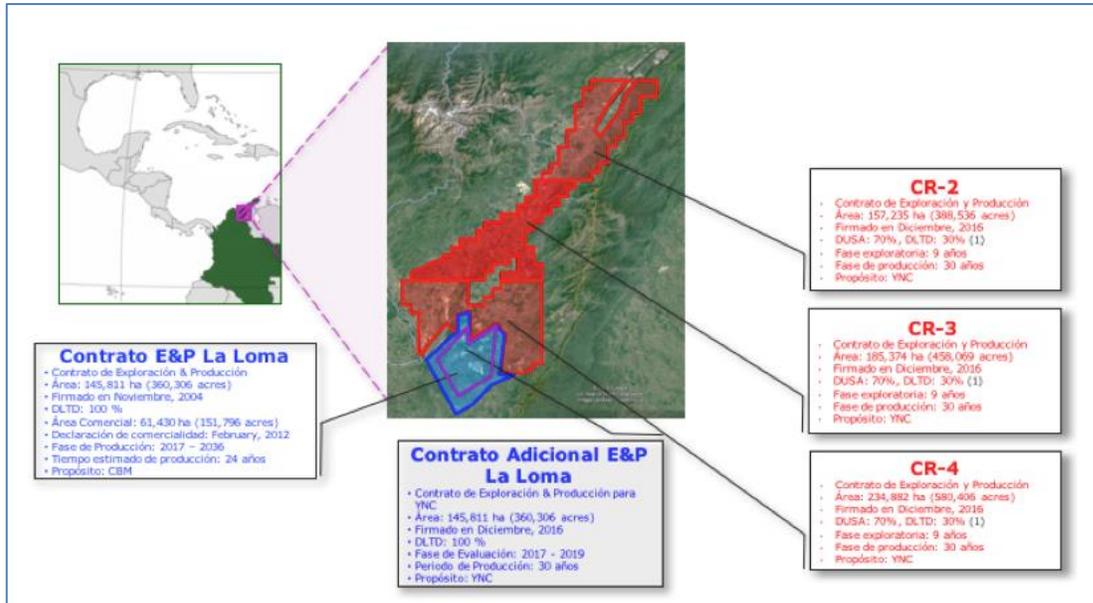
**Figura 86: Campo Compae y Opciones Exploratorias.**



Fuente: Ecopetrol 2012.

El otro campo productor es el campo La Loma, en pruebas en la actualidad, reservas probadas reportadas de menos de 1 GPC, con reservas probables y posibles del orden 40 y 90 giga pies cúbicos de gas y unos recursos contingentes de alta incertidumbre del orden de 0,5 Tera pies cúbicos de gas. Este es un yacimiento de CBM (Coal Bed Methane), o GAC (Gas Asociado al Carbón), sin embargo, tiene también un objetivo en el Shale gas de las formaciones del cretáceo.

Figura 87: Contratos con potencialidad CBM.

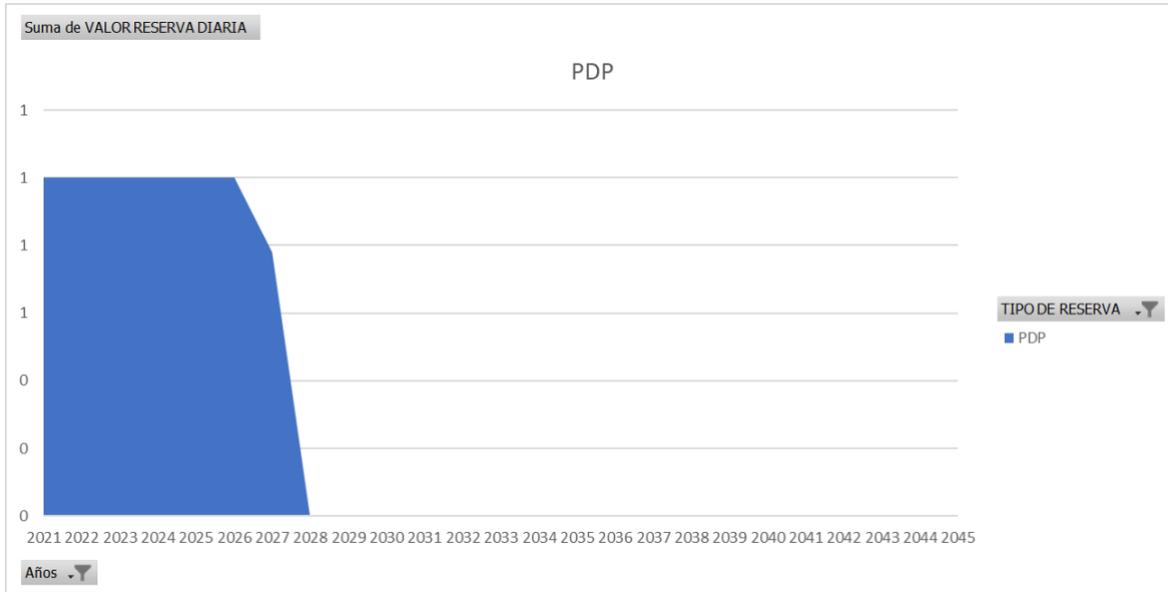


Fuente ANH 2017.

### 10.9.2.1 ESCENARIO BAJO

El Escenario Bajo contempla las reservas Probadas (PDP, PNP, PND), probables y posibles del Informe del IRR2019. El escenario bajo de Cesar Ranchería plantea que por razones técnico-económicas o de entorno no se continúe con el eventual desarrollo del campo La Loma y solo se produzcan los pozos aprobados en la primera licencia que se está ejecutando en la actualidad. Solo se presentan los pronósticos de reservas probadas del campo Compae del contrato Maracas con una producción en el escenario de 2,61 Giga pies cúbicos (Figura 88).

**Figura 88: Escenario Bajo Cuenca Cesar Ranchería.**



Fuente: Cálculos propios UT Prospección UPME 2020

En la Tabla 50 y Tabla 51, se presenta el pronóstico de producción y las reservas para el escenario.

**Tabla 50: Pronóstico de producción Cuenca Cesar Ranchería Escenario Bajo 2021-2045 en MPCD**

Año	PDP	PND	PNP	Probables	Posibles	Total general
2021	1.00					1.00
2022	1.00					1.00
2023	1.00					1.00
2024	1.00					1.00
2025	1.00					1.00
2026	1.00					1.00
2027	0.78					0.78
2028	-					-
2029	-					-
2030	-					-
2031	-					-
2032	-					-
2033	-					-
2034	-					-
2035	-					-
2036	-					-
2037	-					-
2038	-					-
2039	-					-
2040	-					-
2041	-					-
2042	-					-
2043	-					-
2044	-					-
2045	-					-

Fuente: Cálculos propios UT Prospección UPME 2020

**Tabla 51: Reservas/recursos Cuenca Cesar Ranchería Escenario 2021-2045 en MPCD**

Reservas	MPC
PDP	2,476
PNP	
PND	
<b>1P</b>	<b>2,476</b>
Probables	
Posibles	
<b>3P</b>	<b>2,476</b>

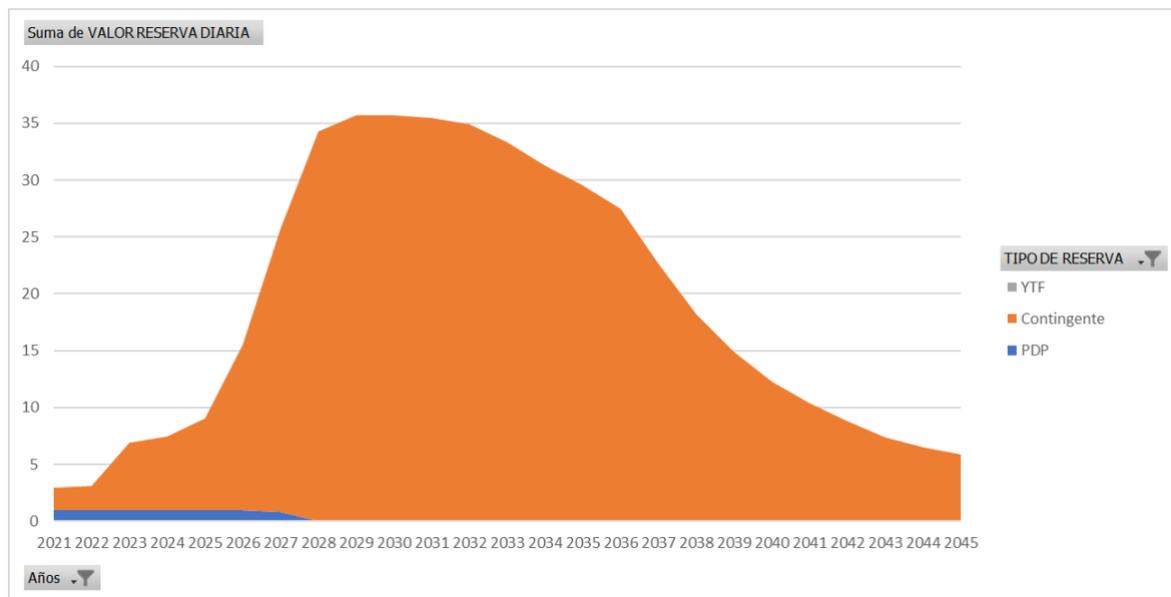
Fuente: Cálculos propios UT Prospección UPME 2020

Las reservas probadas son de 2.4 giga pies cúbicos.

### 10.9.2.2 ESCENARIO MEDIO

Para el Escenario Medio se consideraron los volúmenes del Escenario Bajo más los contingentes presentados en el IRR 2019 del campo Caporo, contrato la Loma con unos recursos de 143.42 Gpc. El Escenario Medio, está en proceso de alcanzar 1 MPCD con 17 pozos perforados, dos de ellos para reinyectar el agua producida. Si se llegan a perforar los entre 100 y 200 pozos planteados en el eventual desarrollo del gas asociado al carbón y con el comportamiento actual, el operador espera que los recursos contingentes se ratifiquen (Figura 89).

**Figura 89: Escenario Medio Cuenca Cesar Ranchería.**



Fuente: Cálculos propios UT Prospección UPME 2020

En la Tabla 52 y Tabla 53, se presenta el pronóstico de producción y las reservas para el escenario.

**Tabla 52: Pronóstico de producción Cuenca Cesar Ranchería Escenario Medio 2021-2045 en MPCD**

Año	PDP	PNP	PND	Probables	Posibles	Contingente	YTF	Total general
2021	1.00					1.93	-	2.93
2022	1.00					2.09	-	3.09
2023	1.00					5.88	-	6.88
2024	1.00					6.49	-	7.49
2025	1.00					8.06	-	9.06
2026	1.00					14.55	-	15.55
2027	0.78					24.99	-	25.77
2028	-					34.27	-	34.27
2029	-					35.73	-	35.73
2030	-					35.71	-	35.71
2031	-					35.48	-	35.48
2032	-					34.88	-	34.88
2033	-					33.34	-	33.34
2034	-					31.24	-	31.24
2035	-					29.51	-	29.51
2036	-					27.47	-	27.47
2037	-					22.61	-	22.61
2038	-					18.18	-	18.18
2039	-					14.86	-	14.86
2040	-					12.30	-	12.30
2041	-					10.42	-	10.42
2042	-					8.79	-	8.79
2043	-					7.35	-	7.35
2044	-					6.49	-	6.49
2045	-					5.86	-	5.86

Fuente: Cálculos propios UT Prospección UPME 2020

**Tabla 53: Reservas/recursos Cuenca Cesar Ranchería Escenario Medio 2021-2045 en MPCD**

Reservas	MPC
PDP	2,476
PNP	
PND	
<b>1P</b>	<b>2,476</b>
Probables	
Posibles	
<b>3P</b>	<b>2,476</b>
Contingente	171,112
YTF	-

Fuente: Cálculos propios UT Prospección UPME 2020

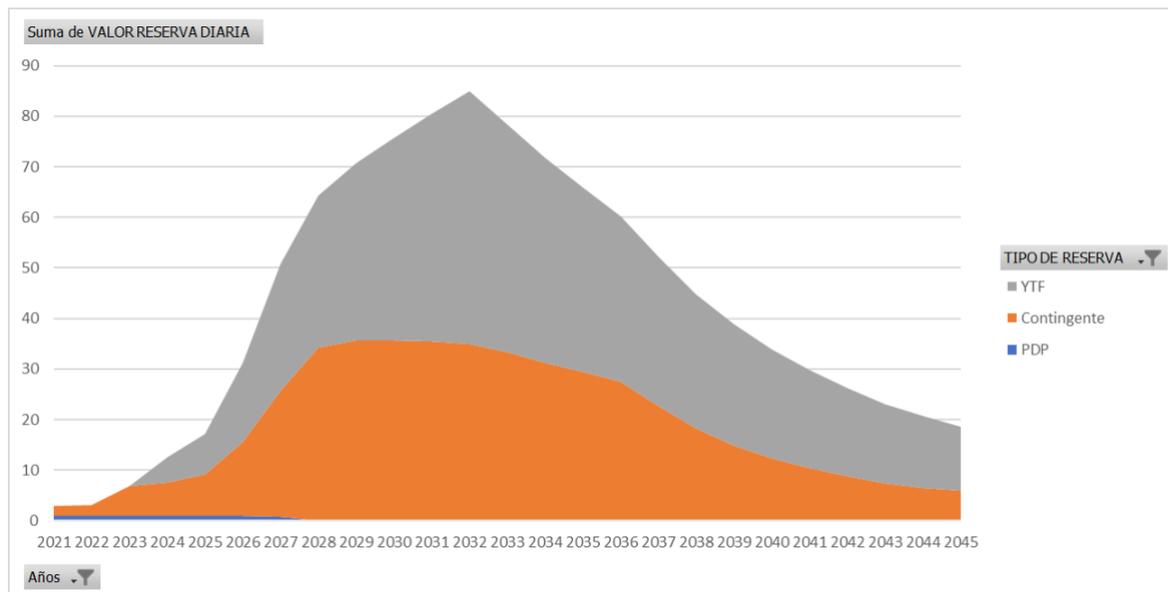
Este escenario desarrollaría 173.5 Giga pies cúbicos que se componen de los recursos contingentes planteados en el informe de recursos y reservas es de 171,1 Giga pies cúbicos en el campo La Loma y 2,47 Giga pies cúbicos de reservas

### 10.9.2.3 ESCENARIO ALTO

El Escenario Alto, incluye además de los volúmenes del Escenario Medio los recursos prospectivos del bloque La Loma, con unos recursos estimados de 215.2 gigas pies cúbicos. La compañía “Drummond” tiene una gran parte de las áreas con potencial para CBM e hidrocarburos asociados al Cretáceo con condiciones petrofísicas que clasificaría los eventuales yacimientos como no Convencionales, con muy bajas permeabilidades y requerimientos de fracturamiento para su explotación.

Las estimaciones del operador son importantes y se plantea que sus recursos prospectivos alcanzarían una producción cercana a los 90 MPCD en el año 2032, Figura 90. La producción de las pruebas alcanza 1 MPCD en la actualidad, tiene el problema que no ha podido perforar pozos adicionales para probar el verdadero potencial.

**Figura 90: Escenario Alto Cuenca Cesar Ranchería.**



Fuente: Cálculos propios UT Prospección UPME 2020

En la Tabla 54 y Tabla 55, se presenta el pronóstico de producción y las reservas para el escenario.

**Tabla 54: Pronóstico de producción Cuenca Cesar Ranchería Escenario Alto 2021-2045 en MPCD**

Año	PDP	PNP	PND	Probables	Posibles	Contingente	YTF	Total general
2021	1.00					1.93	-	2.93
2022	1.00					2.09	-	3.09
2023	1.00					5.88	-	6.88
2024	1.00					6.49	5.00	12.49
2025	1.00					8.06	8.00	17.06
2026	1.00					14.55	15.65	31.20
2027	0.78					24.99	25.00	50.77
2028	-					34.27	30.00	64.27
2029	-					35.73	35.00	70.73
2030	-					35.71	40.00	75.71
2031	-					35.48	45.00	80.48
2032	-					34.88	50.00	84.88
2033	-					33.34	45.00	78.34
2034	-					31.24	40.50	71.74
2035	-					29.51	36.45	65.96
2036	-					27.47	32.81	60.27
2037	-					22.61	29.52	52.13
2038	-					18.18	26.57	44.75
2039	-					14.86	23.91	38.78
2040	-					12.30	21.52	33.82
2041	-					10.42	19.37	29.79
2042	-					8.79	17.43	26.22
2043	-					7.35	15.69	23.04
2044	-					6.49	14.12	20.62
2045	-					5.86	12.71	18.57

Fuente: Cálculos propios UT Prospección UPME 2020

**Tabla 55: Reservas/recursos Cuenca Cesar Ranchería Escenario Alto 2021-2045**

Reservas	MPC
PDP	2,476
PNP	-
PND	-
<b>1P</b>	<b>2,476</b>
Probables	-
Posibles	-
<b>3P</b>	<b>2,476</b>
Contingente	171,112
YTF	215,236
No convencionales	

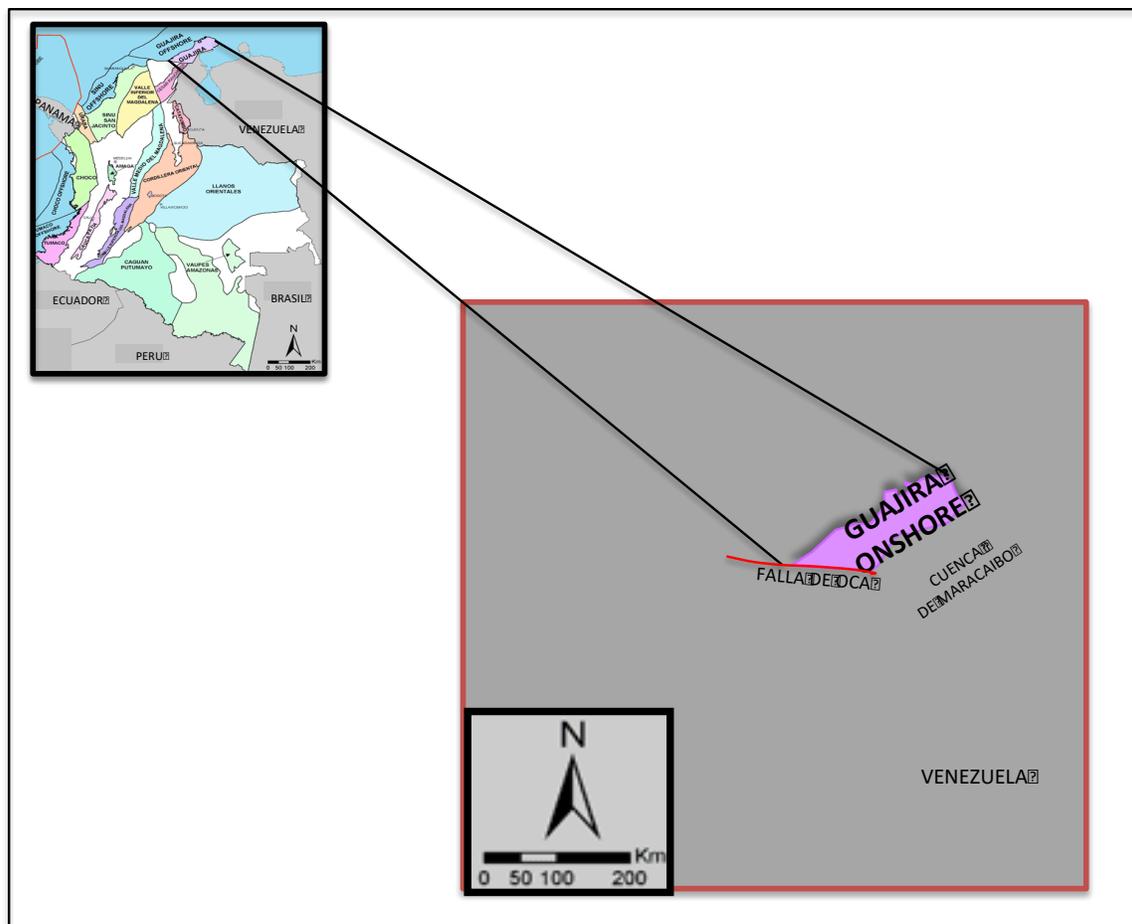
Fuente: Cálculos propios UT Prospección UPME 2020

El volumen acumulado que se espera se produzca de 2021 a 2045 es de 388 Giga pies cúbicos de los cuales 393,4 vendrían del campo La Loma con su proyecto de gas asociado al carbón.

## 10.10 CUENCA GUAJIRA ONSHORE

La cuenca Guajira Onshore se localiza en el extremo norte del territorio colombiano, en la península de La Guajira. Está situada al norte de la Cuenca Cesar-Ranchería con el límite marcado por la falla de Oca, al oeste, la falla de Oca separa la cuenca Guajira del macizo de Santa Marta. Por el norte, la Cuenca Guajira Onshore va hasta el límite costero y el límite suroriental es el límite geográfico con Venezuela. Figura 91

Figura 91: Localización de la cuenca Guajira Onshore



Fuente: Tomada de (ANH, 2007).

## 10.10.1 RECURSOS PROSPECTIVOS

Los resultados de la actividad exploratoria en la cuenca Guajira Onshore están relacionados con el campo de gas Rio Hacha, que puede estar más enmarcado con el offshore y los campos de Chuchupa y Ballenas. En la cuenca de Guajira Onshore no se han encontrado acumulaciones de hidrocarburos comerciales.

### 10.10.1.1 HISTORIA EXPLORATORIA

La historia exploratoria de la cuenca Guajira Onshore comenzó en la década de los 1940's con la perforación del pozo Rancheria-1 sin indicios de hidrocarburos, en la década de los 70's se perforaron 5 pozos exploratorios, y se descubrió el campo Rio Hacha (Onshore) en 1975 con POES mayor a 1,000 MBPE. Entre las décadas de los 70's y 2010's se perforaron 17 pozos exploratorios sin manifestaciones de hidrocarburos.

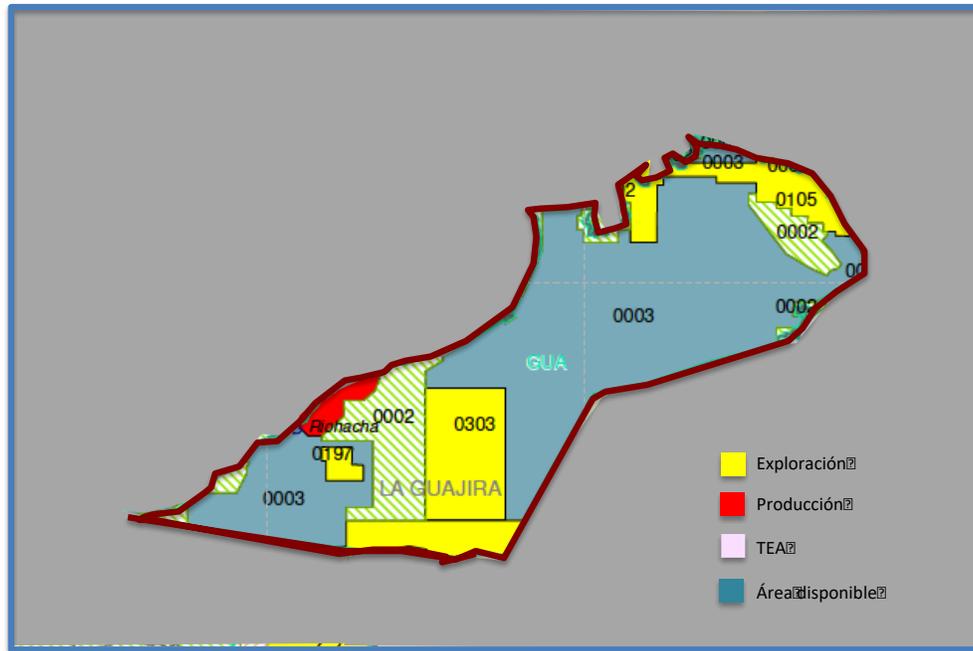
### 10.10.1.2 ASIGNACION DE AREAS Y ACTIVIDAD EXPLORATORIA

En la cuenca Guajira Onshore se encuentran vigentes, a septiembre de 2020, 3 contratos en exploración (Figura 92). En los últimos 5 años (2015 - 2020) se perforó un pozo exploratorio, con manifestaciones de hidrocarburos, el cual se encuentra en evaluación, un porcentaje de éxito del 100%.

### 10.10.1.3 VOLÚMENES DE RECURSOS PROSPECTIVOS (YET TO FIND)

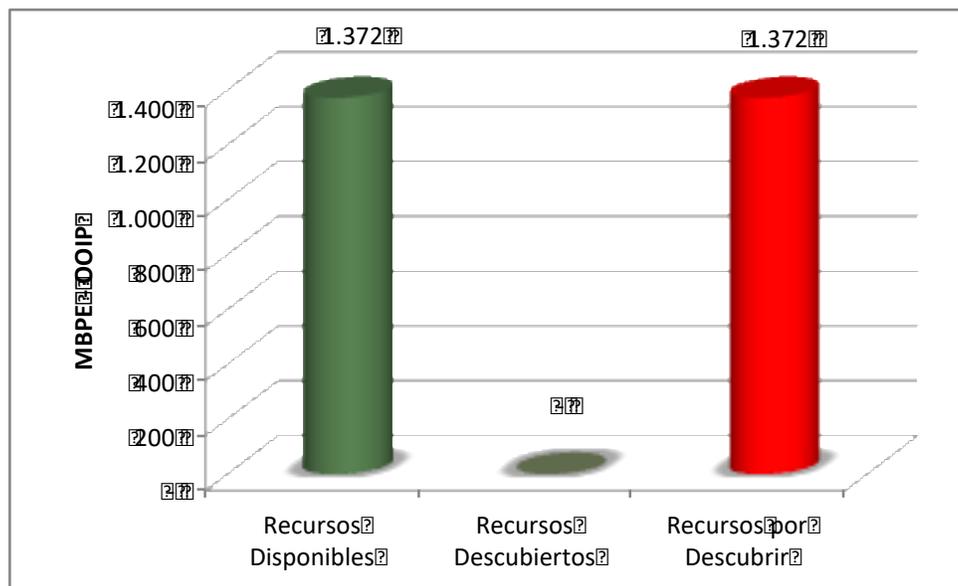
En el estudio "Evaluación de los Recursos de Hidrocarburos remanentes en Colombia (Yet To Find)", presentado por la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH) en julio de 2019, estimó en la cuenca Guajira Onshore, 1.372 MBPE de Hidrocarburos Disponibles (2% OOIP), de los cuales no se han descubierto reservas comerciales, quedarían por encontrar 1.372 MBPE Original En Sitio (Figura 93), considerando que el campo Rio Hacha hace parte de la cuenca Guajira Offshore.

Figura 92: Mapa de tierras cuenca Guajira Onshore



Fuente: Tomada de (ANH, 2020)

Figura 93: Estimativo YTF cuenca Guajira Onshore



Fuente: Tomada de (ANH, 2019)

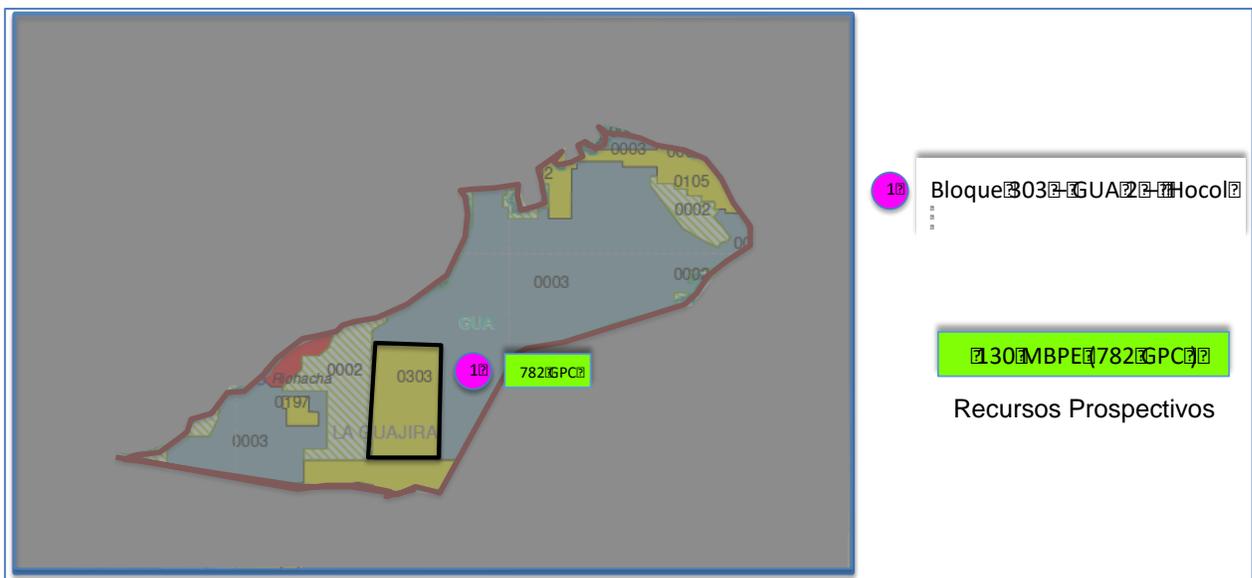
#### 10.10.1.4 OPORTUNIDADES EXPLORATORIAS IDENTIFICADAS VS YTF

Las compañías operadoras reportaron en 2019 a la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH) los recursos prospectivos en oportunidades exploratorias que han identificado en sus contratos de exploración y producción.

Para la cuenca Guajira Onshore, las compañías reportaron en IRR 2019, 2 oportunidades de gas en 1 contrato, con 782 GPC.

- Bloque 303 – GUA 2– Las oportunidades, Chinchorro y Comején con GOES de 782 GPC y aplicando el 79% de factor de recobro, el menor de los campos offshore (Ballena) se tendría un volumen recuperable del orden de 618 GPC. (medio campo de Ballena)

**Figura 94: GOES en oportunidades exploratorias identificadas por las compañías operadoras en la cuenca Guajira Onshore**



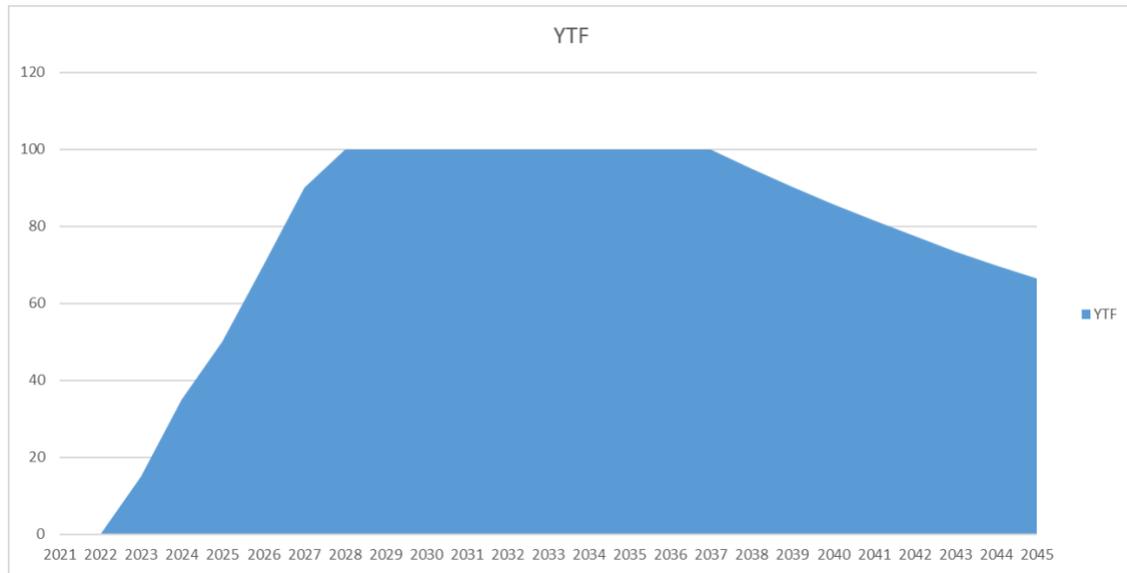
Fuente: UT Prospección UPME 2020. ANH IRR 2019.

#### 10.10.2 ESCENARIO DE PRODUCCIÓN- ÚNICO – ESCENARIO ALTO

El único escenario que se presenta para esta cuenca es el correspondiente a los recursos prospectivos del YTF en el bloque GUA-2. Hocol ha puesto un importante

esfuerzo técnico y financiero, y es parte de su estrategia integral para tener sinergias con los campos del contrato Guajira en los cuales hay infraestructura disponible (Figura 95).

**Figura 95: Escenario Alto Guajira Onshore.**



Fuente: Cálculos propios UT Prospección UPME 2020

En la Tabla 56 y Tabla 57, se presenta el pronóstico de producción y los recursos para el escenario.

**Tabla 56: Pronóstico de producción Cuenca Guajira Onshore Escenario Alto 2021-2045 en MPCD**

Año	PDP	PNP	PND	Probables	Posibles	Contingente	YTF	Total general
2021	-						-	-
2022	-						-	-
2023	-						15.00	15.00
2024	-						35.00	35.00
2025	-						50.00	50.00
2026	-						70.00	70.00
2027	-						90.00	90.00
2028	-						100.00	100.00
2029	-						100.00	100.00
2030	-						100.00	100.00
2031	-						100.00	100.00
2032	-						100.00	100.00
2033	-						100.00	100.00
2034	-						100.00	100.00
2035	-						100.00	100.00
2036	-						100.00	100.00
2037	-						100.00	100.00
2038	-						95.00	95.00
2039	-						90.25	90.25
2040	-						85.74	85.74
2041	-						81.45	81.45
2042	-						77.38	77.38
2043	-						73.51	73.51
2044	-						69.83	69.83
2045	-						66.34	66.34

Fuente: Cálculos propios UT Prospección UPME 2020

**Tabla 57: Reservas/recursos Guajira Onshore – Escenario Alto**

Reservas	MPC
PDP	-
PNP	-
PND	-
<b>1P</b>	-
Probables	-
Posibles	-
<b>3P</b>	-
Contingente	-
YTF	693,809
No convencionales	-

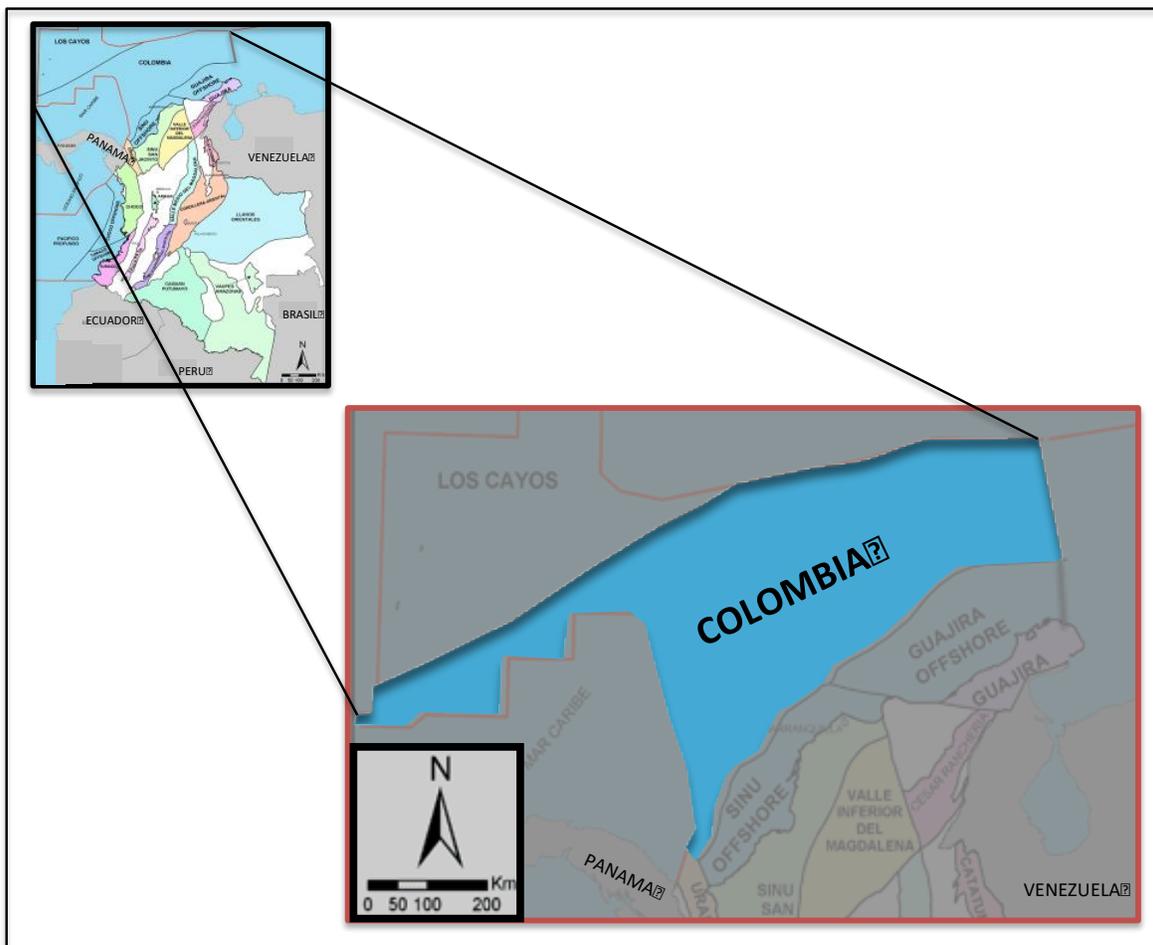
Fuente: Cálculos propios UT Prospección UPME 2020

El escenario propuesto plantea la recuperación de 693 Giga pies cúbicos del 2023 al año 2045.

### 10.11 CUENCA COLOMBIA

La cuenca Colombia está localizada en el mar Caribe, limitada al sureste por el frente de deformación del cinturón del Sur Caribe, al noroeste por el escarpe de Hess, al suroeste con el límite marítimo de Costa Rica y Panamá y al oriente por aguas territoriales de Venezuela; el límite norte corresponde a las fronteras marítimas con Jamaica, Haití y República Dominicana (Figura 96).

Figura 96: Localización de la cuenca Colombia.



Fuente: Tomada de (ANH, 2007).

#### 10.11.1 RECURSOS PROSPECTIVOS

En la cuenca Colombia se han desarrollado diferentes actividades de adquisición de información para el reconocimiento de la cuenca, como información sísmica regional y perforación de pozos estratigráficos.

##### 10.11.1.1 HISTORIA EXPLORATORIA

La historia exploratoria de la cuenca Colombia comenzó con la firma de los TEA (Technical Evaluation Agreement - Contrato de Evaluación Técnica) Col 2, Col 5 y Col 3 en 2012 por las compañías Anadarko y Shell respectivamente, seguido en 2014 por la firma de los TEAS, Col 1, Col 6 y Col 7 por la compañía Anadarko y el Col 4 por la compañía Repsol. Los TEAS, Col 3, 4 y 5, se convirtieron en contratos E& y tienen obligaciones de perforación exploratoria para comprobar la presencia de hidrocarburos en la cuenca. La parte oeste del contrato Purple Ángel hace parte de la cuenca Colombia, y allí están localizados los pozos perforados en 2017, Purple Angel-1 y Gorgon-1, los cuales se encuentran en fase de evaluación.

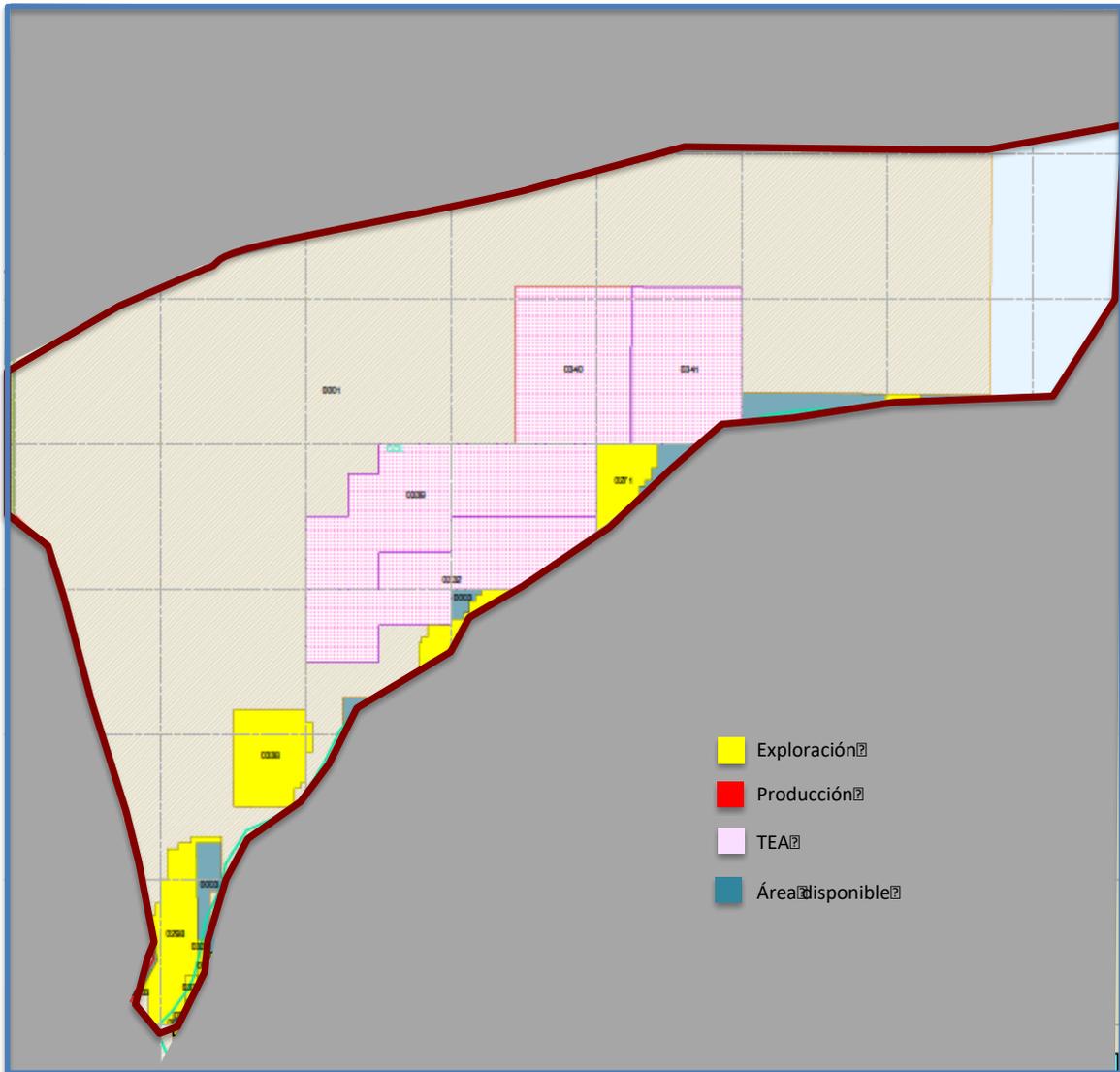
##### 10.11.1.2 ASIGNACION DE AREAS Y ACTIVIDAD EXPLORATORIA

En la cuenca Colombia se encuentran vigentes, a septiembre de 2020, 4 contratos de evaluación técnica (TEA) y 4 en exploración (Figura 97). En los últimos 5 años (2015 - 2020) se perforaron dos pozos exploratorios, con manifestaciones de hidrocarburos, con un porcentaje de éxito del 100%.

##### 10.11.1.3 VOLÚMENES DE RECURSOS PROSPECTIVOS (YET TO FIND)

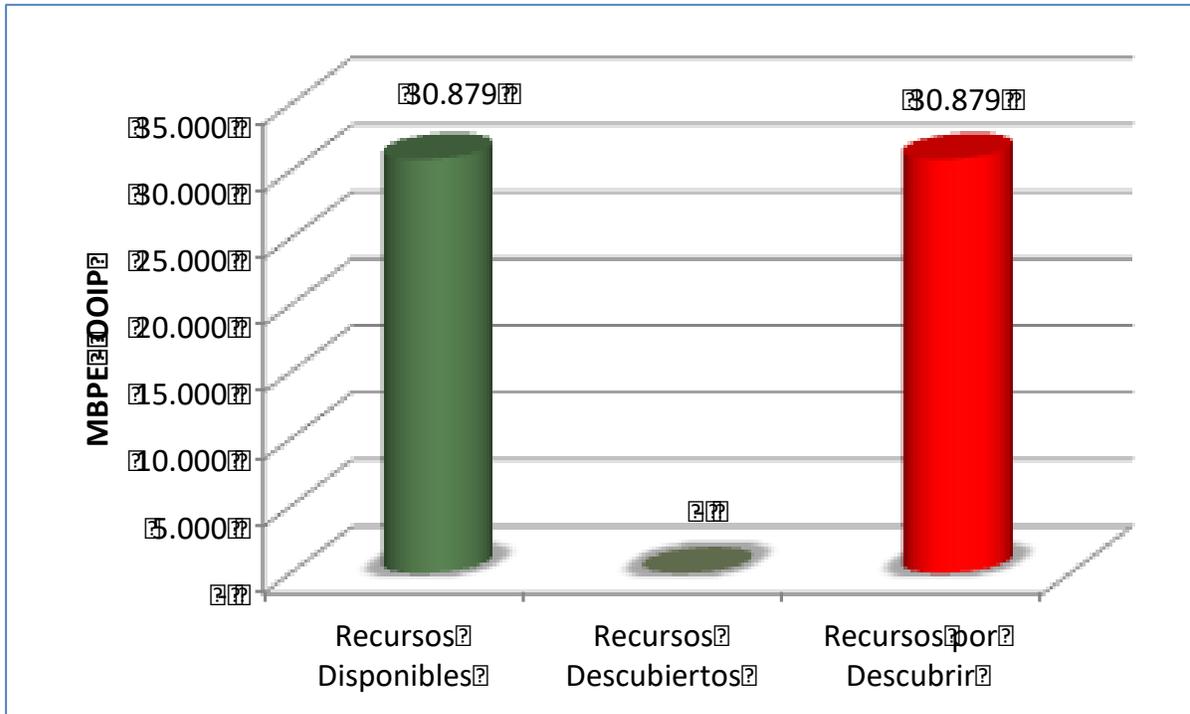
En el estudio “Evaluación de los Recursos de Hidrocarburos remanentes en Colombia (Yet To Find)”, presentado por la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH) en julio de 2019, estimó en la cuenca Colombia, 30.879 MBPE de Hidrocarburos Disponibles (2% OOIP), de los cuales no se han descubierto reservas comerciales, y quedarían por encontrar 30.879 MBPE Original En Sitio (Figura 98).

**Figura 97: Mapa de tierras cuenca Colombia**



Fuente: Tomada de (ANH, 2020)

Figura 98: Estimativo YTF cuenca Colombia



Fuente: Tomada de (ANH, 2019)

#### 10.11.1.4 OPORTUNIDADES EXPLORATORIAS IDENTIFICADAS VS YTF

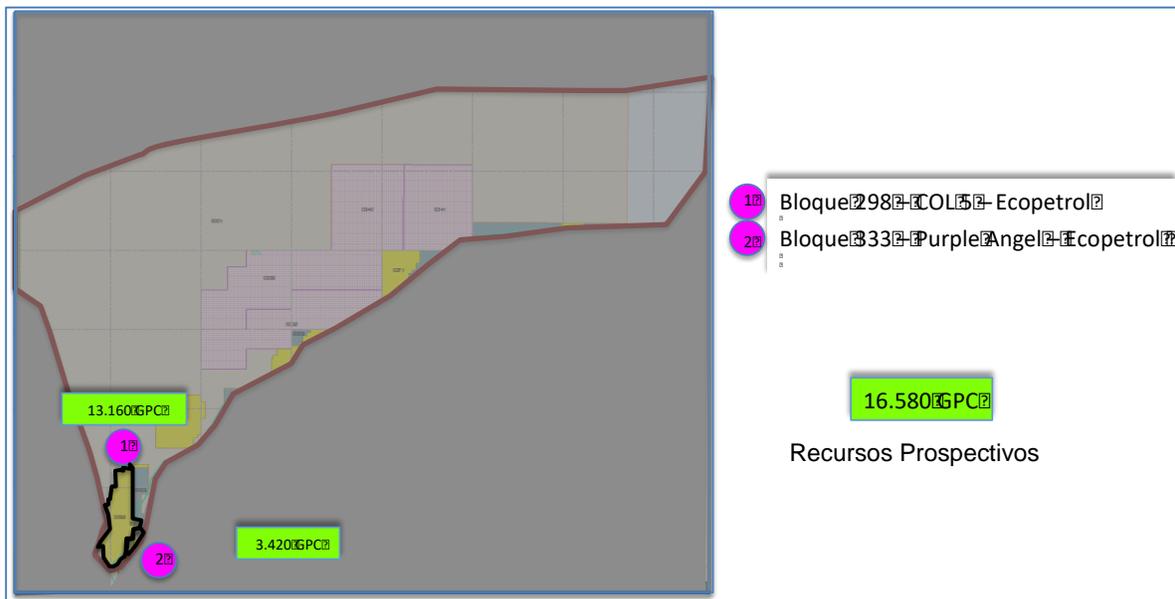
Las compañías operadoras reportaron en 2019 a la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH) los recursos prospectivos en oportunidades exploratorias que han identificado en sus contratos de exploración y producción.

Para la cuenca Colombia las compañías reportaron en IRR 2019, 5 oportunidades en 2 contratos, con 16.580 GPC.

- Bloque 298 – COL 5 – Las oportunidades, Bonsanco, RP-Krakken, Glaucus y Lower Krakken con GOES de 13.160 GPC, la compañía calcula un factor de recobro en promedio del 61% y se tendría un volumen recuperable del orden de 7.995 GPC.

- Bloque 333 – PURPLE ANGEL – La oportunidad, Glaucus con GOES de 3.420 GPC, la compañía calcula un factor de recobro del 62% y se tendría un volumen recuperable del orden de 2.110 GPC.

**Figura 99: GOES en oportunidades exploratorias identificadas por las compañías operadoras en la cuenca Colombia**



Fuente: UT Prospección UPME 2020. ANH IRR 2019.

La potencialidad del bloque es importante en el futuro del desarrollo de Offshore. Sin embargo, es de largo plazo, con el área compartida de los yacimientos de Purple Ángel del bloque del mismo nombre y los requerimientos para probar los hallazgos de Gordon, Purple Ángel y Kronos, y el prospecto Glaucus que igualmente comparten con el COL-5, la fase de inversiones de ese bloque depende del desarrollo pendiente en los hallazgos que se realizaría entre 2027 y el año 2030.

## 10.12 CUENCA CORDILLERA ORIENTAL

### 10.12.1 RECURSOS, RESERVAS Y PRODUCCION DE GAS EN LA CUENCA CORDILLERA

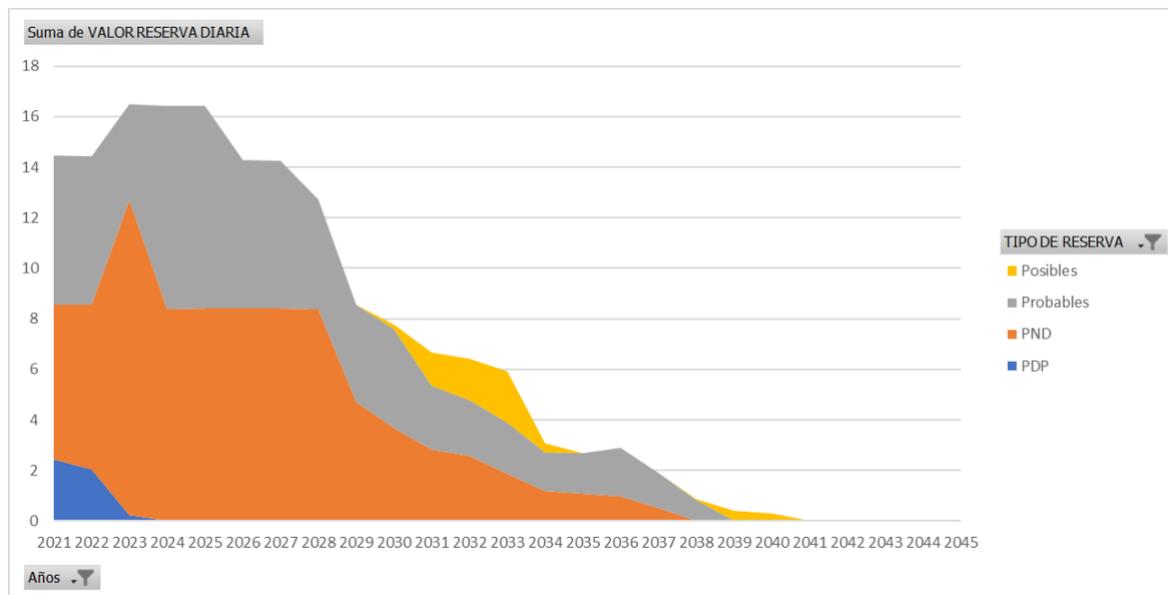
Con la información de la cuenca, su historia exploratoria, su prospectividad y la actividad exploratoria actual, el estimado de producción solo se proyectará con los campos descubiertos a 2018, el campo Bolívar (1989) y el campo Corrales (1990), los cuales inician su producción comercial en 2005 y 2011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

### 10.12.2 ESCENARIO DE PRODUCCION

#### 10.12.2.1 ESCENARIO BAJO

Se considera el perfil de producción para el escenario Bajo que contemplan las reservas probadas (PDP, PNP, PND), probables y posibles (sensibilidad de 50%). Figura 100.

**Figura 100: Escenario Bajo Cuenca CORDILLERA.**



Fuente: Cálculos propios UT Prospección UPME 2020

En la Tabla 58 y Tabla 59, se presenta el pronóstico de producción y las reservas para el escenario.

**Tabla 58: Pronóstico de producción Cuenca Cordillera Escenario Bajo 2021-2045 en MPCD**

Año	PDP	PND	PNP	Probables	Posibles	Total general
2021	2.44	6.12		5.92	-	14.48
2022	2.02	6.52		5.89	-	14.43
2023	0.23	12.45		3.80	-	16.49
2024	-	8.37		8.03	-	16.40
2025	-	8.40		8.02	-	16.42
2026	-	8.40		5.89	-	14.29
2027	-	8.40		5.87	-	14.26
2028	-	8.37		4.36	-	12.74
2029	-	4.72		3.83	-	8.55
2030	-	3.67		3.92	0.19	7.78
2031	-	2.83		2.52	1.31	6.66
2032	-	2.57		2.19	1.67	6.43
2033	-	1.88		2.01	2.05	5.93
2034	-	1.18		1.55	0.32	3.06
2035	-	1.07		1.62	-	2.69
2036	-	0.97		1.92	-	2.89
2037	-	0.50		1.40	-	1.90
2038	-	-		0.83	0.05	0.88
2039	-	-		-	0.41	0.41
2040	-	-		-	0.31	0.31
2041	-	-		-	-	-
2042	-	-		-	-	-
2043	-	-		-	-	-
2044	-	-		-	-	-
2045	-	-		-	-	-

Fuente: Cálculos propios UT Prospección UPME 2020

**Tabla 59: Reservas Cuenca Cordillera Escenario Bajo 2021-2045**

Reservas	MPC
PDP	1,715
PNP	
PND	31,565
<b>1P</b>	<b>33,280</b>
Probables	25,412
Posibles	2,309
<b>3P</b>	<b>61,001</b>

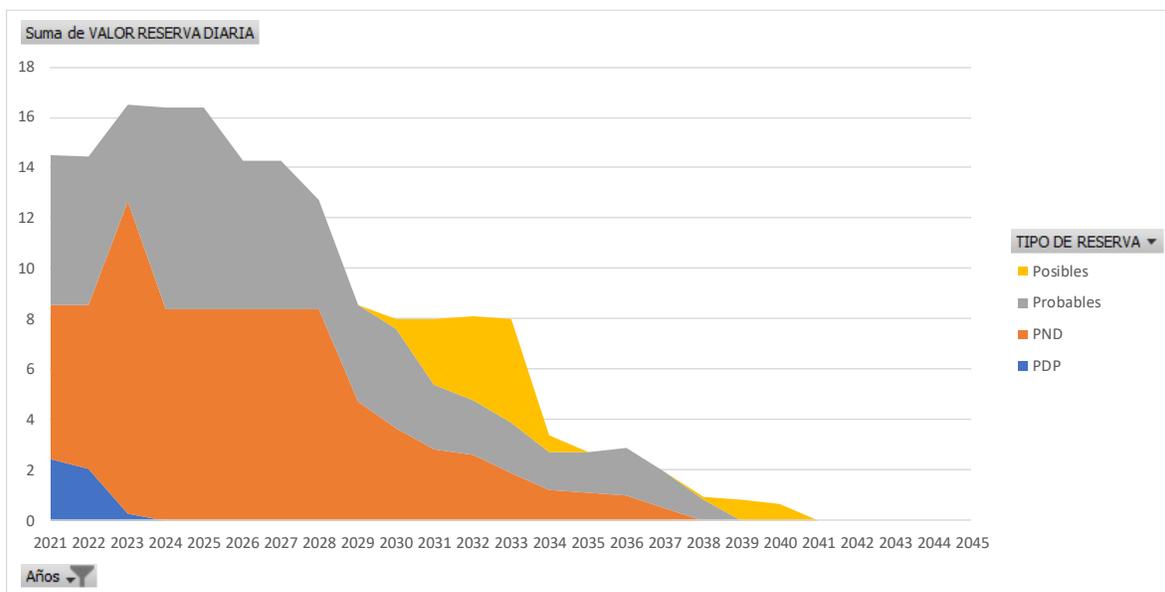
Fuente: Cálculos propios UT Prospección UPME 2020

Se estiman para el periodo analizado unas reservas 3P de 61 gigas de pies cúbicos.

### 10.12.2.2 ESCENARIO MEDIO – ESCENARIO ALTO

Se considera el mismo perfil de producción para los dos escenarios Medio y Alto, que contemplan las reservas probadas (PDP, PNP, PND), probables y posibles del Escenario Bajo, con la variación que las reservas posibles están al 100%. Figura 101. Para la cuenca, ni el informe de las reservas IRR 2019 ni la UT tienen contemplados recursos contingentes ni recursos prospectivos.

**Figura 101: Escenario Medio-Alto Cuenca CORDILLERA.**



Fuente: Cálculos propios UT Prospección UPME 2020

En la Tabla 60 y Tabla 61, se presenta el pronóstico de producción y las reservas para el escenario.

**Tabla 60: Pronóstico de producción Cuenca COR Escenario Medio y Alto 2021-2045 en MPCD**

Año	PDP	PND	Probables	Posibles	Total general
2021	2.44	6.12	5.92	-	14.48
2022	2.02	6.52	5.89	-	14.43
2023	0.23	12.45	3.80	-	16.49
2024	-	8.37	8.03	-	16.40
2025	-	8.40	8.02	-	16.42
2026	-	8.40	5.89	-	14.29
2027	-	8.40	5.87	-	14.26
2028	-	8.37	4.36	-	12.74
2029	-	4.72	3.83	-	8.55
2030	-	3.67	3.92	0.37	7.97
2031	-	2.83	2.52	2.62	7.98
2032	-	2.57	2.19	3.34	8.10
2033	-	1.88	2.01	4.10	7.98
2034	-	1.18	1.55	0.65	3.38
2035	-	1.07	1.62	-	2.69
2036	-	0.97	1.92	-	2.89
2037	-	0.50	1.40	-	1.90
2038	-	-	0.83	0.11	0.93
2039	-	-	-	0.83	0.83
2040	-	-	-	0.63	0.63
2041	-	-	-	-	-
2042	-	-	-	-	-
2043	-	-	-	-	-
2044	-	-	-	-	-
2045	-	-	-	-	-

Fuente: Cálculos propios UT Prospección UPME 2020

**Tabla 61: Reservas Cuenca COR Escenario Medio y Alto 2021-2045**

Reservas	MPC
PDP	1,715
PNP	
PND	31,565
<b>1P</b>	<b>33,280</b>
Probables	25,412
Posibles	4,618
<b>3P</b>	<b>63,310</b>
Contingente	-
YTF	-

Fuente: Cálculos propios UT Prospección UPME 2020

Se estiman para el periodo analizado unas reservas 3P de 63 gigas de pies cúbicos.

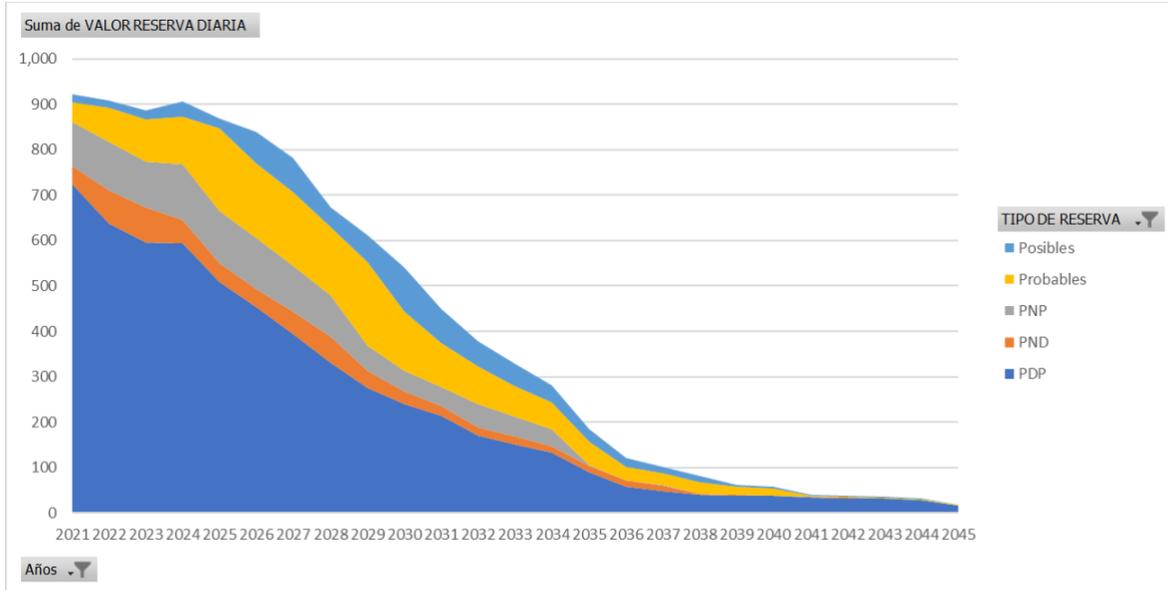
### 10.13 ESCENARIOS CONSOLIDADOS DE GAS

A continuación, se presentan los escenarios de gas Bajo, Medio y Alto consolidados a niveles de todas las cuencas evaluadas del país. La base es la información del reporte IRR 2019 para reservas y recursos contingentes de la ANH y el valor de recursos adicionales que el equipo de la Unión temporal ha valorado para generar un pronóstico a partir del total consolidado enviado por la ANH. Igualmente, la Unión temporal analizó la información de otros volúmenes adicionales no reseñados en el informe mencionado y construyó pronósticos de los recursos contingentes y prospectivos.

#### 10.13.1 ESCENARIO BAJO

El Escenario Bajo, como se ha informado a través de los análisis por cuencas, se construyó con las reservas probadas (PDP, PNP, PND), probable y posibles. Las reservas posibles fueron sensibilizadas en algunas cuencas al 50% en razón a que corresponde a gas asociado al petróleo y estos fueron sensibilizados por que las actividades de perforación contempladas para el 2020 no se realizaron completamente por las restricciones durante la pandemia. En la Figura 102 se presenta el perfil de producción del Escenario Bajo.

Figura 102: Escenario Bajo País de gas MPCD



Fuente: IRR 2019 ANH- Declaraciones de producción.

En la

Tabla 62 y Tabla 63, se presenta el pronóstico de producción y las reservas para el escenario.

**Tabla 62: Pronósticos de producción País Escenario Bajo 2021-2045 en MPCD**

Año	PDP	PND	PNP	Probables	Posibles	Total general
2021	724.54	39.62	95.81	45.10	17.23	922.31
2022	637.59	72.51	106.46	75.02	16.96	908.54
2023	596.45	76.24	101.37	92.74	19.14	885.93
2024	593.95	50.76	122.28	105.69	34.57	907.25
2025	508.06	41.90	114.88	182.35	22.10	869.29
2026	454.00	39.03	113.31	164.11	68.26	838.71
2027	395.16	48.04	101.58	162.59	74.50	781.87
2028	331.62	55.88	91.96	150.18	42.84	672.47
2029	276.17	37.61	54.36	184.49	59.42	612.05
2030	240.66	27.22	44.91	130.46	98.06	541.30
2031	214.94	20.26	41.51	97.35	74.61	448.66
2032	171.15	17.87	50.45	84.06	54.21	377.74
2033	151.50	16.35	44.75	67.51	48.24	328.35
2034	132.28	14.26	37.61	59.79	37.42	281.36
2035	90.17	13.76	1.32	51.70	28.28	185.22
2036	58.08	13.17	0.81	29.06	19.51	120.64
2037	48.05	12.24	0.75	27.47	12.56	101.07
2038	40.68	0.98	0.68	24.75	13.97	81.06
2039	39.21	0.70	0.63	16.99	5.38	62.91
2040	37.76	0.57	0.58	15.97	4.01	58.88
2041	34.44	0.50	0.57	3.04	1.53	40.08
2042	33.26	0.33	0.53	2.75	1.36	38.23
2043	32.10	0.13	0.46	2.26	1.33	36.28
2044	28.58	0.05	0.43	1.77	1.31	32.14
2045	15.70	0.03	0.39	1.53	1.16	18.81

Fuente: Cálculos propios UT Prospección UPME 2020

**Tabla 63: Reservas País - Escenario Bajo 2021-2045 en MPCD**

Reservas	MPC
PDP	2,149,648
PNP	412,125
PND	219,138
<b>1P</b>	<b>2,780,911</b>
Probables	649,624
Posibles	276,805
<b>3P</b>	<b>3,707,340</b>
Contingente	-
YTF	-
No convencionales	-
<b>Total</b>	<b>3,707,340</b>

Fuente: Cálculos propios UT Prospección UPME 2020

En cuanto al volumen de reservas y recursos que se producirían, en este escenario solo se incluyen las reservas 3P (probadas, probables y posibles) por un valor de 3.7 Tera pies cúbicos en el periodo 2021 al año 2045.

### 10.13.2 ESCENARIO MEDIO

El Escenario Medio de gas se construyó con los volúmenes del Escenario Bajo, se retiraron las sensibilidades de las reservas posibles, se adicionaron los recursos contingentes del IRR2019 (tabulados en cada una de las cuencas) y los recursos contingentes adicionales y recursos prospectivos planteados por la UT y que se presentan en la Tabla 64.

**Tabla 64: Recursos contingentes y prospectivos adicionales Escenario Medio 2021-2045 en MPCD**

COMPAÑÍA	CAMPO/BLOQUE	CUENCA	Clasificación	Recursos Mf
ECOPETROL	Primera Fase Rec. Secundaria Piedemonte	LLA	Contingentes	492,483
FRONTERA	VIM 1	VIM	Contingentes	139,793
CANACOL	VIM-5	VIM	Contingentes	103,407
CANACOL	VIM 21	VIM	Contingentes	68,938
CANACOL	ESPERANZA	VIM	Contingentes	34,469
ECOPETROL	TIBU	CAT	Contingentes	21,008
ECOPETROL	Carbonera - silla	CAT	Contingentes	11,341
ECOPETROL	Rio de Oro	CAT	Contingentes	9,598
ECOPETROL	Petrolea	CAT	Contingentes	7,750
ECOPETROL	Puerto Barco	CAT	Contingentes	4,646
REPSOL-ECP-PETROBRAS	TAYRONA BAJO GUA OFF	GUA OFFSHORE	YTF	162,179
ECOPETROL - PETROSANTANDER-GR	PAYOA-TISQUIRAMA-VMM 6	VMM	YTF	291,323
<b>Total de Recursos</b>				<b>1,346,936</b>

Fuente: Cálculos propios UT Prospección UPME 2020

Los Recursos Contingentes adicionales de la primera fase del proyecto de recuperación secundaria del Piedemonte, que comprende actividades de perforación que se han venido desarrollando desde finales del año 2019 permite obtener unos recursos de 492.4 gigas pies cúbicos.

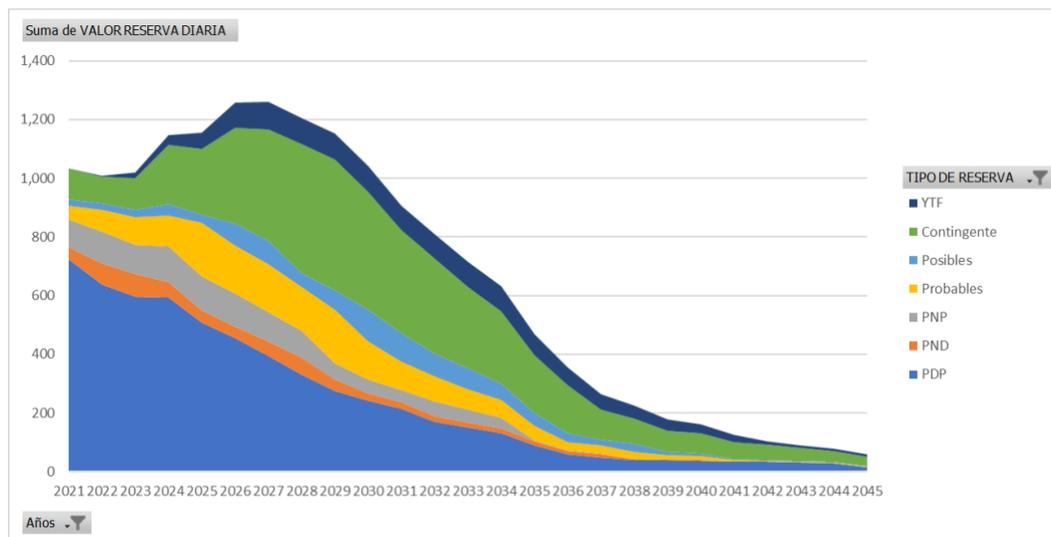
Los recursos contingentes adicionales en el Catatumbo se relacionan con la reapertura de campos y la reactivación de proyectos pendientes por razones de orden público. Los recursos contingentes adicionales en el VIM tienen que ver con el avance en las labores de delimitación de campos en explotación y éxitos exploratorios recientes en los contratos Esperanza, VIM 5 y VIM 1.

El YTF del VMM tiene en cuenta los volúmenes de hallazgos recientes no relacionados en ningún balance volumétrico de acuerdo con las clasificaciones del consolidado del informe IRR 2019 relacionados en la información de la cuenca.

El proyecto Tayrona con el perfil de producción bajo hace referencia al pronóstico conservador del hallazgo de Orca, que entra a evaluación de Ecopetrol desde el 2021, con aporte volumétrico comercial en el 2025.

En la Figura 103, se presentan los pronósticos de producción del Escenario Medio.

**Figura 103: Escenario Medio Consolidado de gas MPCD**



Fuente: IRR 2019 ANH- Declaración de gas- Datos UT Prospección UPME 2020.

En la

Tabla 65 y Tabla 66, se presenta el pronóstico de producción y las reservas para el escenario.

**Tabla 65: Pronóstico de producción País Escenario Medio 2021-2045 en MPCD**

Año	PDP	PND	PNP	Probables	Posibles	Contingente	YTF	Total general
2021	724.54	39.62	95.81	45.10	23.44	106.03	-	1,034.54
2022	637.59	72.51	106.46	75.02	22.83	90.86	3.00	1,008.28
2023	596.45	76.24	101.37	92.74	25.21	108.11	19.23	1,019.34
2024	593.95	50.76	122.28	105.69	40.19	200.54	33.62	1,147.04
2025	508.06	41.90	114.88	182.35	27.60	224.51	57.07	1,156.37
2026	454.00	39.03	113.31	164.11	73.82	328.15	84.36	1,256.77
2027	395.16	48.04	101.58	162.59	79.84	378.89	94.16	1,260.26
2028	331.62	55.88	91.96	150.18	47.53	439.86	87.17	1,204.20
2029	276.17	37.61	54.36	184.49	64.62	447.60	88.60	1,153.45
2030	240.66	27.22	44.91	130.46	109.71	401.36	86.34	1,040.66
2031	214.94	20.26	41.51	97.35	97.06	353.02	82.14	906.28
2032	171.15	17.87	50.45	84.06	78.58	323.03	82.99	808.12
2033	151.50	16.35	44.75	67.51	71.97	278.10	86.22	716.40
2034	132.28	14.26	37.61	59.79	54.64	248.55	83.65	630.78
2035	90.17	13.76	1.32	51.70	41.99	198.37	70.41	467.71
2036	58.08	13.17	0.81	29.06	30.19	163.80	60.40	355.52
2037	48.05	12.24	0.75	27.47	20.09	102.79	53.09	264.48
2038	40.68	0.98	0.68	24.75	27.03	87.84	43.58	225.54
2039	39.21	0.70	0.63	16.99	9.82	71.87	37.65	176.87
2040	37.76	0.57	0.58	15.97	7.11	70.34	29.40	161.72
2041	34.44	0.50	0.57	3.04	3.05	59.59	25.56	126.76
2042	33.26	0.33	0.53	2.75	2.71	53.14	9.89	102.62
2043	32.10	0.13	0.46	2.26	2.65	43.17	8.80	89.58
2044	28.58	0.05	0.43	1.77	2.62	36.84	7.47	77.76
2045	15.70	0.03	0.39	1.53	2.32	31.33	6.75	58.05

Fuente: Cálculos propios UT Prospección UPME 2020

Tabla 66: Reservas/recursos - País Escenario Medio 2021-2045

Reservas	MPC
PDP	2,149,648
PNP	412,125
PND	219,138
<b>1P</b>	<b>2,780,911</b>
Probables	649,624
Posibles	353,028
<b>3P</b>	<b>3,783,562</b>
Contingente	1,770,638
YTF	453,470
No convencionales	-

Fuente: Cálculos propios UT Prospección UPME 2020

Las reservas para este escenario se estiman en 3.8 Tera pies cúbicos y los recursos agregados son de 2.2 tera pies cúbicos de los cuales 0.88 son recursos contingentes del IRR 2019 y 1.34 recursos contingentes y YTF incluidos por la Unión Temporal.

### 10.13.3 ESCENARIO ALTO.

El Escenario Alto consolidado de gas País, consideró los volúmenes de gas del Escenario Medio más los volúmenes de los recursos adicionales a los planteados en el Escenario Medio (Contingentes, YTF y YNC) que se presentan en la Tabla 67. Es importante aclarar que para el proyecto Tayrona, se consideraron dos perfiles de producción diferentes uno bajo que se contempla solamente para el Escenario Medio y uno medio que se contempla solamente para el Escenario Alto.

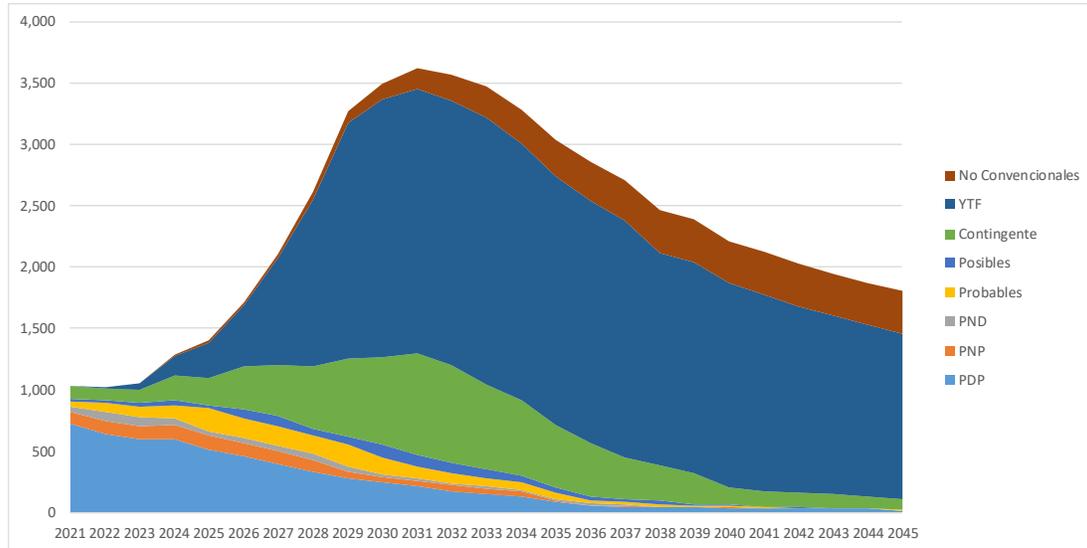
**Tabla 67: Recursos contingentes y prospectivos adicionales al Escenario Medio - Escenario Alto 2021-2045 en MPC**

COMPañÍA	CAMPO/BLOQUE	CUENCA	Clasificación	Recursos Mf
ECOPETROL	2da fase Rec Secundaria Piedemonte	LLA	Contingentes	1,436,638
ECOPETROL - SHELL	FUERTE SUR- PURPLE ANGEL-COL 5	SNSJ OFFSHORRE	YTF	5,880,824
ECOPETROL	SIRIRI	LLANOS (COR)	YTF	1,213,876
ECOPETROL	ODISEA - SDLA/TAURAMENA/ RIO CHITAM	LLANOS	YTF	1,183,476
ANH	NISCOTA	LLANOS (COR)	YTF	993,171
REPSOL-ECP-PETROBRAS	TAYRONA MEDIO GUA OFF	GUA OFFSHORE	YTF	698,106
HOCOL	GUA 2	GUA ONSHORE	YTF	693,828
CANACOL - FRONTERA -HOCOL	VIM 21-VIM -5 - VIM -1 PERDICES	VIM	YTF	562,461
ECOPETROL - PAREX	MAGDALENA MEDIO -DEMARES-PLAYON	VMM	YTF	437,729
DRMMOND	LA LOMA	CES	YTF	215,241
PERENCO	BOQUERON	VSM (COR)	YTF	132,925
FRONTERA ENERGY	GUAMA - VIM 22	VIM	YTF	108,017
WATTLE- IBEROAMERICANA	CERRO GORDO_RIO DE ORO	CAT	YTF	107,743
ECOP- WATTLE	TIBU -CERRO GORDO	CAT	YTF	9,762
ECOPETROL - EXXONMOBIL	VMM YNC	VMM	YNC	1,820,040
<b>Total de Recursos</b>				<b>15,493,837</b>

Fuente: Cálculos propios UT Prospección UPME 2020

En la Figura 104, se presenta el perfil de producción para el Escenario Alto.

**Figura 104: Escenario Alto consolidado de gas en MPCD**



Fuente: IRR 2019 ANH- - Datos UT Prospección UPME 2020.

En la

Tabla 68 y Tabla 69, se presenta el pronóstico de producción y las reservas y recursos para el escenario.

**Tabla 68: Pronóstico de producción País Escenario Alto 2021-2045 en MPCD**

Año	PDP	PNP	PND	Probables	Posibles	Contingente	YTF	No Convencionales	Total general
2021	724.54	95.81	39.62	45.10	23.44	106.03	-	-	1,034.54
2022	637.59	106.46	72.51	75.02	22.83	90.86	18.07	-	1,023.35
2023	596.45	101.37	76.24	92.74	25.21	108.11	55.57	-	1,055.68
2024	593.95	122.28	50.76	105.69	40.19	200.54	158.50	18.42	1,290.34
2025	508.06	114.88	41.90	182.35	27.60	224.51	285.53	20.89	1,405.73
2026	454.00	113.31	39.03	164.11	73.82	343.15	501.25	24.26	1,712.93
2027	395.16	101.58	48.04	162.59	79.84	414.89	867.30	39.04	2,108.44
2028	331.62	91.96	55.88	150.18	47.53	514.86	1,360.49	63.96	2,616.48
2029	276.17	54.36	37.61	184.49	64.62	635.10	1,927.72	95.30	3,275.37
2030	240.66	44.91	27.22	130.46	109.71	710.36	2,108.06	130.54	3,501.92
2031	214.94	41.51	20.26	97.35	97.06	820.96	2,165.45	164.56	3,622.09
2032	171.15	50.45	17.87	84.06	78.58	796.89	2,161.75	207.93	3,568.66
2033	151.50	44.75	16.35	67.51	71.97	692.58	2,174.89	251.08	3,470.64
2034	132.28	37.61	14.26	59.79	54.64	612.96	2,095.96	277.99	3,285.49
2035	90.17	1.32	13.76	51.70	41.99	511.46	2,032.20	299.30	3,041.89
2036	58.08	0.81	13.17	29.06	30.19	437.48	1,973.58	316.95	2,859.32
2037	48.05	0.75	12.24	27.47	20.09	335.04	1,937.90	331.57	2,713.11
2038	40.68	0.68	0.98	24.75	27.03	288.99	1,736.55	342.62	2,462.28
2039	39.21	0.63	0.70	16.99	9.82	250.82	1,725.76	342.62	2,386.55
2040	37.76	0.58	0.57	15.97	7.11	142.86	1,668.19	342.62	2,215.64
2041	34.44	0.57	0.50	3.04	3.05	129.23	1,609.31	342.62	2,122.77
2042	33.26	0.53	0.33	2.75	2.71	120.11	1,523.59	342.62	2,025.91
2043	32.10	0.46	0.13	2.26	2.65	107.46	1,458.12	342.62	1,945.81
2044	28.58	0.43	0.05	1.77	2.62	98.62	1,400.77	342.62	1,875.46
2045	15.70	0.39	0.03	1.53	2.32	86.93	1,352.83	342.62	1,802.34

**Tabla 69: Reservas/recursos - País Escenario Alto 2021-2045**

Reservas	MPC
PDP	2,149,648
PNP	412,125
PND	219,138
<b>1P</b>	<b>2,780,911</b>
Probables	649,624
Posibles	353,028
<b>3P</b>	<b>3,783,562</b>
Contingente	3,207,176
YTF	12,527,993
No convencionales	1,819,994

Fuente: Cálculos propios UT Prospección UPME 2020

Las reservas para este escenario se estiman en 3.7 Tera pies cúbicos y los recursos agregados son de 17.5 Tera pies cúbicos.

En la Tabla 70 se relacionan todos los recursos adicionales a los del Escenario Medio (contingentes, YTF y YNC) contemplados para el Escenario Alto, y se encuentran listados por tipo de recurso, por orden de importancia y nivel de certidumbre.

**Tabla 70: Recursos adicionales Totales incluidos en el escenario Alto.**

COMPañÍA	CAMPO/BLOQUE	CUENCA	CLASIFICACIÓN	Recursos MPC
ECOPETROL	Segunda fase Rec Secundaria Piedemonte	LLA	Contingentes	1,436,638
ECOPETROL	*Primera fase Rec Secundaria Piedemonte	LLA	Contingentes	492,483
FRONTERA	VIM 1	VIM	Contingentes	139,793
CANACOL	VIM-5	VIM	Contingentes	103,407
CANACOL	VIM 21	VIM	Contingentes	68,938
CANACOL	ESPERANZA	VIM	Contingentes	34,469
ECOPETROL	TIBU	CAT	Contingentes	21,008
ECOPETROL	Carbonera - silla	CAT	Contingentes	11,341
ECOPETROL	Rio de Oro	CAT	Contingentes	9,598
ECOPETROL	Petrolea	CAT	Contingentes	7,750
ECOPETROL	Puerto Barco	CAT	Contingentes	4,646
ECOPETROL - SHELL	FUERTE SUR- PURPLE ANGEL-COL 5	SNSJ OFFSHORRE	YTF	5,880,824
ECOPETROL	SIRIRI	LLANOS (COR)	YTF	1,213,876
ECOPETROL	ODISEA - SDLA/TAURAMENA/ RIO CHITAM	LLANOS	YTF	1,183,476
ANH	NISCOTA	LLANOS (COR)	YTF	993,171
REPSOL-ECP-PETROBRAS	TAYRONA MEDIO GUA OFF	GUA OFFSHORE	YTF	698,106
HOCOL	GUA 2	GUA ONSHORE	YTF	693,828
CANACOL - FRONTERA -HOCOL	VIM 21-VIM -5 - VIM -1 PERDICES	VIM	YTF	562,461
ECOPETROL - PAREX	MAGDALENA MEDIO -DEMARES-PLAYON	VMM	YTF	437,729
ECOPETROL - PETROSANTANDER-GRANTIER	PAYOA-TISQUIRAMA-VMM 6	VMM	YTF	291,323
DRMMOND	LA LOMA	CES	YTF	215,241
PERENCO	BOQUERON	VSM (COR)	YTF	132,925
FRONTERA ENERGY	GUAMA - VIM 22	VIM	YTF	108,017
WATTLE- IBEROAMERICANA	CERRO GORDO RIO DE ORO	CAT	YTF	107,743
ECOP- WATTLE	TIBU -CERRO GORDO	CAT	YTF	9,762
ECOPETROL - EXXONMOBIL	VMM YNC	VMM	YNC	1,819,994
<b>TOTAL</b>				<b>16,678,543</b>

Fuente: Cálculos propios UT Prospección UPME 2020

En total son 16.67 Tera pies cúbicos, adicionales a los proyectos contingentes del IRR 2019 (877.27 GPC), que se plantea producir en este escenario provenientes de volúmenes adicionales del proyecto de recuperación secundaria de Piedemonte y recursos prospectivos en todas las cuencas, que se podrían viabilizar en los próximos 10 años, porque la totalidad se soporta en proyectos en curso con el respaldo técnico y administrativo de la industria que aportarían volúmenes de gas en el periodo evaluado, y hasta más allá del año 2045.

Si bien, estos pronósticos llaman la atención es porque alcanzarían producciones de cerca de 3 veces la producción actual del país en el año 2030, es importante dejar en evidencia que no incluye pronósticos de oportunidades exploratorias adicionales del offshore planteadas en el IRR de recursos prospectivos por otros 16 Tera pies cúbicos del IRR 2019, porque eventualmente entrarían después del periodo de evaluación. Esos proyectos darían pie para nuevos volúmenes una vez

madurados y con la perforación de pozos mantener más allá de 2045 volúmenes importantes de producción gas.

También es importante anotar que se incluye el desarrollo en cuatro áreas de Yacimientos No Convencionales en el Valle Medio del Magdalena que aportarían 1,82 Tera pies cúbicos en este pronóstico, aunque los estimativos de Ecopetrol hablan de 4 a 13 Tera pies cúbicos en todas sus áreas. El PPII (Proyecto de Pozos de Investigación Integral) indicará que tan asertivas son las expectativas, y si se logra convencer a la sociedad de la bondad integral de estos importantes proyectos para agregar reservas al país.

Con respecto al balance de recursos y reservas del IRR 2019 realizado por la ANH en junio del 2020 y publicado en la página WEB, las reservas utilizadas en los escenarios planteados son las mismas, solo que los escenarios inician a proyectar esas reservas en el año 2021 y terminan 2045.

En cuanto a los recursos contingentes la Unión Temporal considera la nueva información de Ecopetrol, Canacol, Hocol y Frontera del año 2020 que se adicionó a la información validada del IRR 2019, para un volumen del orden de 3,21 Teras contra los 2,36 del consolidado del reporte de la ANH. Los volúmenes de los escenarios consideran 1,93 Teras de llevar los campos del Piedemonte al factor de recobro del 63 % planteado en el proyecto de recuperación secundaria por Ecopetrol, 0,4 Terapias cúbicos de los campos del VIM operados por Canacol, Hocol y Frontera Energy y 0,88 Tera pies de la información de recursos contingentes del IRR 2019.

Por otra parte de la información reportada para los recursos contingentes en el IRR 2019, hay cerca de 1,49 Terapias cúbicos de la información entregada por las compañías a la ANH que fue mal cargada y no tiene el soporte para que esos volúmenes sean considerados, información detectada y entregada a la UPME que a su vez fue remitida a la ANH para el trámite correspondiente ante los operadores que reportaron esos volúmenes.

En cuanto a los recursos prospectivos, la Unión Temporal Prospección UPME 2020 utiliza en los escenarios 12,53 Teras de yacimientos convencionales y 1,82 de yacimientos no convencionales, en total 14,35 Terapias cúbicos.

El informe del IRR 2019 entrega un consolidado de los operadores por 17,69 tera pies cúbicos, sin incluir volúmenes de yacimientos no convencionales. Lo que indica

que un avance en la consolidación de los recursos no usados del IRR 2019 en los escenarios harían aún más promisorio el escenario alto del presente estudio.

**11 DEFINIR POTENCIALES VOLÚMENES DE PRODUCCIÓN DE GAS NATURAL PARA CADA CUENCA POR CAMPO QUE PUEDAN PRODUCIRSE EN EL CORTO Y MEDIANO PLAZO, CAMPOS QUE POR LOS BAJOS VOLÚMENES POR SÍ SOLOS NO LOGREN POSIBILITAR LA PROYECCIÓN DE EXPANSIÓN DE GASODUCTOS.**

Hay dos posibilidades de obtener volúmenes concretos de gas bajo la situación planteada en el numeral 6 del contrato 067 del 2020. Una es que esa producción de gas o una porción importante se esté quemando actualmente por el operador porque no la puede comercializar ni invertir con ese objetivo o, están en pruebas extensas y queman volúmenes que podrían ser aprovechados y la otra tiene que ver con campos que estén cerrados que por su volúmenes o ubicaciones no ameritan una posible expansión de gasoductos, o ya están produciendo al máximo de su capacidad.

**11.1 CAMPOS QUE ESTÁN QUEMANDO EL VOLUMEN QUE PRODUCEN Y LO SEGUIRÁN PRODUCIENDO Y QUEMANDO PERO SIN BUSCAR OPCIONES DE UTILIZACIÓN.**

A continuación, se presenta a enero de 2020 la situación de varios campos en diferentes áreas del país en los que el gas producido se quema, identificados por cuenca y departamento, el cual se podrían comercializar vía gasoductos virtuales para lo cual el volumen debe ser por lo menos de 0,3 MPCD. Los valores de las tablas a continuación están en millones de pies cúbicos por mes.

**11.1.1 CUENCA DE LOS LLANOS ORIENTALES**

**DEPARTAMENTO DE ARAUCA**

CAMPO	CONTRATO	FISCALIZADA	GAS LIFT	REINYECTADO	QUEMADO
ANDINA	CAPACHOS	38,27	0	0	36,99
CHIPIRÓN	CHIPIRÓN	12,95	0	0	12,95
FINN	COSECHA	18,02	0	0	18,02
CAÑO LIMÓN	CRAVO NORTE	45,4	0	0	45,4
CARICARE	RONDÓN	41,19	0	0	14,64

### DEPARTAMENTO DEL CASANARE

CAMPO	CONTRATO	FISCALIZADA	GAS LIFT	REINYECTADO	QUEMADO
CUPIAGUA	ECOP-SDLA-OP-DIRECTA	9626,11	0	2215,62	20,89
PAUTO SUR	PIEDEMONTE	13003,81	0	6266,09	29,81

### DEPARTAMENTO DEL META

CAMPO	CONTRATO	FISCALIZADA	GAS LIFT	REINYECTADO	QUEMADO
AKACIAS	CPO 9	23,3	0	0	23,3
CHICHIMENE	CUBARRAL	112,12	0	0	85,02
CEIBO	GUATIQUIA	35,74	0	0	14,9

Para los campos Chipirón, Finn, Caño Limón y Caricare se pudiere establecer una estrategia de comercialización conjunta puesto que de manera independiente producen entre 0,3 y 1,2 MCPD pero que su conjunto representa un poco más de 3 MCPD que podrían ser aprovechados para el abastecimiento a regiones cercanas o para la generación de energía in situ. Hasta el momento los socios de estos campos no han encontrado la motivación necesaria y prefieren quemar el gas y pagar por ello.

En el mismo departamento del Arauca, por el contrario en el campo Andina, están terminando las pruebas de planta de separación para aprovechar los líquidos y comercializar el excedente a pesar de su lejanía de la infraestructura de transporte.

En el caso de los campos en el Casanare, estos volúmenes son ínfimos comparados con la producción, pero hay otros pozos cerrados que podrían aportar una producción interesante como se mencionarán adelante.

### 11.1.2 CUENCA DEL VALLE INFERIOR DEL MAGDALENA

#### DEPARTAMENTO DE BOLIVAR

CAMPO	CONTRATO	FISCALIZADA	GAS LIFT	REINYECTADO	QUEMADO
CICUCO	CICUCO BOQUETE	45,89	0	0	16,58

#### DEPARTAMENTO DEL MAGDALENA

CAMPO	CONTRATO	FISCALIZADA	GAS LIFT	REINYECTADO	QUEMADO
LA BELLEZA	VIM 1	148,79	0	0	148,79

En el campo de Cicuco aparte que es un volumen muy pequeño hay una complejidad logística para su aprovechamiento porque los pozos están aislados y su operación es difícil.

En el campo la Belleza recientemente descubierto por Parex y Frontera se están realizando pruebas parciales de su potencial que es de 11 MPCD, y se trabaja con celeridad para definir en el menor tiempo posible su explotación, y donde la mejor opción es la conexión al campo La Creciente dado posee capacidad sobrante de tratamiento de líquidos y manejo de gas.

La creciente produjo 60 MPCD, y produce actualmente en promedio 12 MPCD, por lo que la empresa Frontera Energy estima en 50 MPCD la capacidad disponible para el manejo de nuevos hallazgos. En la Figura 105: Localización bloques contratos VIM-1 y La Creciente. se puede observar la ubicación de los bloques de los contratos VIM-1 y La creciente.

Es posible que la proyección de la Belleza sobrepase en el mediano plazo esas capacidades, pero por el momento es una la mejor opción para el manejo de los primeros cinco años de explotación.

**Figura 105: Localización bloques contratos VIM-1 y La Creciente.**



Fuente: Informe periódico de Frontera Energy a los inversionistas.

### 11.1.3 CUENCA DEL VALLE SUPERIOR DEL MAGDALENA

#### DEPARTAMENTO DEL HUILA

CAMPO	CONTRATO	FISCALIZADA	GAS LIFT	REINYECTADO	QUEMADO
TELLO	CAMPOS TELLO Y LA JAGU	30,99	0	0	21,09
GIGANTE	MATAMBO	21,18	0	0	21,09

Los campos Tello y Gigante quedan bastante distantes, pero al ser la ANH el dueño del campo Tello, tiene la posibilidad para buscar opciones comerciales con el operador Ecopetrol para comercializar parte de ese gas y que no se quemó cerca de 1 MPCD.

### 11.1.4 CUENCA CAGUAN PUTUMAYO

#### DEPARTAMENTO DEL PUTUMAYO

CAMPO	CONTRATO	FISCALIZADA	GAS LIFT	REINYECTADO	QUEMADO
ORITO	ORITO	86,47	0	0	63,63
VONU	PUT 1	16,03	0	0	16,03
COHEMBI	SURORIENTE	26,6	0	0	23,99
QUILLACINGA	SURORIENTE	28,99	0	0	28,99

#### DEPARTAMENTO DE NARIÑO

CAMPO	CONTRATO	FISCALIZADA	GAS LIFT	REINYECTADO	QUEMADO
SUCUMBOS	AREA OCCIDENTAL	62,03	0	0	62,03

Ecopetrol está desarrollando un proyecto de utilización del gas de Orito, separando el CO<sub>2</sub>, pero las limitaciones logísticas de las áreas que rodean a los otros campos hacen difíciles su aprovechamiento de manera individual pero que en conjunto suman más de 2 MPCD que pudieran encontrar opciones para su comercialización.

### 11.1.5 CUENCA DEL VALLE MEDIO DEL MAGDALENA

#### DEPARTAMENTO DE SANTANDER

CAMPO	CONTRATO	FISCALIZADA	GAS LIFT	REINYECTADO	QUEMADO
LA CIRA	LA CIRA INFANTAS	180,18	0	0	19,05

#### DEPARTAMENTO DEL CESAR

CAMPO	CONTRATO	FISCALIZADA	GAS LIFT	REINYECTADO	QUEMADO
ACORDIONERO	MIDAS	272,01	0	0	77,75
SAN ROQUE	TISQUIRAMA	19,68	0	0	19,37
TISQUIRAMA	TISQUIRAMA	44,9	0	0	41,65

El proyecto La Cira, tiene continuos crecimientos en el proyecto incremental, y la cantidad de gas que hoy se quema es susceptible de aumentar en el corto plazo. Los volúmenes de Midas, San Roque y Tisquirama han estado entre los 4 a 6 MPCD, que ameritan un proyecto de comercialización para su aprovechamiento para ciudades intermedias y pequeñas que tienen conexión terrestre con los alrededores de San Alberto en el Cesar.

## **11.2 CAMPOS CERRADOS QUE PODRÍAN REABRIRSE O POZOS CERRADOS DE IMPORTANCIA.**

### **11.2.1 CUENCA DEL CATATUMBO**

Los campos de Río de Oro y Puerto Barco están cerrados desde el año 2008 por un atentado a la estación las Quimbas y desde esa época no se ha podido poner en producción. Igualmente se requerirían inversiones adicionales en los campos Oripaya y Sardinata, que podrían aportar en conjunto más de 10 Giga pies cúbicos con producciones de 6 a 10 MPCD.

### **11.2.2 CUENCA DE LOS LLANOS ORIENTALES**

Del estudio de reservas y recursos en el año 2018 la Unión temporal presentó a la UPME un informe de la ANH que mostró la existencia de varios pozos cerrados en los campos Cusiana – Cupiagua, Figura 106: Pozos de Cusiana y Cupiagua cerrados con posibilidad de reapertura. que en caso de abrirse entregarían importantes volúmenes al mercado. En la actualidad las instalaciones están produciendo al tope y TGI ha venido realizado de ajustes e inversiones para ampliar la capacidad de transporte y podrían realizar inversiones complementarias si el operador se lo requiere.

Figura 106: Pozos de Cusiana y Cupiagua cerrados con posibilidad de reapertura.

APIPFRG	Vol. Gas (GSCF)	Fecha Estimada de Apertura	Pozos Respaldo
BAG9(gi) <sup>1</sup>	20 - 80	dic-18	BAG19 <sup>3</sup>
BAH44(gi)	20 - 80	may-19	BAGX39 <sup>3</sup>
BAA1Z(gi)	20 - 80	sep-19	
BAPB28ST1Y <sup>3*</sup>	30 - 100	jun-20	
BAPA36	5 - 30	mar-21	BAY16 <sup>1</sup>
CSKA20Y(gi) <sup>3</sup>	20 - 80	jul-21	CSKA16 <sup>3</sup>
CSK10ST1 <sup>1</sup>	5 - 30	sep-22	CSK6 <sup>2</sup>
CSM25Z <sup>1</sup>	5 - 30	mar-23	
BAGC45 <sup>3</sup>	5 - 30	dic-23	BAGX39 <sup>3</sup>
<b>TOTAL</b>	<b>150 - 500</b>	<b>2018 - 2023</b>	

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

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

Fuente: ANH – Ecopetrol Pozos Inactivos con posibilidad de aportes de gas en el corto plazo en Cusiana. Cupiagua- 2017.

Las cifras presentadas por Ecopetrol son importantes, pero no se conoce si la apertura de estos pozos hace parte del proyecto de recuperación secundaria de Piedemonte, pero su reapertura sería una opción una opción de corto plazo ante alguna la perspectiva de un posible desabastecimiento de gas en el país.

Una labor que luce pertinente, es que la ANH haga un balance de los pozos cerrados por alta producción de gas y se analice su reapertura en condiciones favorables para los operadores que justifique su operación sin generarles pérdidas.