

---

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

---



**UNIÓN TEMPORAL  
PROSPECCIÓN  
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**

**V3.0**

**18 de enero de 2021**

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

## TABLA DE CONTENIDO

<b>1</b>	<b>ENTORNO INTERNACIONAL.....</b>	<b>27</b>
1.1	<b>EVOLUCIÓN DE LAS FUENTES ENERGÉTICAS 2019.....</b>	<b>28</b>
1.1.1	HIDROCARBUROS LÍQUIDOS.....	29
1.1.2	GAS NATURAL.....	30
1.2	<b>VISIÓN ENERGÉTICA 2020 – 2040 .....</b>	<b>33</b>
1.2.1	WORLD ENERGY OUTLOOK – IEA- OCTUBRE DE 2020 .....	33
1.2.2	BP ENERGY OUTLOOK 2020 .....	39
1.3	<b>VISION DE LAS FUENTES ENERGETICAS 2020-2040.....</b>	<b>44</b>
1.4	<b>EVOLUCION DE LAS INVERSIONES EN ENERGÍA.....</b>	<b>55</b>
1.4.1	INVERSIONES EN EFICIENCIA ENERGÉTICA Y USO FINAL DE LA ENERGÍA.....	59
1.4.2	INVERSIONES EN ELECTRICIDAD Y RENOVABLES .....	60
1.4.3	INVERSIONES EN EL “UPSTREAM” – PETRÓLEO Y GAS .....	62
1.5	<b>VISION DE LAS INVERSIONES EN ENERGIA.....</b>	<b>68</b>
<b>2</b>	<b>ENTORNO NACIONAL.....</b>	<b>72</b>
2.1	<b>SITUACIÓN ACTUAL.....</b>	<b>72</b>
2.2	<b>POLÍTICAS DEL GOBIERNO NACIONAL QUE INCIDEN EN EL FUTURO DE ABASTECIMIENTO ENERGÉTICO DEL PAÍS. ....</b>	<b>79</b>
2.3	<b>EL PAPEL DE LOS HIDROCARBUROS EN COLOMBIA. ....</b>	<b>89</b>
2.4	<b>ACTIVIDAD EN LA INDUSTRIA PETROLERA .....</b>	<b>101</b>
2.5	<b>LA APUESTA POR LOS HIDROCARBUROS NO CONVENCIONALES .....</b>	<b>106</b>
2.6	<b>EXPLOTACIÓN DE YACIMIENTOS DESCUBIERTOS QUE NO ESTAN EN OPERACIÓN Y EL PAPEL DE LOS PROYECTOS DE RECOBRO MEJORADO .....</b>	<b>110</b>
2.7	<b>INCREMENTO EN EL FACTOR DE RECOBRO .....</b>	<b>112</b>
<b>3</b>	<b>FACTORES CRÍTICOS DE ÉXITO EN LA ACTIVIDAD EXPLORATORIA DE HIDROCARBUROS Y EL AUMENTO DE FACTOR DE RECOBRO DE HIDROCRABUROS ENCONTRADOS. ....</b>	<b>117</b>

<b>3.1</b>	<b>FACTORES CRÍTICOS TÍPICOS DEL NEGOCIO.....</b>	<b>117</b>
3.1.1	MAYOR ACTIVIDAD EXPLORATORIA-POTENCIAL GEOLÓGICO.....	117
3.1.2	AUMENTO DEL FACTOR DE RECOBRO.....	119
3.1.3	DESARROLLO DE CAMPOS DESCUBIERTOS NO DESARROLLADOS Y CAMPOS INACTIVOS. ....	121
3.1.4	MARGEN OPERATIVO (PRECIOS – COSTOS) .....	123
<b>3.2</b>	<b>DECISIONES DE GOBIERNO – ESTADO .....</b>	<b>124</b>
3.2.1	TERMINOS FISCALES (REGALIAS, IMPUESTOS, TASAS, CONTRIBUCIONES Y BENEFICIOS TRIBUTARIOS).....	124
3.2.2	TÉRMINOS CONTRACTUALES (PPI, PPAA, PPII, CEPI. CONTRATOS OFFSHORE) 125	
3.2.3	MANEJO DE AGUA ASOCIADA A LA PRODUCCION DE PETROLEO (RESOLUCIÓN PENDIENTE DE ACUERDO ANH – ANLA).....	125
3.2.4	ARTICULACIÓN DE ENTIDADES ESTATALES Y UNIFICACIÓN DE POLÍTICAS .....	127
<b>3.3</b>	<b>INTERACCIÓN CON LA SOCIEDAD .....</b>	<b>127</b>
3.3.1	PROTESTA SOCIAL Y ORDEN PÚBLICO (CONSULTA PREVIA, PROTESTAS SOCIALES, LEYES DE REGALÍAS, ACTORES ARMADOS). ....	127
3.3.2	ASPECTOS AMBIENTALES (LICENCIAS, TÉRMINOS DE REFERENCIA).....	130
3.3.3	PANDEMIA DEL COVID-19.....	131
<b>3.4</b>	<b>OPORTUNIDADES DE CRECIMIENTO. ....</b>	<b>133</b>
3.4.1	DESARROLLO DE LOS YACIMIENTOS NO CONVENCIONALES. ....	133
3.4.2	DESARROLLO DE CAMPOS DE GAS OFFSHORE. ....	136
<b>3.5</b>	<b>VALIDACION DE LOS FACTORES CRÍTICOS DE ÉXITO PROPUESTOS.....</b>	<b>137</b>
3.5.1	ANÁLISIS DE LA CONTINGENCIAS REPORTADAS POR LAS EMPRESAS OPERADORAS A LA ANH IRR 2019.....	137
3.5.2	INFORMES PERIODICOS DE LA ACP.....	138
3.5.3	TEMAS RELEVANTES DE LA ANH.....	139
3.5.4	ECOPETROL.....	139
<b>4</b>	<b>METODOLOGÍA (OBJETIVO ESPECÍFICO 4) .....</b>	<b>140</b>
<b>4.1</b>	<b>ESCENARIOS .....</b>	<b>143</b>
<b>4.2</b>	<b>LOGÍSTICA Y RECURSOS PROPUESTOS.....</b>	<b>144</b>
4.2.1	FUENTES DE INFORMACIÓN.....	145
4.2.2	EQUIPO DE TRABAJO Y MODELO A DESARROLLAR .....	146
4.2.3	COMUNICACIÓN EFECTIVA Y RETROALIMENTACIÓN.....	146
<b>4.3</b>	<b>DEFINICIONES TÉCNICAS QUE SE UTILIZARÁN EN EL ESTUDIO .....</b>	<b>147</b>
<b>5</b>	<b>ANÁLISIS DE RESERVAS POR CUENCAS - IRR2019 Y COMPARATIVOS IRR2018 Y ESTUDIO 2018 .....</b>	<b>154</b>

<b>5.1</b>	<b>CUENCA CAG PUT – PETRÓLEO .....</b>	<b>158</b>
5.1.1	CONTRATOS CHAZA .....	159
5.1.2	CONTRATOS SURORIENTE .....	162
5.1.3	CONTRATOS PLATANILLO .....	163
5.1.4	CONTRATOS OMBÚ .....	165
5.1.5	CONTRATOS ORITO .....	167
5.1.6	OTROS CONTRATOS DE LA CUENCA CAGUÁN PUTUMAYO .....	168
<b>5.2</b>	<b>CUENCA VMM – PETROLEO .....</b>	<b>172</b>
5.2.1	CONTRATO LA CIRA - INFANTAS .....	174
5.2.2	CONTRATO MAGDALENA MEDIO .....	176
5.2.3	CONTRATOS PROVINCIA – LAS MONAS .....	178
5.2.4	CONTRATOS MIDAS - PALOMA .....	180
5.2.5	CONTRATOS PALAGUA – CAIPAL .....	182
5.2.6	CONTRATOS NARE .....	184
<b>5.3</b>	<b>CUENCA VSM – PETROLEO .....</b>	<b>186</b>
5.3.1	CONTRATO PALERMO .....	188
5.3.2	CONTRATO TELLO LA JAGUA .....	189
5.3.3	CONTRATO PIJAO POTRERILLO .....	191
5.3.4	CONTRATO BOQUERÓN .....	193
5.3.5	CONTRATO HOBÓ .....	195
<b>5.4</b>	<b>CUENCA LLANOS – PETRÓLEO .....</b>	<b>197</b>
5.4.1	CONTRATOS CRAVO NORTE, CHIPIRÓN, COSECHA, RONDÓN Y CHIPIRÓN (AREA CAÑO LIMÓN) .....	197
5.4.2	CONTRATO CUBARRAL .....	199
5.4.3	CONTRATO CPO 9 .....	202
5.4.4	CONTRATO RUBIALES .....	206
5.4.5	CONTRATO QUIFA .....	208
5.4.6	CONTRATO CAÑO SUR .....	209
5.4.7	CONTRATO APIAY .....	211
5.4.8	CONTRATO LLA-34 .....	213
5.4.9	CONTRATOS SDLA, PIEDEMONTE, RECETOR, RIO CHITAMENA (AREA PIEDEMONTE) .....	215
<b>5.5</b>	<b>CUENCA CAT – PETROLEO .....</b>	<b>217</b>
5.5.1	CONTRATO TIBÚ .....	219
<b>5.6</b>	<b>CUENCA VIM – PETROLEO .....</b>	<b>221</b>
5.6.1	CONTRATO CICUCO BOQUETE .....	223
<b>6</b>	<b>IMPACTO DE LOS FACTORES CRITICOS DE ÉXITO EN LAS CUENCAS</b>	<b>225</b>
<b>6.1</b>	<b>CUENCA CAGUAN PUTUMAYO .....</b>	<b>226</b>



6.2	CUENCA LLANOS .....	227
6.3	CUENCA VALLE MEDIO DEL MAGDALENA.....	231
6.4	CUENCA VALLE SUPERIOR DEL MAGDALENA.....	234
6.5	CUENCA CATATUMBO.....	236
6.6	CUENCA VALLE INFERIOR DEL MAGDALENA .....	237
6.7	CUENCA SINU SAN JACINTO .....	238
6.8	CUENCA CORDILLERA .....	239
<b>7</b>	<b>ESCENARIOS DE PRODUCCIÓN Y EXPLORACIÓN DE LAS CUENCAS DE COLOMBIA. (OBJETIVO ESPECÍFICO 5).....</b>	<b>241</b>
<b>7.1</b>	<b>CUENCAS LLANOS ORIENTALES Y CORDILLERA COMPONENTE PIEDEMONTE LLANERO.....</b>	<b>241</b>
7.1.1	RECURSOS PROSPECTIVOS .....	242
7.1.1.1	HISTORIA EXPLORATORIA .....	243
7.1.1.2	ASIGNACION DE AREAS Y ACTIVIDAD EXPLORATORIA.....	244
7.1.1.3	VOLÚMENES DE RECURSOS PROSPECTIVOS (YET TO FIND) .....	245
7.1.1.4	OPORTUNIDADES EXPLORATORIAS IDENTIFICADAS vs YTF .....	247
7.1.2	ESCENARIOS DE PRODUCCION.....	252
7.1.2.1	ESCENARIO BAJO.....	254
7.1.2.1.1	ESCENARIO BAJO CON INFORMACIÓN PRELIMINAR .....	254
7.1.2.1.2	ESCENARIO BAJO AJUSTADO CON NUEVA INFORMACIÓN.....	255
7.1.2.2	ESCENARIO MEDIO .....	258
7.1.2.2.1	ESCENARIO MEDIO CON INFORMACIÓN PRELIMINAR.....	258
7.1.2.2.2	ESCENARIO MEDIO AJUSTADO CON NUEVA INFORMACIÓN.....	259
7.1.2.3	ESCENARIO ALTO.....	266
7.1.2.3.1	ESCENARIO ALTO CON INFORMACIÓN PRELIMINAR .....	266
7.1.2.3.2	ESCENARIO ALTO AJUSTADO CON NUEVA INFORMACIÓN .....	267
<b>7.2</b>	<b>CUENCA VALLE MEDIO DEL MAGDALENA (VMM).....</b>	<b>271</b>
7.2.1	RECURSOS PROSPECTIVOS .....	271
7.2.1.1	YACIMIENTOS CONVENCIONALES.....	271
7.2.1.1.1.1	PROVINCIA NORTE .....	273
7.2.1.1.1.2	PROVINCIA CENTRO.....	273
7.2.1.1.1.3	PROVINCIA ORIENTE.....	274
7.2.1.1.1.4	PROVINCIA OCCIDENTE .....	275
7.2.1.1.1.5	PROVINCIA SUR.....	275
7.2.1.2	YACIMIENTOS NO CONVENCIONALES (YNC) .....	275
7.2.1.2.1	INTERVALO INFERIOR .....	278
7.2.1.2.2	INTERVALO SUPERIOR .....	278

7.2.1.2.3	POTENCIAL DE YACIMIENTOS NO CONVENCIONALES (YNC) O YACIMIENTOS EN ROCA GENERADORA (YRG) .....	279
7.2.1.3	HISTORIA EXPLORATORIA .....	279
7.2.1.4	ASIGNACION DE AREAS Y ACTIVIDAD EXPLORATORIA .....	281
7.2.1.5	VOLÚMENES DE RECURSOS PROSPECTIVOS .....	282
7.2.1.6	OPORTUNIDADES EXPLORATORIAS IDENTIFICADAS vs YTF .....	286
7.2.2	ESCENARIOS DE PRODUCCIÓN .....	289
7.2.2.1	ESCENARIO BAJO .....	291
7.2.2.1.1	ESCENARIO BAJO CON INFORMACIÓN PRELIMINAR .....	291
7.2.2.1.2	ESCENARIO BAJO AJUSTADO CON NUEVA INFORMACIÓN .....	292
7.2.2.2	ESCENARIO MEDIO .....	295
7.2.2.2.1	ESCENARIO MEDIO CON INFORMACIÓN PRELIMINAR .....	295
7.2.2.2.2	ESCENARIO MEDIO AJUSTADO CON NUEVA INFORMACIÓN .....	296
7.2.2.3	ESCENARIO ALTO .....	300
7.2.2.3.1	ESCENARIO ALTO CON INFORMACIÓN PRELIMINAR .....	300
7.2.2.3.2	ESCENARIO ALTO AJUSTADO CON NUEVA INFORMACIÓN .....	302
<b>7.3</b>	<b>CUENCA DEL VALLE SUPERIOR DEL MAGDALENA (VSM) y COMPONENTE PIEDEMONTE OCCIDENTAL DE LA CORDILLERA ORIENTAL .....</b>	<b>305</b>
7.3.1	RECURSOS PROSPECTIVOS .....	306
7.3.1.1	HISTORIA EXPLORATORIA .....	306
7.3.1.2	ASIGNACION DE AREAS Y ACTIVIDAD EXPLORATORIA .....	307
7.3.1.3	VOLÚMENES DE RECURSOS PROSPECTIVOS .....	308
7.3.1.4	OPORTUNIDADES EXPLORATORIAS IDENTIFICADAS vs YTF .....	309
7.3.2	ESCENARIOS DE PRODUCCIÓN .....	311
7.3.2.1	ESCENARIO BAJO .....	312
7.3.2.1.1	ESCENARIO BAJO CON INFORMACIÓN PRELIMINAR .....	312
7.3.2.1.2	ESCENARIO BAJO AJUSTADO CON NUEVA INFORMACIÓN .....	313
7.3.2.2	ESCENARIO MEDIO .....	315
7.3.2.2.1	ESCENARIO MEDIO CON INFORMACIÓN PRELIMINAR .....	315
7.3.2.2.2	ESCENARIO MEDIO AJUSTADO CON NUEVA INFORMACIÓN .....	316
7.3.2.3	ESCENARIO ALTO .....	319
7.3.2.3.1	ESCENARIO ALTO CON INFORMACIÓN PRELIMINAR .....	319
7.3.2.3.2	ESCENARIO ALTO AJUSTADO CON NUEVA INFORMACIÓN .....	320
<b>7.4</b>	<b>CUENCA CAGUÁN – PUTUMAYO .....</b>	<b>323</b>
7.4.1	RECURSOS PROSPECTIVOS .....	323
7.4.1.1	HISTORIA EXPLORATORIA .....	323
7.4.1.2	ASIGNACION DE AREAS Y ACTIVIDAD EXPLORATORIA .....	325
7.4.1.3	VOLÚMENES DE RECURSOS PROSPECTIVOS .....	326
7.4.1.4	OPORTUNIDADES EXPLORATORIAS IDENTIFICADAS vs YTF .....	328
7.4.2	ESCENARIOS DE PRODUCCION .....	331
7.4.2.1	ESCENARIO BAJO .....	334
7.4.2.1.1	ESCENARIO BAJO CON INFORMACIÓN PRELIMINAR .....	334
7.4.2.1.2	ESCENARIO BAJO AJUSTADO CON NUEVA INFORMACIÓN .....	335
7.4.2.2	ESCENARIO MEDIO .....	337
7.4.2.2.1	ESCENARIO MEDIO CON INFORMACIÓN PRELIMINAR .....	337
7.4.2.2.2	ESCENARIO MEDIO AJUSTADO CON NUEVA INFORMACIÓN .....	338

7.4.2.3	ESCENARIO ALTO.....	342
7.4.2.3.1	ESCENARIO ALTO CON INFORMACIÓN PRELIMINAR .....	342
7.4.2.3.2	ESCENARIO ALTO AJUSTADO CON NUEVA INFORMACIÓN .....	344
<b>7.5</b>	<b>CUENCA CATATUMBO.....</b>	<b>347</b>
7.5.1	RECURSOS PROSPECTIVOS .....	348
7.5.1.1	HISTORIA EXPLORATORIA .....	349
7.5.1.2	ASIGNACION DE AREAS Y ACTIVIDAD EXPLORATORIA.....	350
7.5.1.3	VOLÚMENES DE RECURSOS PROSPECTIVOS .....	351
7.5.1.4	OPORTUNIDADES EXPLORATORIAS IDENTIFICADAS vs YTF .....	353
7.5.2	ESCENARIOS DE PRODUCCIÓN.....	354
7.5.2.1	ESCENARIO BAJO.....	356
7.5.2.1.1	ESCENARIO BAJO CON INFORMACIÓN PRELIMINAR .....	356
7.5.2.1.2	ESCENARIO BAJO AJUSTADO CON NUEVA INFORMACIÓN.....	357
7.5.2.2	ESCENARIO MEDIO .....	360
7.5.2.2.1	ESCENARIO MEDIO CON INFORMACIÓN PRELIMINAR.....	360
7.5.2.2.2	ESCENARIO MEDIO AJUSTADO CON NUEVA INFORMACIÓN.....	361
7.5.2.3	ESCENARIO ALTO.....	364
7.5.2.3.1	ESCENARIO ALTO CON INFORMACIÓN PRELIMINAR .....	364
7.5.2.3.2	ESCENARIO ALTO AJUSTADO CON NUEVA INFORMACIÓN .....	365
<b>7.6</b>	<b>CUENCA CORDILLERA ORIENTAL.....</b>	<b>367</b>
7.6.1	RECURSOS PROSPECTIVOS .....	368
7.6.1.1	HISTORIA EXPLORATORIA .....	369
7.6.1.2	ASIGNACION DE AREAS Y ACTIVIDAD EXPLORATORIA.....	369
7.6.1.3	GAS ASOCIADO AL CARBÓN (GAC).....	370
7.6.1.4	VOLUMENES DE RECURSOS PROSPECTIVOS .....	373
7.6.1.5	OPORTUNIDADES EXPLORATORIAS IDENTIFICADAS vs YTF .....	374
7.6.2	ESCENARIO DE PRODUCCION .....	375
7.6.2.1	ESCENARIO BAJO.....	376
7.6.2.1.1	ESCENARIO BAJO CON INFORMACIÓN PRELIMINAR .....	376
7.6.2.1.2	ESCENARIO BAJO AJUSTADO CON NUEVA INFORMACIÓN.....	378
7.6.2.2	ESCENARIO MEDIO .....	380
7.6.2.2.1	ESCENARIO MEDIO AJUSTADO CON NUEVA INFORMACIÓN.....	380
7.6.2.3	ESCENARIO ALTO.....	383
7.6.2.3.1	ESCENARIO ALTO AJUSTADO CON NUEVA INFORMACIÓN .....	383
<b>7.7</b>	<b>CUENCA SINÚ – SAN JACINTO ONSHORE.....</b>	<b>386</b>
7.7.1	RECURSOS PROSPECTIVOS .....	387
7.7.1.1	HISTORIA EXPLORATORIA .....	388
7.7.1.2	ASIGNACION DE AREAS Y ACTIVIDAD EXPLORATORIA.....	388
7.7.1.3	VOLUMENES DE RECURSOS PROSPECTIVOS .....	390
7.7.1.4	OPORTUNIDADES EXPLORATORIAS IDENTIFICADAS vs YTF .....	390
7.7.2	ESCENARIO DE PRODUCCIÓN .....	392
7.7.2.1	ESCENARIO BAJO.....	393
7.7.2.1.1	ESCENARIO BAJO CON INFORMACIÓN PRELIMINAR .....	393
7.7.2.1.2	ESCENARIO BAJO AJUSTADO CON NUEVA INFORMACIÓN.....	395
7.7.2.2	ESCENARIO MEDIO .....	397

7.7.2.2.1	ESCENARIO MEDIO CON NUEVA INFORMACIÓN .....	397
7.7.2.3	ESCENARIO ALTO.....	400
7.7.2.3.1	ESCENARIO ALTO AJUSTADO CON NUEVA INFORMACIÓN .....	400
<b>7.8</b>	<b>CUENCA VALLE INFERIOR DEL MAGDALENA .....</b>	<b>403</b>
7.8.1	RECURSOS PROSPECTIVOS .....	404
7.8.1.1	HISTORIA EXPLORATORIA .....	405
7.8.1.2	ASIGNACION DE AREAS Y ACTIVIDAD EXPLORATORIA.....	405
7.8.1.3	VOLUMENES DE RECURSOS PROSPECTIVOS .....	407
7.8.1.4	OPORTUNIDADES EXPLORATORIAS IDENTIFICADAS vs YTF .....	409
7.8.2	ESCENARIOS DE PRODUCCIÓN.....	410
7.8.2.1	ESCENARIO BAJO.....	412
7.8.2.1.1	ESCENARIO BAJO CON INFORMACIÓN PRELIMINAR .....	412
7.8.2.1.2	ESCENARIO BAJO AJUSTADO CON NUEVA INFORMACIÓN.....	413
7.8.2.2	ESCENARIO MEDIO .....	415
7.8.2.2.1	ESCENARIO MEDIO CON INFORMACIÓN PRELIMINAR.....	415
7.8.2.2.2	ESCENARIO MEDIO AJUSTADO CON NUEVA INFORMACIÓN.....	416
7.8.2.3	ESCENARIO ALTO.....	419
7.8.2.3.1	ESCENARIO ALTO CON INFORMACIÓN PRELIMINAR .....	419
7.8.2.3.2	ESCENARIO ALTO AJUSTADO CON NUEVA INFORMACIÓN .....	420
<b>7.9</b>	<b>ESCENARIOS CONSOLIDADO PAÍS .....</b>	<b>423</b>
7.9.1	ESCENARIO BAJO .....	426
7.9.1.1.1	ESCENARIO BAJO CON INFORMACIÓN PRELIMINAR .....	426
7.9.1.1.2	ESCENARIO BAJO AJUSTADO CON NUEVA INFORMACIÓN.....	428
7.9.2	ESCENARIO MEDIO .....	432
7.9.2.1.1	ESCENARIO MEDIO CON INFORMACIÓN PRELIMINAR.....	432
7.9.2.1.2	ESCENARIO MEDIO AJUSTADO CON NUEVA INFORMACIÓN.....	434
7.9.3	ESCENARIO ALTO .....	439
7.9.3.1.1	ESCENARIO ALTO CON INFORMACIÓN PRELIMINAR .....	439
7.9.3.1.2	ESCENARIO ALTO AJUSTADO CON NUEVA INFORMACIÓN .....	440

## ÍNDICE DE FIGURAS

FIGURA 1: EVOLUCIÓN DEL CONSUMO PRIMARIO DE ENERGÍA POR FUENTE .....	29
FIGURA 2: PAÍSES CON MAYOR VARIACIÓN EN PRODUCCIÓN Y CONSUMO DE CRUDO .....	30
FIGURA 3: PRODUCCIÓN Y CONSUMO MUNDIAL DE GAS NATURAL POR PAÍSES.....	31
FIGURA 4: CRECIMIENTO MUNDIAL DEL MERCADO DE GNL.....	32
FIGURA 5: CRECIMIENTO MUNDIAL DEL PIB POR ESCENARIO 2019-2030...	35
FIGURA 6: CRECIMIENTO MUNDIAL CONSUMO DE ENERGÍA POR ESCENARIO 2019-2030 .....	36
FIGURA 7: DEMANDA DE ENERGÍA PRIMARIA POR COMBUSTIBLE INDEXADA A 2019.....	37
FIGURA 8: CAMBIO EN LA DEMANDA DE PETRÓLEO POR DESTINO AÑO 2019-2030 .....	38
FIGURA 9: EMISIONES DE CO2 POR USO DE LA ENERGÍA 2019-2050 .....	40
FIGURA 10: CRECIMIENTO DE LA DEMANDA ENERGÍA PRIMARIA POR ESCENARIO 2019-2050 .....	42
FIGURA 11: CONSUMO DE ENERGÍA PRIMARIA POR FUENTE Y POR ESCENARIO 2019-2050 .....	43
FIGURA 12: CAMBIO EN LA GENERACIÓN GLOBAL DE ELECTRICIDAD POR FUENTE Y POR ESCENARIO 2019-2040 EN TERA VATIOS HORA (TWH)44	
FIGURA 13: DEMANDA GLOBAL DE CARBÓN POR ESCENARIO 2019-2040 ..45	
FIGURA 14: DEMANDA GLOBAL DE PETRÓLEO POR ESCENARIO 2019-2040 .....	47
FIGURA 15: CAMBIO EN LA DEMANDA DE GAS NATURAL POR SECTOR 2019-2030 .....	48
FIGURA 16: DEMANDA DE COMBUSTIBLES LÍQUIDOS POR SECTOR 2019-2050.....	49
FIGURA 17: SUMINISTRO DE COMBUSTIBLES LÍQUIDOS POR REGIÓN 2019-2050.....	51
FIGURA 18: CONSUMO Y SUMINISTRO DE GAS NATURAL POR REGIÓN 2019-2050 .....	52
FIGURA 19: CAMBIO EN LA DEMANDA DE GAS NATURAL POR SECTOR 2019-2050 .....	53
FIGURA 20: IMPORTACIONES Y EXPORTACIONES DE GAS NATURAL LICUADO POR ESCENARIO 2019-2050 .....	55
FIGURA 21: INVERSIONES GLOBALES EN ENERGÍA 2017-2020 EN BILLONES DE USD .....	57

FIGURA 22: CAMBIOS EN INVERSIONES Y GASTOS GLOBALES DE ENERGÍA 2020-2019 EN BILLONES DE USD .....	58
FIGURA 23: INVERSIONES GLOBALES EN EFICIENCIA ENERGÉTICA POR SECTOR 2014-2020 EN BILLONES DE USD .....	60
FIGURA 24: INVERSIONES GLOBALES POR TECNOLOGÍA EN GENERACIÓN ELÉCTRICA 2017-2020 EN BILLONES DE USD .....	62
FIGURA 25: INVERSIONES Y COSTOS GLOBALES EN PETRÓLEO Y GAS 2010-2020 EN BILLONES DE USD .....	64
FIGURA 26: INVERSIONES REVISADAS VERSUS PLANEADAS EN EL UPSTREAM EN 2020 EN BILLONES DE USD .....	65
FIGURA 27: PORCENTAJE DE PARTICIPACIÓN EN LAS INVERSIONES DEL UPSTREAM POR TIPO DE FUENTES Y TIPO DE COMPAÑÍA 2011-2019 .....	67
FIGURA 28: RECURSOS CONVENCIONALES DESCUBIERTOS Y GASTO EN EXPLORACIÓN COMO PORCENTAJE DE LAS INVERSIONES EN EL UPSTREAM 2010-2020 .....	68
FIGURA 29: INVERSIÓN PROMEDIO ANUAL EN ENERGÍA POR FUENTE Y POR ESCENARIO 2020-2050 EN BILLONES DE USD .....	70
FIGURA 30: REQUERIMIENTOS DE NUEVA PRODUCCIÓN DE CRUDO (MB/D) Y GAS (BCM) POR ESCENARIO 2020-2050 .....	71
FIGURA 31: CASOS DIARIOS DE COVID-19 EN COLOMBIA .....	73
FIGURA 32: MUERTES DIARIAS POR COVID-19 .....	74
FIGURA 33: RANKING DE COLOMBIA DENTRO DE LOS PAÍSES CON MÁS MUERTES Y CASOS POR CORONAVIRUS .....	75
FIGURA 34: RANKING DE COLOMBIA POR NÚMERO DE MUERTES (IZQUIERDA) Y CASOS (DERECHA) POR CADA 100.000 HABITANTES ...	76
FIGURA 35: INDICADOR DE SEGUIMIENTO A LA ECONOMÍA ISE - DANE .....	77
FIGURA 36: EXPECTATIVA DE CRECIMIENTO DE LATINOAMÉRICA .....	78
FIGURA 37: INDICADOR DE SEGUIMIENTO DE LA ECONOMÍA POR ACTIVIDAD .....	78
FIGURA 38: COMPORTAMIENTO NACIONAL DE LA TASA DE EMPLEO Y DESEMPLEO 2020-2019 .....	79
FIGURA 39: ENERGÍAS RENOVABLES HIDRÁULICA, EÓLICA, SOLAR Y BIOMASA .....	83
FIGURA 40: CAMBIO EN LOS SECTORES DE CONSUMO ENERGÉTICO EN COLOMBIA ENTRE 1975 Y 2018 .....	84
FIGURA 41: CAMBIO EN LA MATRIZ DE SUMINISTRO ENERGÉTICO EN COLOMBIA ENTRE 1975 Y 2018 .....	85
FIGURA 42: SUPUESTOS MÁS IMPORTANTES ESCENARIOS DE PLAN ENERGÉTICO NACIONAL 2020-2050 .....	86

FIGURA 43: ESCENARIOS DE CONSUMO ENERGÉTICO SECTOR TRANSPORTE.....	86
FIGURA 44: ESCENARIOS DE MATRIZ ENERGÉTICA 2015 A 2050. ....	88
FIGURA 45: COMPARATIVO EN LAS EXPORTACIONES DE COLOMBIA 2018 Y 2019.....	90
FIGURA 46: CRECIMIENTO SOSTENIDO DEL PIB EN COLOMBIA 2000 A 2019. ....	91
FIGURA 47: HISTÓRICO DE PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO VS BRENT USD/BL ..... 92	92
FIGURA 48: EVOLUCIÓN DE LAS RESERVAS PROBADAS DE PETRÓLEO EN COLOMBIA 2007 A 2019 .....	93
FIGURA 49: BALANCE DE RESERVAS DE PETRÓLEO – ANH IRR 2019 .....	94
FIGURA 50: EVOLUCIÓN DEL HCIIP Y EL FACTOR DE RECOBRO DE ECOPETROL EN COLOMBIA .....	95
FIGURA 51: PRODUCCIÓN COMERCIALIZADA DE GAS EN COLOMBIA EN 2020.....	96
FIGURA 52: HISTORIA DE PRODUCCIÓN DE GAS 1970 A 2020.....	97
FIGURA 53: EVOLUCIÓN DE LAS RESERVAS PROBADAS DE GAS EN COLOMBIA 2007 A 2019. ....	98
FIGURA 54: BALANCE DE RESERVAS DE GAS EN COLOMBIA ANH-IRR 2019. ....	98
FIGURA 55: CAMPOS DEL PIEDEMONTE LLANERO Y LAS FECHAS DE TERMINACIÓN DE LOS CONTRATOS DE ASOCIACIÓN.....	99
FIGURA 56: HISTORIA DE LA ADQUISICIÓN SÍSMICA EN COLOMBIA 2004-2020.....	101
FIGURA 57: HISTORIA DE POZOS A2-A3 PERFORADOS EN COLOMBIA 2004-2020.....	103
FIGURA 58: BLOQUES EXPLORATORIOS GEOPARK Y GRANTIERRA - PUTUMAYO .....	104
FIGURA 59: COMPARATIVO DE POZOS DE DESARROLLO PERFORADOS 2019-2020. ....	105
FIGURA 60: POSIBILIDADES DE FUENTES DE AGUA PARA PILOTOS DE YNC EN EL VALLE MEDIO DEL MAGDALENA.....	107
FIGURA 61: ESTRATEGIA DE MANEJO DEL AGUA EN LOS PROYECTOS DE LOS YNC EN EL VALLE MEDIO DEL MAGDALENA.....	107
FIGURA 62: RESULTADO DE LA ANH EN LOS CEPI (CONTRATOS ESPECIALES DE PROYECTOS DE INVESTIGACIÓN) .....	109
FIGURA 63: CAMPOS PARA DESINVERSIÓN DE LA RONDA ECOPETROL 2020.....	111



FIGURA 64: EXPECTATIVAS DE LOS CAMPOS DEL GRUPO ECOPETROL CON TECNOLOGÍAS DE RECObRO MEJORADO.....	113
FIGURA 65: EVOLUCIÓN PRODUCCIÓN BÁSICA VERSUS INCREMENTAL.....	114
FIGURA 66: PRINCIPALES CAMPOS DE CRUDOS PESADOS.....	116
FIGURA 67: PIEDEMONTES LLANEROS.....	119
FIGURA 68: HISTORIA DE PRODUCCIÓN PETROLERA EN COLOMBIA 1965-2020.....	120
FIGURA 69: MODELO DE EXPLOTACIÓN DE FLUIDOS EN LOS YACIMIENTOS DE LOS CAMPOS DEL PIEDEMONTES LLANEROS .....	121
FIGURA 70: MAPA DE TIERRAS .....	122
FIGURA 71: DISTRIBUCIÓN DE COSTOS .....	124
FIGURA 72: OPORTUNIDAD DE MAYOR PRODUCCIÓN Y RESERVAS CON ADECUADO MANEJO DE AGUA EN LA CUENCA DE LOS LLANOS .....	126
FIGURA 73: ASIGNACIÓN DE REGALÍAS.....	128
FIGURA 74: DISTRIBUCIÓN DE LOS RECURSOS DEL SISTEMA GENERAL DE REGALÍAS - SGR.....	129
FIGURA 75: POTENCIAL DE HIDROCARBUROS NO CONVENCIONALES.....	133
FIGURA 76: ÁREAS EN DONDE SE DESARROLLARÍAN LOS CEPIS DE ECOPETROL Y EXXON .....	134
FIGURA 77: ÁREAS DE DRUMMOND EN DONDE TIENE POTENCIAL DE HIDROCARBUROS NO CONVENCIONALES.....	135
FIGURA 78: OFFSHORE COLOMBIA CUENCA SINÚ SAN JACINTO.....	136
FIGURA 79: DISTRIBUCIÓN DE CONTINGENCIAS DENTRO DE LOS RECURSOS CONTINGENTES - PETRÓLEO.....	137
FIGURA 80: DISTRIBUCIÓN DE CONTINGENCIAS DENTRO DE LOS RECURSOS CONTINGENTES - GAS.....	138
FIGURA 81: ESCENARIOS DE LA PROPUESTA.....	144
FIGURA 82: MANEJO DE INFORMACIÓN Y COMUNICACIONES PARA EL ÉXITO DEL ESTUDIO.....	145
FIGURA 83: CLASIFICACIONES DE RECURSOS Y RESERVAS DE ACUERDO CON EL NIVEL DE INCERTIDUMBRE.....	148
FIGURA 84: SUBCLASES DE MADUREZ EN UN PROYECTO DE EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN.....	152
FIGURA 85: RESERVAS Y RECURSOS PETRÓLEO Y GAS AÑO 2019 .....	154
FIGURA 86: PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO POR CUENCAS EN DICIEMBRE DE 2019 (BPD).....	155
FIGURA 87: RESERVAS DE PETRÓLEO POR CUENCAS IRR DE 2019 (MBLS) .....	155
FIGURA 88: PRODUCCIÓN DIARIA DE PETRÓLEO TOTAL PAÍS AÑO 2020 (BPD).....	156



FIGURA 89: HISTORIA DE PRODUCCIÓN IRR2019 .....	157
FIGURA 90: PROYECCIÓN 3P IRR2019 - IRR2018 –ESTUDIO 2018.....	157
FIGURA 91: HISTOGRAMA – CUENCA VVM –PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO A DIC/2019 (BPD).....	158
FIGURA 92: HISTOGRAMA – CUENCA VVM – RESERVAS IRR 2019 .....	159
FIGURA 93: ADQUISICIÓN DE BLOQUES DE GRANTIERRA Y GEOPARK ...	160
FIGURA 94: HISTORIA DE PRODUCCIÓN CONTRATO CHAZA .....	160
FIGURA 95: HISTORIA DE PRODUCCIÓN VS. PROYECCIÓN 3P IRR 2019 – CONTRATO CHAZA .....	161
FIGURA 96: HISTORIA DE PRODUCCIÓN CONTRATO SURORIENTE.....	162
FIGURA 97: HISTORIA DE PRODUCCIÓN VS. PROYECCIÓN 3P IRR 2019 – CONTRATO SURORIENTE.....	163
FIGURA 98: HISTORIA DE PRODUCCIÓN CONTRATO PLATANILLO.....	164
FIGURA 99: HISTORIA DE PRODUCCIÓN Y PRONÓSTICOS IRR 2018, IRR 2019, Y ESTUDIO 2018 CONTRATO PLATANILLO .....	165
FIGURA 100: HISTORIA DE PRODUCCIÓN CONTRATO OMBÚ.....	166
FIGURA 101: HISTORIA DE PRODUCCIÓN Y PRONÓSTICOS IRR 2018, IRR 2019, Y ESTUDIO 2018 CONTRATO PLATANILLO .....	166
FIGURA 102: HISTORIA DE PRODUCCIÓN CONTRATO ORITO .....	167
FIGURA 103: HISTORIA DE PRODUCCIÓN VS. PROYECCIÓN 3P IRR 2019 – CONTRATO ORITO .....	168
FIGURA 104: HISTORIA DE PRODUCCIÓN DE OTROS CONTRATOS CAG – PUT .....	170
FIGURA 105: HISTORIA DE PRODUCCIÓN – PRONÓSTICOS IRR 2018, 2019 Y ESTUDIO 2018.....	171
FIGURA 106: HISTOGRAMA – CUENCA VVM –PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO A DIC/2019 (BPD).....	173
FIGURA 107: HISTOGRAMA – CUENCA VVM – RESERVAS IRR 2019 .....	173
FIGURA 108: HISTORIA DE PRODUCCIÓN CONTRATO LA CIRA - INFANTAS .....	175
FIGURA 109: HISTORIA DE PRODUCCIÓN VS. PROYECCIÓN 1P Y 3P IRR 2019 Y COMPARATIVOS - CONTRATO LA CIRA-INFANTAS.....	175
FIGURA 110: HISTORIA DE PRODUCCIÓN CONTRATO MAGDALENA MEDIO .....	177
FIGURA 111: HISTORIA DE PRODUCCIÓN VS. PROYECCIÓN 3P IRR 2019 – CONTRATO MAGDALENA MEDIO .....	178
FIGURA 112: HISTORIA DE PRODUCCIÓN CONTRATO PROVINCIA-LAS MONAS .....	179
FIGURA 113: HISTORIA DE PRODUCCIÓN VS. PROYECCIÓN 3P IRR 2019 – CONTRATO PROVINCIA LAS MONAS.....	180

FIGURA 114: HISTORIA DE PRODUCCIÓN CONTRATOS MIDAS Y PALOMA .....	181
FIGURA 115: PRODUCCIÓN HISTÓRICO VS RESERVAS IRR 2019, IRR 2018 Y ESTUDIO 2018.....	182
FIGURA 116: HISTORIA DE PRODUCCIÓN CAMPOS PALAGUA CAIPAL .....	183
FIGURA 117: PRODUCCIÓN HISTÓRICO VS RESERVAS IRR 2019, IRR 2018 Y ESTUDIO 2018.....	184
FIGURA 118: HISTORIA DE PRODUCCIÓN DEL CONTRATO NARE .....	185
FIGURA 119: PRODUCCIÓN HISTÓRICO VS RESERVAS IRR 2019, IRR 2018 Y ESTUDIO 2018.....	185
FIGURA 120: HISTOGRAMA – CUENCA VSM –PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO A DIC/2019 (BPD).....	187
FIGURA 121: HISTOGRAMA – CUENCA VSM – RESERVAS IRR 2019 .....	187
FIGURA 122: HISTORIA DE PRODUCCIÓN CONTRATO PALERMO .....	188
FIGURA 123: HISTORIA DE PRODUCCIÓN VS. PROYECCIÓN 1P Y 3P IRR 2019 Y COMPARATIVOS – CONTRATO PALERMO .....	189
FIGURA 124: HISTORIA DE PRODUCCIÓN CONTRATO TELLO -LA JAGUA .....	190
FIGURA 125: HISTORIA DE PRODUCCIÓN VS. PROYECCIÓN 3P IRR 2019 – CONTRATO VMM CENTRAL .....	191
FIGURA 126: HISTORIA DE PRODUCCIÓN CONTRATO PROVINCIA-PIJAO POTRERILLO.....	192
FIGURA 127: HISTORIA DE PRODUCCIÓN VS. PROYECCIÓN 3P IRR 2019 – CONTRATO PIJAO POTRERILLO .....	193
FIGURA 128: HISTORIA DE PRODUCCIÓN CONTRATOS BOQUERÓN .....	194
FIGURA 129: PRODUCCIÓN HISTÓRICO VS RESERVAS IRR 2019, IRR 2018 Y ESTUDIO 2018.....	195
FIGURA 130: HISTORIA DE PRODUCCIÓN CAMPOS HOBO .....	196
FIGURA 131: PRODUCCIÓN HISTÓRICO VS RESERVAS IRR 2019, IRR 2018 Y ESTUDIO 2018.....	196
FIGURA 132: HISTORIA DE PRODUCCIÓN CONTRATO CAÑO LIMÓN.....	198
FIGURA 133: HISTORIA DE PRODUCCIÓN VS. PROYECCIÓN 3P IRR 2019 – CONTRATO CAÑO LIMÓN.....	199
FIGURA 134: HISTORIA DE PRODUCCIÓN CONTRATO CUBARRAL.....	200
FIGURA 135: HISTORIA DE PRODUCCIÓN VS. PROYECCIÓN 3P IRR 2019 – CONTRATO CUBARRAL.....	201
FIGURA 136: EL EFECTO DEL RECOBRO MEJORADO EN LOS CAMPOS DE CUBARRAL .....	202
FIGURA 137: ÁREA DEL BLOQUE CPO 9.....	203
FIGURA 138: HISTORIA DE PRODUCCIÓN CONTRATO CPO-9 .....	204

FIGURA 139: HISTORIA DE PRODUCCIÓN VS. PROYECCIÓN 3P IRR 2019 – CPO-9.....	205
FIGURA 140: HISTORIA DE PRODUCCIÓN CONTRATO RUBIALES.....	206
FIGURA 141: HISTORIA DE PRODUCCIÓN VS. PROYECCIÓN 3P IRR 2019 – RUBIALES.....	207
FIGURA 142: HISTORIA DE PRODUCCIÓN CONTRATO QUIFA .....	208
FIGURA 143: HISTORIA DE PRODUCCIÓN VS. PROYECCIÓN 3P IRR 2019 – CONTRATO QUIFA .....	209
FIGURA 144: HISTORIA DE PRODUCCIÓN CONTRATO CAÑO SUR .....	210
FIGURA 145: HISTORIA DE PRODUCCIÓN VS. PROYECCIÓN 3P IRR 2019 – CONTRATO CAÑO SUR .....	211
FIGURA 146: HISTORIA DE PRODUCCIÓN CONTRATO APIAY.....	212
FIGURA 147: HISTORIA DE PRODUCCIÓN VS. PROYECCIÓN 3P IRR 2019 – CONTRATO APIAY.....	212
FIGURA 148: HISTORIA DE PRODUCCIÓN CONTRATO LLA-34.....	214
FIGURA 149: HISTORIA DE PRODUCCIÓN VS. PROYECCIÓN 3P IRR 2019 – CONTRATO LLA-34.....	215
FIGURA 150: HISTORIA DE PRODUCCIÓN CONTRATO ÁREA PIEDEMONTE .....	216
FIGURA 151: HISTORIA DE PRODUCCIÓN VS. PROYECCIÓN 3P IRR 2019 – CONTRATO ÁREA PIEDEMONTE.....	216
FIGURA 152: HISTOGRAMA – CUENCA CAT –PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO A DIC/2019 (BPD).....	218
FIGURA 153: HISTOGRAMA – CUENCA CAT – RESERVAS IRR 2019.....	218
FIGURA 154: HISTORIA DE PRODUCCIÓN CONTRATO TIBÚ .....	220
FIGURA 155: HISTORIA DE PRODUCCIÓN VS. PROYECCIÓN 1P Y 3P IRR 2019 Y COMPARATIVOS - CONTRATO TIBÚ.....	221
FIGURA 156: HISTOGRAMA – CUENCA VIM–PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO A DIC/2019 (BPD).....	222
FIGURA 157: HISTOGRAMA – CUENCA VIM – RESERVAS IRR 2019.....	223
FIGURA 158: HISTORIA DE PRODUCCIÓN (BPD) CONTRATO CICUCO-BOQUETE.....	224
FIGURA 159: HISTORIA DE PRODUCCIÓN VS. PROYECCIÓN 1P Y 3P IRR 2019 Y COMPARATIVOS - CONTRATO CICUCO-BOQUETE.....	225
FIGURA 160: FACTORES CRÍTICOS DE ÉXITO – ESQUEMA DE SEMÁFOROS – CUENCA CAGUÁN PUTUMAYO.....	227
FIGURA 161: FACTORES CRÍTICOS DE ÉXITO – ESQUEMA DE SEMÁFOROS – CUENCA LLANOS .....	230
FIGURA 162: FACTORES CRÍTICOS DE ÉXITO – ESQUEMA DE SEMÁFOROS – CUENCA VMM.....	234

FIGURA 163: FACTORES CRÍTICOS DE ÉXITO – ESQUEMA DE SEMÁFOROS – CUENCA DEL VALLE SUPERIOR DEL MAGDALENA.....	235
FIGURA 164: FACTORES CRÍTICOS DE ÉXITO – ESQUEMA DE SEMÁFOROS – CUENCA DEL CATATUMBO.....	237
FIGURA 165: FACTORES CRÍTICOS DE ÉXITO – ESQUEMA DE SEMÁFOROS – CUENCA DEL VALLE INFERIOR DEL MAGDALENA .....	238
FIGURA 166: FACTORES CRÍTICOS DE ÉXITO – ESQUEMA DE SEMÁFOROS – CUENCA SINÚ SAN JACINTO .....	239
FIGURA 167: FACTORES CRÍTICOS DE ÉXITO – ESQUEMA DE SEMÁFOROS – CUENCA CORDILLERA .....	240
FIGURA 168: LOCALIZACIÓN DE LA CUENCA DE LOS LLANOS ORIENTALES .....	242
FIGURA 169: TIPO DE CRUDO DE ACUERDO CON EL DOMINIO DEL SISTEMA PETROLÍFERO EN LA CUENCA DE LOS LLANOS ORIENTALES. ....	243
FIGURA 170: MAPA DE TIERRAS CUENCA DE LOS LLANOS ORIENTALES .....	244
FIGURA 171: ESTIMATIVO YTF CUENCA LLANOS ORIENTALES .....	246
FIGURA 172: POES EN OPORTUNIDADES EXPLORATORIAS IDENTIFICADAS POR LAS COMPAÑÍAS OPERADORAS EN LA CUENCA DE LOS LLANOS ORIENTALES.....	251
FIGURA 173: HISTORIA DE PRODUCCIÓN DE LA CUENCA DE LOS LLANOS .....	252
FIGURA 174: PRECIOS FUTUROS DEL BRENT .....	253
FIGURA 175: PRONÓSTICO DE PRODUCCIÓN CUENCA DE LOS LLANOS – ESCENARIO BAJO .....	254
FIGURA 176: PRODUCCIÓN CUENCA LLANOS ESCENARIO BAJO 2021-2045 EN KBD .....	256
FIGURA 177: PRODUCCIÓN CUENCA LLANOS ESCENARIO MEDIO .....	258
FIGURA 178: PRONÓSTICOS DE PRODUCCIÓN DE LOS CAMPOS DEL CONTRATO CUBARRAL.....	261
FIGURA 179: COMPARATIVO DE LAS CURVAS DE RECURSOS CONTINGENTES CONTRATO CUBARRAL .....	262
FIGURA 180: PRODUCCIÓN CUENCA LLANOS ESCENARIO MEDIO 2021-2045 EN KBPD.....	264
FIGURA 181: PRONÓSTICO DE PRODUCCIÓN CUENCA LLANOS - ESCENARIO ALTO .....	267
FIGURA 182: PRODUCCIÓN CUENCA LLANOS ESCENARIO ALTO 2021-2045 EN KBD .....	269
FIGURA 183: LOCALIZACIÓN DE LA CUENCA DEL VALLE MEDIO DEL MAGDALENA.....	272

FIGURA 184: PROVINCIAS ESTRUCTURALES DEL VALLE MEDIO DEL MAGDALENA.....	274
FIGURA 185: ÁREAS DE GENERACIÓN PARA LA FORMACIÓN LA LUNA (VMM).....	277
FIGURA 186: DISTRIBUCIÓN DE TAMAÑO DE CAMPOS - VMM.....	280
FIGURA 187: MAPA DE TIERRAS CUENCA DEL VALLE MEDIO DEL MAGDALENA.....	281
FIGURA 188: ESTIMATIVO YTF CUENCA VALLE MEDIO DEL MAGDALENA (VMM).....	282
FIGURA 189: HIDROCARBUROS DISPONIBLES VMM (70.052 MBLS).....	283
FIGURA 190: POES EN OPORTUNIDADES EXPLORATORIAS IDENTIFICADAS POR LAS COMPAÑÍAS OPERADORAS EN LA CUENCA VALLE MEDIO DEL MAGDALENA.....	288
FIGURA 191: HISTORIA DE PRODUCCIÓN CUENCA VMM.....	290
FIGURA 192: PRONÓSTICO DE PRODUCCIÓN CUENCA DEL VMM – ESCENARIO BAJO.....	291
FIGURA 193: PRODUCCIÓN CUENCA VMM ESCENARIO BAJO 2021-2045 EN KBD.....	293
FIGURA 194: PRONÓSTICO DE PRODUCCIÓN CUENCA DEL VMM – ESCENARIO MEDIO.....	295
FIGURA 195: PRODUCCIÓN CUENCA VMM ESCENARIO MEDIO 2021-2045 EN KBD.....	298
FIGURA 196: ÁREA ESTIMADA DE LOS HIDROCARBUROS NO CONVENCIONALES FORMACIÓN LA LUNA EN VMM.....	300
FIGURA 197: PROYECCIÓN PRODUCCIÓN CUENCA VMM – ESCENARIO ALTO - BPD.....	301
FIGURA 198: PRODUCCIÓN CUENCA VMM ESCENARIO ALTO 2021-2045 EN KBD.....	303
FIGURA 199: LOCALIZACIÓN DE LA CUENCA DEL VALLE SUPERIOR DEL MAGDALENA.....	305
FIGURA 200: MAPA DE TIERRAS CUENCA DEL VALLE SUPERIOR DEL MAGDALENA.....	307
FIGURA 201: ESTIMATIVO YTF CUENCA VALLE SUPERIOR DEL MAGDALENA (VSM).....	308
FIGURA 202: POES EN OPORTUNIDADES EXPLORATORIAS IDENTIFICADAS POR LAS COMPAÑÍAS OPERADORAS EN LA CUENCA DEL VALLE SUPERIOR DEL MAGDALENA.....	310
FIGURA 203: HISTORIA DE PRODUCCIÓN VSM.....	311
FIGURA 204: PRONÓSTICO DE PRODUCCIÓN CUENCA DEL VSM – ESCENARIO BAJO.....	312

FIGURA 205: PRODUCCIÓN CUENCA VSM ESCENARIO BAJO 2021-2045 EN KBD .....	313
FIGURA 206: PRONÓSTICO DE PRODUCCIÓN CUENCA DEL VSM – ESCENARIO MEDIO.....	316
FIGURA 207: PRODUCCIÓN CUENCA VSM ESCENARIO MEDIO 2021-2045 EN KBD .....	317
FIGURA 208: PRONÓSTICO DE PRODUCCIÓN CUENCA DEL VSM – ESCENARIO ALTO .....	320
FIGURA 209: PRODUCCIÓN CUENCA VSM ESCENARIO ALTO 2021-2045 EN KBD .....	321
FIGURA 210: LOCALIZACIÓN DE LA CUENCA CAGUÁN - PUTUMAYO .....	324
FIGURA 211: MAPA DE TIERRAS CUENCA CAGUÁN - PUTUMAYO .....	325
FIGURA 212: ESTIMATIVO YTF CUENCA CAGUÁN - PUTUMAYO .....	326
FIGURA 213: ÁREAS DE GENERACIÓN CUENCA CAGUÁN - PUTUMAYO.....	327
FIGURA 214: POES EN OPORTUNIDADES EXPLORATORIAS IDENTIFICADAS POR LAS COMPAÑÍAS OPERADORAS EN LA CUENCA CAGUÁN - PUTUMAYO .....	331
FIGURA 215: MANEJO DE COSTOS DE OPERACIÓN EN GRAN TIERRA.....	332
FIGURA 216: HISTORIA DE PRODUCCIÓN EN LA CUENCA CAGUÁN PUTUMAYO .....	333
FIGURA 217: PRONÓSTICO DE PRODUCCIÓN CUENCA DEL CAG-PUT – ESCENARIO BAJO.....	334
FIGURA 218: PRODUCCIÓN CUENCA DE CAGUÁN-PUTUMAYO ESCENARIO BAJO 2021-2045 EN KBD.....	335
FIGURA 219: PRONÓSTICO DE PRODUCCIÓN CUENCA DEL CAG PUT – ESCENARIO MEDIO.....	338
FIGURA 220: PRODUCCIÓN CUENCA DE CAGUÁN-PUTUMAYO ESCENARIO MEDIO 2021-2045 EN KBD .....	340
FIGURA 221: PRONÓSTICO DE PRODUCCIÓN CUENCA DEL CAG PUT – ESCENARIO ALTO .....	343
FIGURA 222: PRODUCCIÓN CUENCA DE CAGUÁN-PUTUMAYO ESCENARIO ALTO 2021-2045 EN KBD.....	345
FIGURA 223: LOCALIZACIÓN DE LA CUENCA CATATUMBO.....	348
FIGURA 224: MAPA DE TIERRAS CUENCA CATATUMBO.....	350
FIGURA 225: ESTIMATIVO YTF CUENCA CATATUMBO.....	351
FIGURA 226: MAPA DE LAS COCINAS DE LA CUENCA CATATUMBO.....	352
FIGURA 227: GOES EN OPORTUNIDADES EXPLORATORIAS IDENTIFICADAS POR LAS COMPAÑÍAS OPERADORAS EN LA CUENCA CATATUMBO...	354
FIGURA 228: HISTORIA DE PRODUCCIÓN CAT .....	355
FIGURA 229: PRODUCCIÓN CUENCA DEL CAT – ESCENARIO BAJO.....	357



FIGURA 230: PRODUCCIÓN CUENCA DEL CATATUMBO ESCENARIO BAJO 2021-2045 EN KBD.....	358
FIGURA 231: PRONÓSTICO DE PRODUCCIÓN CUENCA DEL CAT – ESCENARIO MEDIO.....	361
FIGURA 232: PRODUCCIÓN CUENCA DEL CATATUMBO ESCENARIO MEDIO 2021-2045 EN KBD.....	362
FIGURA 233: PRONÓSTICO DE PRODUCCIÓN CUENCA DEL CAT– ESCENARIO ALTO.....	364
FIGURA 234: PRODUCCIÓN CUENCA DEL CATATUMBO ESCENARIO ALTO 2021-2045 EN KBPD.....	366
FIGURA 235: LOCALIZACIÓN DE LA CUENCA CORDILLERA ORIENTAL .....	368
FIGURA 236: DIAGRAMA DE WHEELER DE LA ESTRATIGRAFÍA REGIONAL DE LAS CUENCAS DE CORDILLERA ORIENTAL, VALLE MEDIO DEL MAGDALENA Y LLANOS ORIENTALES.....	369
FIGURA 237: MAPA DE TIERRAS CUENCA DE LA CORDILLERA ORIENTAL.....	370
FIGURA 238: ZONAS CARBONÍFERAS DE LA CORDILLERA ORIENTAL .....	372
FIGURA 239: ESTIMATIVO YTF CUENCA CORDILLERA ORIENTAL .....	373
FIGURA 240: POES EN OPORTUNIDADES EXPLORATORIAS IDENTIFICADAS POR LAS COMPAÑÍAS OPERADORAS EN LA CUENCA CORDILLERA ORIENTAL.....	375
FIGURA 241: HISTORIA DE PRODUCCIÓN COR.....	376
FIGURA 242: PRONÓSTICO DE PRODUCCIÓN CUENCA DE COR ESCENARIO BAJO .....	377
FIGURA 243: PRODUCCIÓN CUENCA DE CORDILLERA ESCENARIO BAJO 2021-2045 EN KBD.....	378
FIGURA 244: PRODUCCIÓN CUENCA DE CORDILLERA ESCENARIO MEDIO 2021-2045 EN KBD.....	381
FIGURA 245: PRODUCCIÓN CUENCA DE CORDILLERA ESCENARIO ALTO 2021-2045 EN KBD.....	384
FIGURA 246: LOCALIZACIÓN DE LA CUENCA DEL SINÚ –SAN JACINTO ONSHORE .....	387
FIGURA 247: MAPA DE TIERRAS CUENCA SINÚ – SAN JACINTO ONSHORE .....	389
FIGURA 248: ESTIMATIVO YTF CUENCA SINÚ – SAN JACINTO ONSHORE.....	390
FIGURA 249: POES EN OPORTUNIDADES EXPLORATORIAS IDENTIFICADAS POR LAS COMPAÑÍAS OPERADORAS EN LA CUENCA SINÚ – SAN JACINTO .....	392
FIGURA 250: HISTORIA DE PRODUCCIÓN CUENCA DE SINÚ - SAN JACINTO .....	393

FIGURA 251: PRONÓSTICO DE PRODUCCIÓN CUENCA DEL SINÚ SAN JACINTO – ESCENARIO BAJO.....	394
FIGURA 252: PRODUCCIÓN CUENCA DE SINÚ-SAN JACINTO ESCENARIO BAJO 2021-2045 EN KBD.....	395
FIGURA 253: PRODUCCIÓN CUENCA DE SINÚ-SAN JACINTO ESCENARIO MEDIO 2021-2045 EN KBD .....	398
FIGURA 254: PRODUCCIÓN CUENCA DE SINÚ-SAN JACINTO ESCENARIO ALTO 2021-2045 EN KBD.....	401
FIGURA 255: LOCALIZACIÓN DE LA CUENCA DEL VALLE INFERIOR DEL MAGDALENA.....	404
FIGURA 256: MAPA DE TIERRAS CUENCA DEL VALLE INFERIOR DEL MAGDALENA.....	406
FIGURA 257: ESTIMATIVO YTF CUENCA VALLE INFERIOR DEL MAGDALENA .....	407
FIGURA 258: GOES Y POES EN OPORTUNIDADES EXPLORATORIAS IDENTIFICADAS POR LAS COMPAÑÍAS OPERADORAS EN LA CUENCA DEL VALLE INFERIOR DEL MAGDALENA.....	410
FIGURA 259: HISTORIA DE PRODUCCIÓN DEL VALLE INFERIOR DEL MAGDALENA.....	411
FIGURA 260: PRONÓSTICO DE PRODUCCIÓN CUENCA DEL VIM – ESCENARIO BAJO.....	412
FIGURA 261: PRODUCCIÓN CUENCA DE VIM ESCENARIO BAJO 2021-2045 EN KBD .....	413
FIGURA 262: PRONÓSTICO DE PRODUCCIÓN CUENCA DEL VIM – ESCENARIO MEDIO.....	416
FIGURA 263: PRODUCCIÓN CUENCA DE VIM ESCENARIO MEDIO 2021-2045 EN KBD .....	417
FIGURA 264: PRONÓSTICO DE PRODUCCIÓN CUENCA DEL VIM – ESCENARIO ALTO.....	420
FIGURA 265: PRODUCCIÓN CUENCA DE VIM ESCENARIO ALTO 2021-2045 EN KBD .....	421
FIGURA 266: HISTORIA DE PRODUCCIÓN DE CRUDO DEL PAÍS. ....	424
FIGURA 267 PRODUCCIÓN DE CRUDO EN COLOMBIA DE LOS ÚLTIMOS AÑOS Y SU RELACIÓN CON EL PRECIO BRENT .....	426
FIGURA 268: PRONÓSTICO DE PRODUCCIÓN DE CRUDO CUENCAS DEL PAÍS – ESCENARIO BAJO.....	427
FIGURA 269: PRODUCCIÓN DE CRUDO PAÍS POR CUENCA - ESCENARIO BAJO 2021-2045 EN KBD.....	428
FIGURA 270: PRODUCCIÓN CRUDO PAÍS ESCENARIO BAJO 2021-2045 EN KBD .....	430



FIGURA 271: PRONÓSTICO DE PRODUCCIÓN CUENCAS DEL PAÍS – ESCENARIO MEDIO.....	433
FIGURA 272: PRODUCCIÓN PAÍS ESCENARIO MEDIO POR CUENCA 2021-2045 EN KBD .....	435
FIGURA 273: PRODUCCIÓN PAÍS ESCENARIO MEDIO POR TIPO DE RESERVA 2021-2045 EN KBD.....	437
FIGURA 274: PRONÓSTICO DE PRODUCCIÓN CUENCAS DEL PAÍS– ESCENARIO ALTO .....	440
FIGURA 275: PRODUCCIÓN PAÍS ESCENARIO ALTO POR CUENCA 2021-2045 EN KBD .....	442
FIGURA 276: POTENCIAL EXPLORATORIO POR CUENCA EN MBLS.....	443
FIGURA 277: PRODUCCIÓN PAÍS ESCENARIO ALTO POR TIPO DE RESERVA 2021-2045 EN KBD .....	444
FIGURA 278. OPORTUNIDADES EXPLORATORIA EN EL OFFSHORE CARIBE .....	448

## ÍNDICE DE TABLAS

TABLA 1: INFORMACIÓN DE POES Y FACTORES DE RECOBRO.....	169
TABLA 2: DATOS DE PRODUCCIÓN CUENCA LLANOS ESCENARIO BAJO 2021-2045 EN KBPD.....	257
TABLA 3: CUENCA LLANOS- RESERVAS- ESCENARIO BAJO 2021-2045 ....	257
TABLA 4: DATOS DE PRODUCCIÓN CUENCA LLANOS ESCENARIO MEDIO 2021-2045 EN KBPD.....	260
TABLA 5: RECURSOS CONTINGENTES ADICIONALES ESCENARIO MEDIO 2021-2045 .....	263
TABLA 6: ÁREA DE YTF INCLUIDAS EN ESCENARIO MEDIO 2021-2045 .....	263
TABLA 7: DATOS DE PRODUCCIÓN CUENCA LLANOS ESCENARIO MEDIO 2021-2045 EN KBPD.....	265
TABLA 8: CUENCA LLANOS- RESERVAS- ESCENARIO BAJO 2021-2045 ....	266
TABLA 9: RECURSOS CONTINGENTES ADICIONALES CUENCA LLANOS ESCENARIO ALTO 2021-2045.....	268
TABLA 10: RECURSOS YTF ÁREAS PROSPECTIVAS CUENCA LLANOS ESCENARIO ALTO 2021-2045.....	268
TABLA 11: DATOS DE PRODUCCIÓN CUENCA LLANOS ESCENARIO ALTO 2021-2045 EN KBPD.....	270
TABLA 12: CUENCA LLANOS- RESERVAS- ESCENARIO BAJO 2021-2045 ..	271
TABLA 13: POTENCIAL DE YNC - EN ROCA GENERADORA (YRG).....	279
TABLA 14: DATOS DE PRODUCCIÓN CUENCA VMM ESCENARIO BAJO 2021- 2045 EN KBPD.....	294
TABLA 15: ESCENARIO BAJO – RESERVAS .....	295
TABLA 16: RECURSOS CONTINGENTES IRR2019 ESCENARIO MEDIO 2021- 2045.....	297
TABLA 17: RECURSOS CONTINGENTES ADICIONALES ESCENARIO MEDIO 2021-2045 .....	297
TABLA 18: ÁREAS DE YTF - ESCENARIO MEDIO 2021-2045.....	298
TABLA 19: DATOS DE PRODUCCIÓN CUENCA VMM ESCENARIO MEDIO 2021-2045 EN KBPD.....	299
TABLA 20: ESCENARIO MEDIO – RESERVAS.....	299
TABLA 21: ESCENARIO MEDIO – RECURSOS CONTINGENTES ADICIONALES VMM .....	302
TABLA 22: ESCENARIO MEDIO ÁREAS DE YTF VMM.....	302
TABLA 23: ESCENARIO MEDIO – RECURSOS DE YNC EN VMM.....	303
TABLA 24: DATOS DE PRODUCCIÓN CUENCA VMM ESCENARIO ALTO 2021- 2045 EN KBPD.....	304

TABLA 25: DATOS DE PRODUCCIÓN CUENCA VMM ESCENARIO ALTO 2021-2045 EN KBPD.....	304
TABLA 26: DATOS PRODUCCIÓN CUENCA VSM ESCENARIO BAJO 2021-2045 EN KBPD.....	314
TABLA 27: ESCENARIO BAJO – CUENCA VSM – CLASIFICACIÓN DE RESERVAS 2021-2045.....	315
TABLA 28: RECURSOS CONTINGENTES IRR2019 - CUENCA VSM - ESCENARIO MEDIO 2021-2045 .....	317
TABLA 29: DATOS PRODUCCIÓN CUENCA VSM ESCENARIO MEDIO 2021-2045 EN KBPD.....	318
TABLA 30: ESCENARIO MEDIO – CUENCA VSM – CLASIFICACIÓN DE RESERVAS 2021-2045.....	319
TABLA 31: RECURSOS CONTINGENTES - CUENCA VSM - ESCENARIO ALTO 2021-2045 .....	320
TABLA 32: RECURSOS DE YTF CUENCA VSM ESCENARIO ALTO 2021-2045 .....	321
TABLA 33: DATOS PRODUCCIÓN CUENCA VSM ESCENARIO ALTO 2021-2045 EN KBPD.....	322
TABLA 34: CLASIFICACIÓN DE RESERVAS -CUENCA VSM ESCENARIO ALTO 2021-2045 .....	323
TABLA 35: DATOS PRODUCCIÓN CUENCA DE CAGUAN-PUTUMAYO ESCENARIO BAJO 2021-2045 EN KBPD .....	336
TABLA 36: CLASIFICACIÓN DE RESERVAS - CUENCA DE CAGUAN-PUTUMAYO ESCENARIO BAJO 2021-2045 .....	337
TABLA 37: RECURSOS CONTINGENTES IRR2019 - CUENCA DE CAGUAN-PUTUMAYO ESCENARIO MEDIO 2021-2045 .....	339
TABLA 38: RECURSOS CONTINGENTES ADICIONALES - CUENCA DE CAGUAN-PUTUMAYO ESCENARIO MEDIO 2021-2045 .....	339
TABLA 39: DATOS PRODUCCIÓN CUENCA DE CAGUAN PUTUMAYO ESCENARIO MEDIO 2021-2045 EN KBPD.....	341
TABLA 40: DATOS PRODUCCIÓN CUENCA DE CAGUAN PUTUMAYO ESCENARIO MEDIO 2021-2045 EN KBPD.....	342
TABLA 41: RECURSOS YTF CUENCA DE CAGUAN-PUTUMAYO ESCENARIO ALTO 2021-2045 .....	344
TABLA 42: DATOS PRODUCCIÓN CUENCA DE CAGUAN-PUTUMAYO ESCENARIO ALTO 2021-2045 EN KBPD .....	346
TABLA 43: DATOS PRODUCCIÓN CUENCA DE CAGUAN PUTUMAYO ESCENARIO ALTO 2021-2045 EN KBPD .....	347
TABLA 44: POTENCIAL DE HIDROCARBUROS NO CONVENCIONALES RETENIDO (MBPE/KM2).....	349

TABLA 45: DATOS PRODUCCIÓN CUENCA DEL CATATUMBO ESCENARIO BAJO 2021-2045 EN KBPD .....	359
TABLA 46: DATOS PRODUCCIÓN CUENCA DEL CATATUMBO ESCENARIO BAJO 2021-2045 EN KBPD .....	360
TABLA 47: RECURSOS CONTINGENTES ADICIONALES CUENCA DEL CATATUMBO ESCENARIO MEDIO 2021-2045.....	362
TABLA 48: DATOS PRODUCCIÓN CUENCA DEL CATATUMBO ESCENARIO MEDIO 2021-2045 EN KBPD .....	363
TABLA 49: RESERVAS - CUENCA DEL CATATUMBO ESCENARIO MEDIO 2021-2045 .....	363
TABLA 50: RECURSOS CONTINGENTES ADICIONALES CUENCA DEL CATATUMBO ESCENARIO MEDIO 2021-2045.....	365
TABLA 51: DATOS PRODUCCIÓN CUENCA DEL CATATUMBO ESCENARIO ALTO 2021-2045 EN KBPD .....	366
TABLA 52: RESERVAS CUENCA DEL CATATUMBO ESCENARIO ALTO 2021-2045.....	367
TABLA 53. CARACTERÍSTICAS GEOLÓGICAS DE LA CUENCA CORDILLERA ORIENTAL.....	371
TABLA 54: DATOS PRODUCCIÓN CUENCA DE CORDILLERA ESCENARIO BAJO 2021-2045 EN KBPD .....	379
TABLA 55: RESERVAS - CUENCA DE CORDILLERA ESCENARIO BAJO 2021-2045.....	380
TABLA 56: DATOS PRODUCCIÓN CUENCA DE CORDILLERA ESCENARIO BAJO 2021-2045 EN KBPD .....	382
TABLA 57: RESERVAS - CUENCA DE CORDILLERA ESCENARIO MEDIO 2021-2045.....	383
TABLA 58: YTF - CUENCA DE CORDILLERA ESCENARIO MEDIO 2021-2045 .....	383
TABLA 59: DATOS PRODUCCIÓN CUENCA DE CORDILLERA ESCENARIO BAJO 2021-2045 EN KBPD .....	385
TABLA 60: RESERVAS - CUENCA DE CORDILLERA ESCENARIO MEDIO 2021-2045.....	386
TABLA 61: DATOS PRODUCCIÓN CUENCA DE SINÚ-SAN JACINTO ESCENARIO BAJO Y MEDIO 2021-2045 EN KBPD.....	396
TABLA 62: RESERVAS CUENCA DE SINÚ-SAN JACINTO ESCENARIO BAJO 2021-2045 .....	397
TABLA 63: RECURSOS YTF- CUENCA DE SINÚ-SAN JACINTO ESCENARIO BAJO 2021-2045.....	400
TABLA 64: DATOS PRODUCCIÓN CUENCA DE SINÚ-SAN JACINTO ESCENARIO ALTO 2021-2045 EN KBPD .....	402

TABLA 65: RECURSOS YTF- CUENCA DE SINÚ-SAN JACINTO ESCENARIO BAJO 2021-2045 .....	403
TABLA 66: DATOS PRODUCCIÓN CUENCA DE VIM ESCENARIO BAJO 2021-2045 EN KBPD.....	414
TABLA 67: RESERVAS - CUENCA DE VIM ESCENARIO BAJO 2021-2045 .....	415
TABLA 68: DATOS PRODUCCIÓN CUENCA DE VIM ESCENARIO MEDIO 2021-2045 EN KBPD.....	418
TABLA 69: RESERVAS - CUENCA DE VIM - ESCENARIO MEDIO 2021-2045.....	419
TABLA 70: DATOS PRODUCCIÓN CUENCA DE VIM ESCENARIO ALTO 2021-2045 EN KBPD.....	422
TABLA 71: RESERVAS- CUENCA DE VIM- ESCENARIO ALTO 2021-2045 EN KBPD.....	423
TABLA 72: RESERVAS 3P A DICIEMBRE DE 2019 IRR2019 EN MBLS .....	432
TABLA 73: DATOS PRODUCCIÓN PAÍS POR CUENCA ESCENARIO BAJO 2021-2045 EN KBPD.....	431
TABLA 74: DATOS PRODUCCIÓN PAÍS POR CUENCA ESCENARIO MEDIO 2021-2045 EN KBPD.....	438
TABLA 75. RESERVAS Y RECURSOS APORTADOS POR CUENCA ESCENARIO ALTO EN MBLS .....	442
TABLA 76. RESERVAS Y RECURSOS APORTADOS POR TIPO DE RESERVA ESCENARIO ALTO EN MBLS .....	446
TABLA 77: DATOS PRODUCCIÓN PAÍS POR CUENCA ESCENARIO MEDIO 2021-2045 EN KBPD.....	446

## **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/Noviembre/2020	1.0	Primera versión del documento
17/Diciembre/2020	2.0	Segunda versión del documento
18/Enero/2021	3.0	Tercera versión del documento

## **1 ENTORNO INTERNACIONAL**

La pandemia del COVID 19 puede llegar ser el evento más trágico y disruptivo que podamos haber vivido en los últimos tiempos y de no ser por las medidas restrictivas que, aunque implicaron un gran costo económico y social su impacto hubiera podido ser peor.

Esta pandemia está cambiando el entorno económico, político y social del mundo. Tiene el potencial de acelerar las tendencias emergentes y crear oportunidades para transitar por un camino más sostenible, pero también corre el riesgo de una desaceleración si los problemas domésticos a corto plazo planteados por COVID-19 se priorizan sobre los desafíos globales a largo plazo, como el cambio climático.

El mundo se encuentra en un momento crucial: necesita abordar estas preocupaciones a corto plazo, pero de una manera que se reconstruya mejor. La interrupción de nuestra vida diaria causada por los cierres proporcionó la visión de un mundo más limpio y con menos carbono, con la consecuente mejora en la calidad del aire en muchas de las ciudades más contaminadas del mundo.

La IEA (Agencia Internacional de Energía) estima que las emisiones globales de CO2 pueden caer hasta 2,6 giga toneladas este año, pero en la medida que las economías se reinician y nuestras vidas vuelven a la normalidad existe el riesgo de que se pierdan estos beneficios.

Llegar a emisiones de carbono netas de cero para 2050, requiere reducciones de tamaño similar al de 2019 durante los próximos 25 años. Esto solo se puede lograr mediante un cambio radical en todos nuestros comportamientos, usando los recursos y la energía de manera más eficiente a través de la implementación de todas las tecnologías y energéticos de cero o bajas emisiones a nuestra disposición incluidas las energías renovables, electrificación, hidrógeno, bioenergía y muchos más. Estas tecnologías existen hoy en día, el desafío es la escala y el ritmo de la penetración.

La implementación de estas tecnologías y el uso de estos energéticos implica el compromiso de los gobiernos, las empresas y la sociedad en general para armonizar sus necesidades energéticas con los compromisos para disminuir las emisiones de gases efecto invernadero y por ende el cambio climático y el calentamiento global.

## 1.1 EVOLUCIÓN DE LAS FUENTES ENERGÉTICAS 2019

De acuerdo con el documento “Energy in 2019: “pivotal moment” de la BP Statistical Review, la demanda de energía global creció durante el año 2019 un 1.3 %, menos de la mitad del año 2018. Esto se explica porque el crecimiento de los mercados energéticos se desaceleró en 2019 en línea con un crecimiento económico más débil y la relajación de algunos de los factores que impulsaron la demanda energía en 2018. Esta desaceleración fue particularmente evidente en los EE. UU., Rusia e India, cada uno de los cuales exhibió un crecimiento inusualmente fuerte en 2018.

China fue la excepción, con una aceleración de su consumo de energía en 2019, dominando la expansión en los mercados energéticos mundiales, con el mayor incremento de la demanda para cada una de las fuentes individuales diferentes al gas natural, donde solo fue superada por poco por los Estados Unidos.

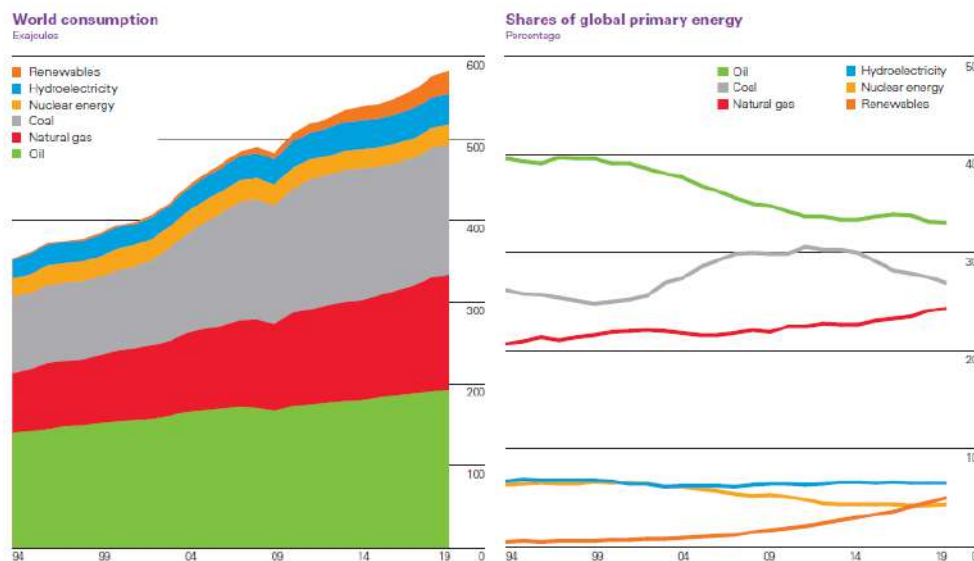
A pesar del crecimiento de China, todos los combustibles (excepto nuclear) aumentaron a un ritmo más lento que el promedio de sus diez años, con una disminución en el consumo de carbón por cuarta vez en seis años. Sin embargo, las energías renovables tuvieron un crecimiento récord del 41% que fue el que más contribuyó al aumento de la energía primaria. Es importante anotar que por primera vez la generación de energía renovable que excede la energía nuclear.

La desaceleración del crecimiento de la demanda de energía, combinada con un cambio en la matriz de consumo hacia gas natural y energías renovables en detrimento del carbón, provocó una desaceleración significativa en el crecimiento de las emisiones de carbono, aunque solo compensaron parcialmente el aumento inusualmente fuerte visto en 2018 (2.8%). El aumento fue 0.5% menor que el promedio de los últimos 10 años.

Los precios de la energía cayeron en general, particularmente para el carbón y gas donde el crecimiento de la producción superó al consumo conduciendo a una acumulación de inventarios. Los precios del petróleo estuvieron aún más bajos.



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



Fuente: BP Statistical review

### 1.1.1 HIDROCARBUROS LÍQUIDOS

De acuerdo con las cifras presentadas por BP Statistical Review, durante el año 2019, el crecimiento en el consumo de petróleo fue 0,9Mb/d ligeramente menor que el promedio de los últimos 10 años (1,3Mb/d). El crecimiento fue liderado por China, con un aumento de 680.000 b/d, el mayor incremento en ese país desde 2015 sin embargo, en los otros países en desarrollo el crecimiento estuvo por debajo del promedio, con Irán (180.000 b/d) como la única excepción importante. En los países de la OCDE la demanda cayó 290.000 b/d, la primera caída desde 2014.

La producción de petróleo en 2019 cayó levemente en 60.000 b/d, debido al crecimiento en países no pertenecientes a la OPEP que comenzaron la fuerte caída en Producción de los países pertenecientes a la OPEP

En Estados Unidos se presentó el mayor aumento por tercer año consecutivo, (1,7 Mb/d), aunque por debajo del récord de 2018 (2,2 Mb/d). También hubo crecimiento significativo de Brasil (200.000 b/d) y Canadá (150.000 b/d)

En contraste, la producción de la OPEP cayó en 2 millones de b/d, la más pronunciada desde 2009. Gran parte de esta disminución se debió a una

combinación de sanciones y dificultades económicas en Irán (-1,3 Mb/d) y Venezuela (-560.000 b/d). Además, que por un acuerdo de recorte de producción OPEP + redujo producción en sus países miembros, destacándose la caída de la producción de Arabia Saudita (430.000 b/d). A pesar de este acuerdo, la producción de algunos miembros de la OPEP aumentó, en particular Irak y Nigeria, con incrementos de 150.000 y 100.000 b/d respectivamente.

Con respecto a los precios del crudo, en el año 2019 el Brent se cotizó en promedio 64,21 USD/BI menor que los 71,31 USD/BI del año 2018.

**Figura 2: Países con mayor variación en producción y consumo de crudo**

Oil consumption	Annual change (thousand b/d)	Oil production	Annual change (thousand b/d)
<b>Increases</b>		<b>Increases</b>	
China	681	US	1685
Iran	183	Brazil	198
India	159	Canada	150
Algeria	37	Iraq	148
Russia	35	Australia	135
<b>Decreases</b>		<b>Decreases</b>	
Mexico	-88	Iran	-1266
Italy	-59	Venezuela	-556
Pakistan	-52	Saudi Arabia	-429
Taiwan	-52	Mexico	-150
Venezuela	-47	Norway	-115

Fuente: BP Statistical review

### 1.1.2 GAS NATURAL

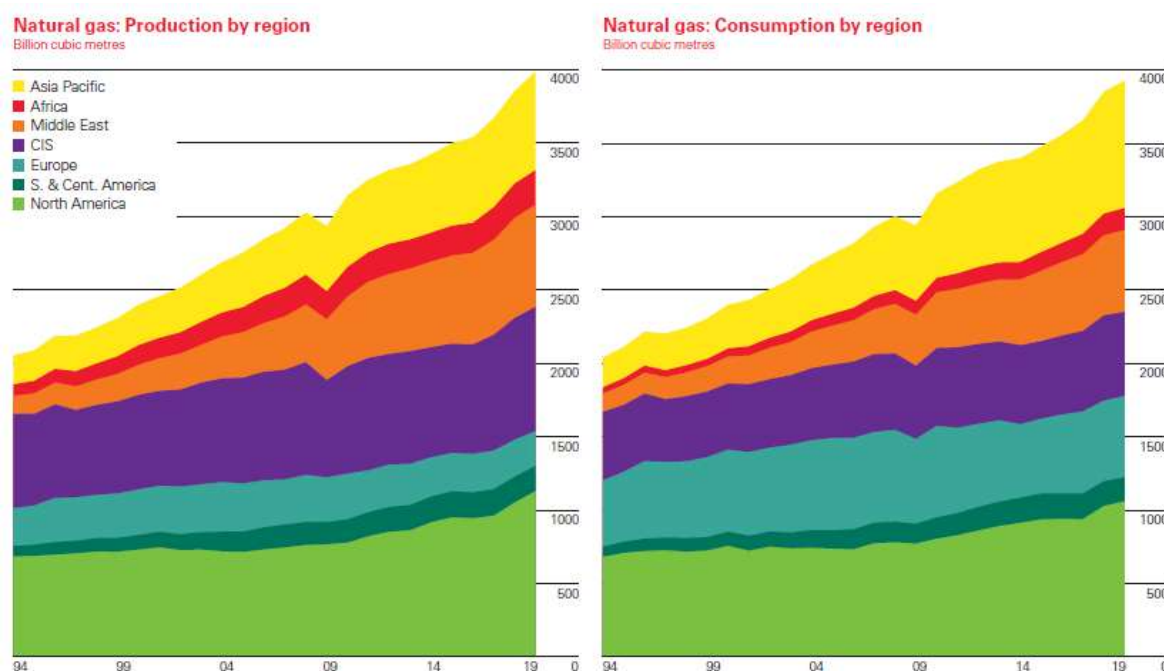
De acuerdo con las cifras del BP Statistical Review 2019, el consumo mundial de gas natural creció en 2% en 2019, por debajo de su promedio en los últimos 10 años y muy por debajo del crecimiento excepcional observado en 2018 (5,3%).

En términos de volumen, la demanda creció en 78 mil millones de metros cúbicos (bcm), liderado por EE. UU. (27 bcm) y China (24 bcm) sin embargo el crecimiento del consumo de gas en estos mismos países fue mucho más lento que en 2018, debido a que se ralentizó tanto el cambio de carbón a gas impulsado por las políticas en China como el control del cambio climático. Adicionalmente, una reducción en Rusia en el comportamiento típico entre los días cálidos y fríos

contribuyó con una caída en su consumo de 10 bcm, siendo la mayor disminución comparada con cualquier país el año pasado.

La producción de gas creció 132 bcm (3,4%) superando en crecimiento al del consumo. Estados Unidos representó casi dos tercios del total de este crecimiento, con el aumento volumétrico de 85 bcm apenas por debajo del récord de 2018 que fue de 90 bcm. La oferta también se vio impulsada por un fuerte crecimiento en Australia (23 bcm) y China (16 bcm).

**Figura 3: Producción y consumo mundial de gas natural por países**



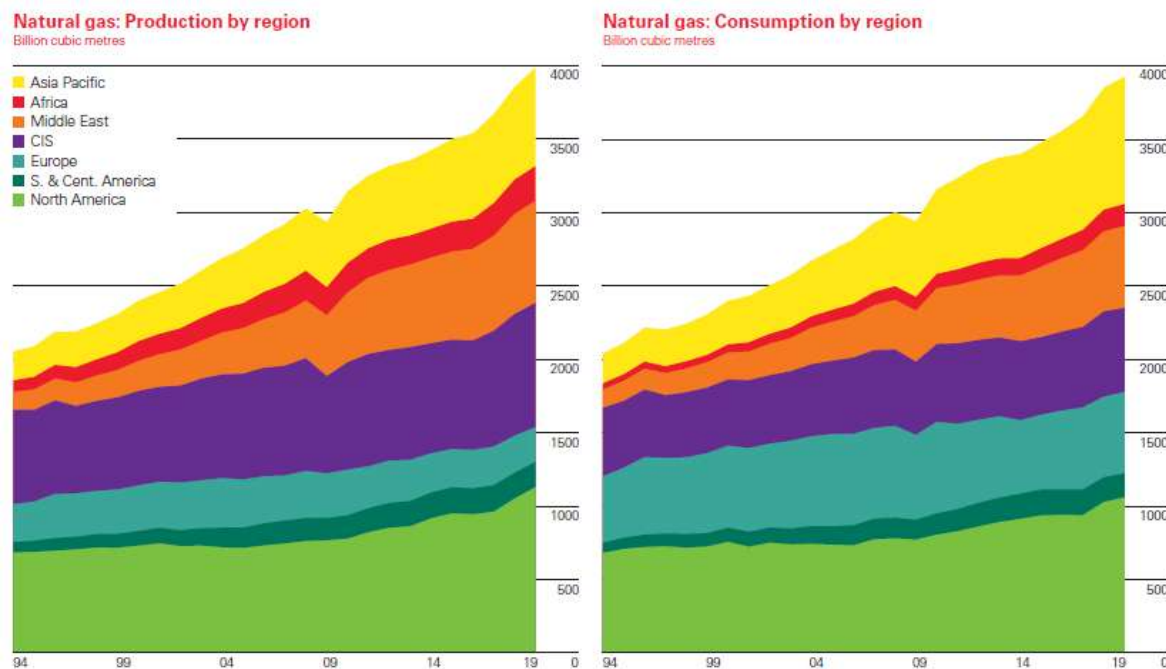
Fuente: BP statistical review

Gran parte del aumento de la producción de gas del año pasado se utilizó para incrementar las exportaciones de gas natural licuado (GNL) que crecieron 54 bcm (12,7%), siendo este el mayor aumento anual de la historia, impulsado por EE. UU. (19 bcm), Rusia (14 bcm) y Australia (13 bcm).

Por el lado de la importación de GNL, casi todos los volúmenes adicionales se transportaron a Europa, en contraste con 2018 cuando Asia impulsó el crecimiento de las importaciones. Las importaciones de GNL en Europa crecieron 49 bcm, lo que representa un aumento sin precedentes del 68%. El crecimiento fue

generalizado, con Reino Unido (11 bcm), Francia (10 bcm) y España (7 bcm) como los mayores contribuyentes individuales.

**Figura 4: Crecimiento mundial del mercado de GNL**



Fuente: BP statistical review

El rápido crecimiento del GNL conllevó a un aumento del 4,9% en el comercio interregional de gas, más del doble de su promedio en los últimos 10 años. Esto es a pesar de un descenso de 7% en el comercio por gasoductos (-9 bcm) debido a que las importaciones en Europa desde Rusia y el norte de África se vieron parcialmente desplazadas por la abundancia de Suministros de GNL.

Con el crecimiento de la producción superando al del consumo en un margen considerable, los inventarios aumentaron en la mayoría de las regiones y los precios cayeron fuertemente. Los precios de Henry Hub en EE. UU cayeron casi un 20% a 2.53 USD/ MBTU, mientras que los precios en Europa y Asia, medidos por índice NBP y el Japan Korea Marker cayeron más del 40% (4,47 USD/ MBTU y 5,49 USD/MBTU respectivamente). Los precios en Europa, la región más afectada por el exceso de oferta de GNL, cayeron a sus niveles más bajos desde 2004.

## 1.2 VISIÓN ENERGÉTICA 2020 – 2040

La pandemia de Covid-19 ha introducido nuevas e importantes incertidumbres para el sector energético y ha aumentado drásticamente la gama de caminos que podría seguir. Las preguntas clave incluyen la duración de la pandemia, la forma de la recuperación y si la energía y la sostenibilidad están integradas en las estrategias adoptadas por los gobiernos para poner en marcha sus economías.

En general, según estudios de la Agencia Internacional de Energía (IEA) se estima que la demanda de energía en 2020 será un 5% más baja que en 2019. Dado que los combustibles más intensivos en carbono, el carbón y el petróleo, son los más afectados por esta reducción de la demanda, y las energías renovables son las menos afectadas, las emisiones de CO<sub>2</sub> se reducirán en casi un 7%.

Con respecto a las inversiones, se prevé que caerán un 18% en 2020, con la mayor disminución en las requeridas para suministro de petróleo y gas natural. Es probable que esta caída de la inversión tenga importantes repercusiones en los mercados de la energía en los próximos años, a pesar de que la recesión económica también está ejerciendo una presión a la baja sobre la demanda. Mientras tanto, la crisis está provocando cambios en la orientación estratégica de empresas e inversionistas, así como en el comportamiento del consumidor.

Estas circunstancias requieren un enfoque especial en los modelos de proyección de largo plazo con un enfoque principalmente en los próximos diez años, explorando los impactos de la pandemia en el sector energético y las perspectivas de transiciones aceleradas de energía limpia.

Tras la publicación de BP de sus proyecciones revisadas de demanda de energía el mes pasado, tanto la IEA como la OPEP han publicado pronósticos revisados a largo plazo, todas tomando en cuenta el impacto de la pandemia del COVID-19 sobre las tendencias y pronósticos realizados anteriormente.

### 1.2.1 WORLD ENERGY OUTLOOK – IEA- OCTUBRE DE 2020

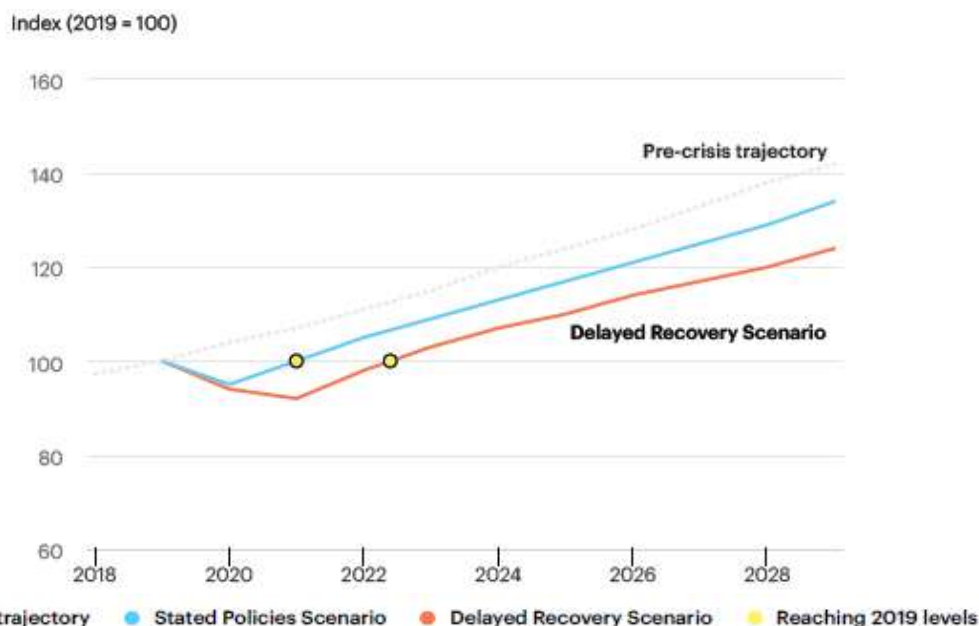
La incertidumbre sobre la duración de la pandemia, sus impactos económicos y sociales y las respuestas políticas abren una amplia gama de posibles futuros energéticos. Al considerar diferentes suposiciones acerca de estas incógnitas clave, junto con los datos más recientes del mercado de la energía y una representación dinámica de las tecnologías energéticas, en esta nueva

perspectiva el World Energy Outlook de la IEA considera tres escenarios de proyección:

- **El escenario de políticas declaradas (STEPS)**, en el que Covid-19 se controla gradualmente en 2021 y la economía mundial vuelve a los niveles anteriores a la crisis el mismo año. Este escenario refleja todas las intenciones y objetivos políticos anunciados hoy, en la medida en que estén respaldados por medidas detalladas para su realización.
- **El escenario de recuperación demorada (DRS)** está diseñado con los mismos supuestos de política que en el STEPS, pero con una pandemia prolongada que causa daños duraderos a las perspectivas económicas. La economía global vuelve a su tamaño anterior a la crisis solo en 2023, y la pandemia marca el comienzo de una década con la tasa más baja de crecimiento de la demanda de energía desde la década de 1930.
- **En el Escenario de Desarrollo Sostenible (SDS)**, un aumento en las políticas e inversiones de energía limpia encamina al sistema energético para lograr los objetivos de energía sostenible en su totalidad, incluido el Acuerdo de París, el acceso a la energía y los objetivos de calidad del aire. Los supuestos sobre salud pública y economía son los mismos que en el STEPS.
- **El escenario emisiones netas cero para 2050 (NZE2050)** amplía el análisis del escenario SDS. Un número creciente de países y empresas están apuntando a emisiones netas cero, por lo general a mediados de siglo. Todo esto se logra en el SDS, lo que coloca las emisiones globales en camino hacia cero neto para 2070. El NZE2050 incluye el primer modelo detallado de la IEA de lo que se necesitaría en los próximos diez años para poner las emisiones globales de CO<sub>2</sub> en el camino hacia cero neto para 2050.



**Figura 5: Crecimiento mundial del PIB por escenario 2019-2030**



Fuente: IEA World Energy Outlook octubre de 2020

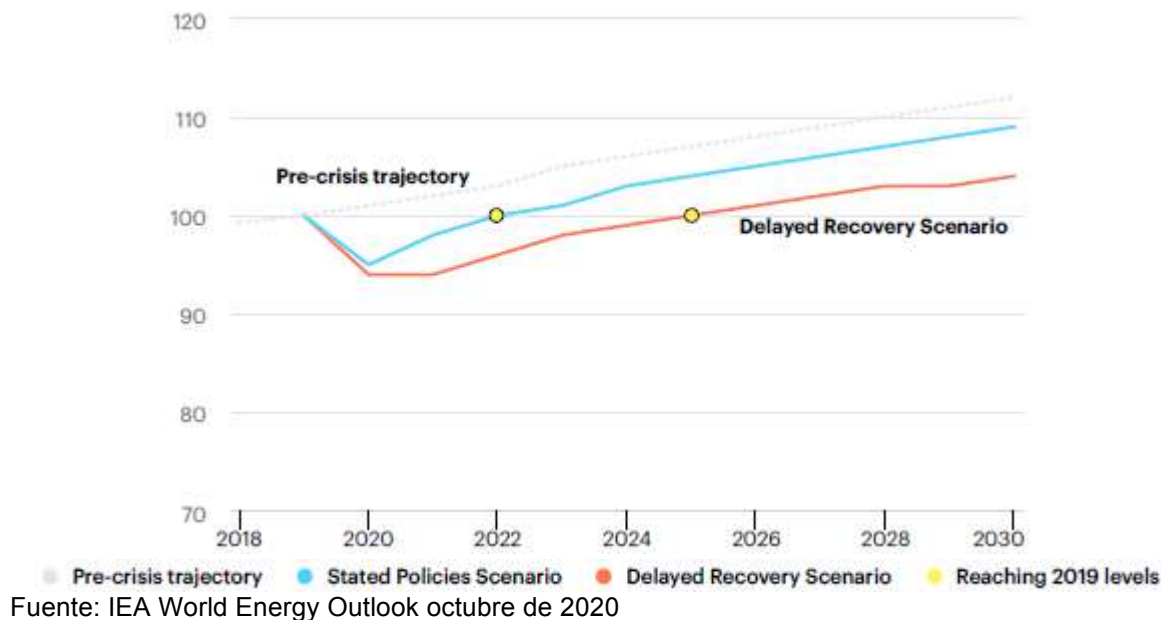
En escenario STEPS la demanda mundial de energía se recupera a su nivel anterior a la crisis a principios de 2023, pero esta recuperación se retrasa hasta el 2025 en caso de una pandemia prolongada y una depresión más profunda, como se consideró en el escenario DRS. Antes de la crisis, se proyectaba que la demanda de energía crecería un 12% entre 2019 y 2030. El crecimiento durante este período es ahora del 9% en el escenario STEPS y solo del 4% en el escenario DRS. Con la demanda de energía en las economías avanzadas con una tendencia a la baja, todo el aumento proviene de las economías de mercados emergentes lideradas por India.

El ritmo más lento de crecimiento de la demanda de energía ejerce una presión a la baja sobre los precios del petróleo y el gas en comparación con las proyecciones anteriores a la crisis, aunque las grandes caídas de la inversión en 2020 también aumentan la posibilidad de volatilidad futura del mercado.

El menor crecimiento de los ingresos reduce las actividades de construcción y las compras de nuevos electrodomésticos y automóviles, con los efectos concentrados en las economías en desarrollo. En el escenario DRS, el espacio de piso residencial será un 5% menor para el 2040, hay 150 millones de

refrigeradores menos en uso y hay 50 millones de autos menos en las carreteras que en el escenario STEPS.

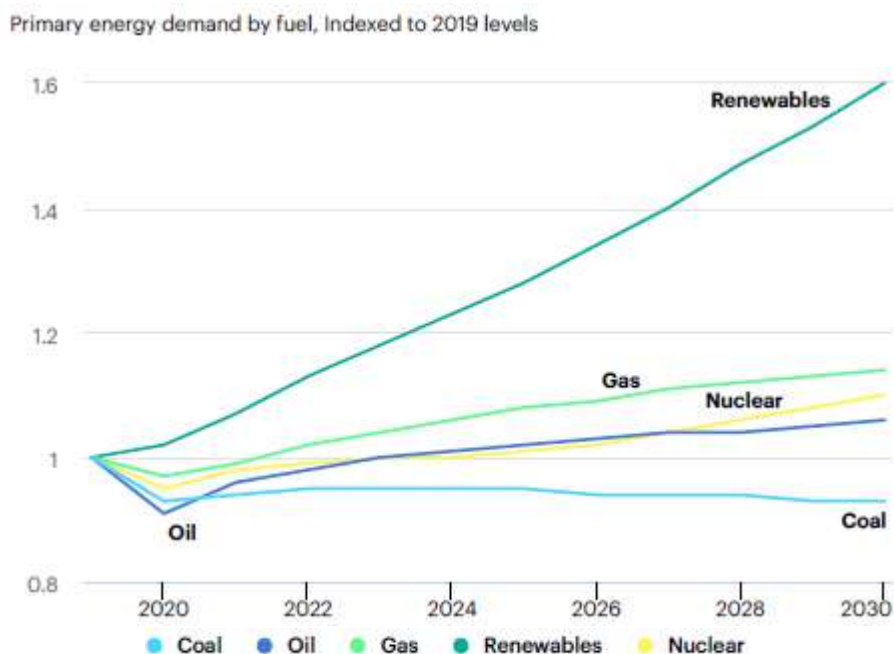
**Figura 6: Crecimiento mundial consumo de energía por escenario 2019-2030**



Con respecto a la matriz de energía por fuentes, el escenario SDS las energías renovables son resilientes y se recuperan sostenidamente después de la pandemia, mientras que la demanda de carbón cae drásticamente en 2020, se recupera solo ligeramente y luego disminuye de manera constante, todo esto indexado con los niveles del año 2019.



**Figura 7: Demanda de energía primaria por combustible indexada a 2019**



Fuente: IEA World Energy Outlook octubre de 2020

El crecimiento en el uso de energía renovable en STEPS está impulsado principalmente por proyectos de energía solar fotovoltaica y eólica en la generación de servicios públicos en el sector energético. La demanda de energías renovables en los sectores de uso final depende más del apoyo político explícito, especialmente en un entorno de precios bajos de los combustibles.

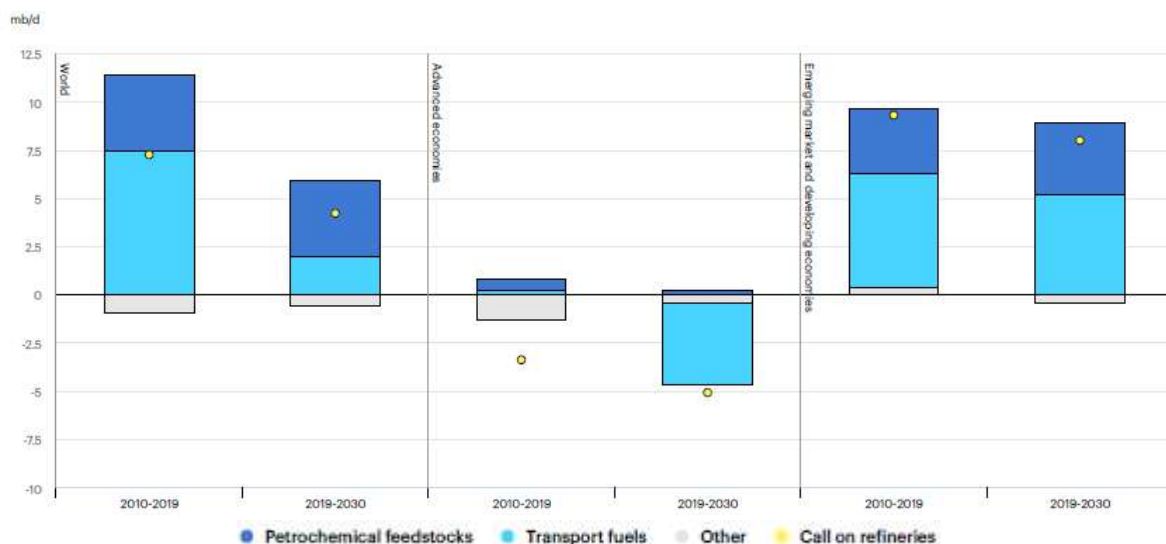
El carbón en el año 2030 en promedio un 8% más bajo que en los niveles previos a la crisis debido a una combinación de expansión de energías renovables, gas natural barato y políticas para su eliminación gradual. En las economías avanzadas, la demanda de carbón en 2030 es casi un 45% más baja que en 2019. La demanda de carbón en los sectores de energía e industria continúa creciendo en India, Indonesia y el sudeste asiático, pero su tasa es más lenta que la proyectada anteriormente. En China, el mayor consumidor mundial de carbón del mundo, su uso se recupera a corto plazo, alcanza su punto máximo alrededor de 2025, antes de disminuir gradualmente.

La demanda de petróleo se recupera de su caída histórica en 2020, superando los niveles previos a la crisis para 2023 en este escenario. Sin embargo, en comparación con la proyección de este mismo escenario STEPS del WEO - 2019,

la demanda es 2 millones de barriles por día más baja en 2030 y se estabiliza a partir de entonces. La rotación de vehículos se ralentiza, con 9 millones de consumidores aplazando los reemplazos de automóviles en 2020, pero las ventas de vehículos eléctricos siguen siendo resilientes.

Si bien el transporte por carretera representó el 60% del crecimiento de la demanda de petróleo en la última década, los productos petroquímicos representarán el 60% del crecimiento la próxima década, en gran parte como resultado de la creciente demanda de plásticos, especialmente de materiales de embalaje. Los dramáticos cambios en el comportamiento de los consumidores en 2020 tienen un efecto general limitado sobre la demanda de petróleo a largo plazo, aunque la aviación tarda un tiempo en recuperarse a los niveles anteriores a la crisis.

**Figura 8: Cambio en la demanda de petróleo por destino año 2019-2030**



Fuente: IEA World Energy Outlook octubre de 2020

El gas natural se recupera rápidamente de la caída de la demanda en 2020, con un aumento de casi un 3% en 2021 y luego crece hasta 2030 un 14% por encima de los niveles de 2019, concentrado en Asia. La disponibilidad de gas en los diferentes centros de suministro y los precios bajos récord estimulan su crecimiento en mercados sensibles a los precios, aunque siguen siendo fundamentales las políticas de apoyo para la expansión de la infraestructura para satisfacer la demanda.

En los mercados establecidos, las ganancias fáciles del cambio de carbón a gas se agotan en gran medida a mediados de la década de 2020, después de lo cual las perspectivas para el gas comienzan a deteriorarse como resultado de consideraciones ambientales, el aumento de la competencia de las energías renovables, las ganancias de eficiencia, la creciente electrificación y el mejoramiento de las percepciones para la utilización de gases alternativos bajos en carbono, incluido el hidrógeno.

### 1.2.2 BP ENERGY OUTLOOK 2020

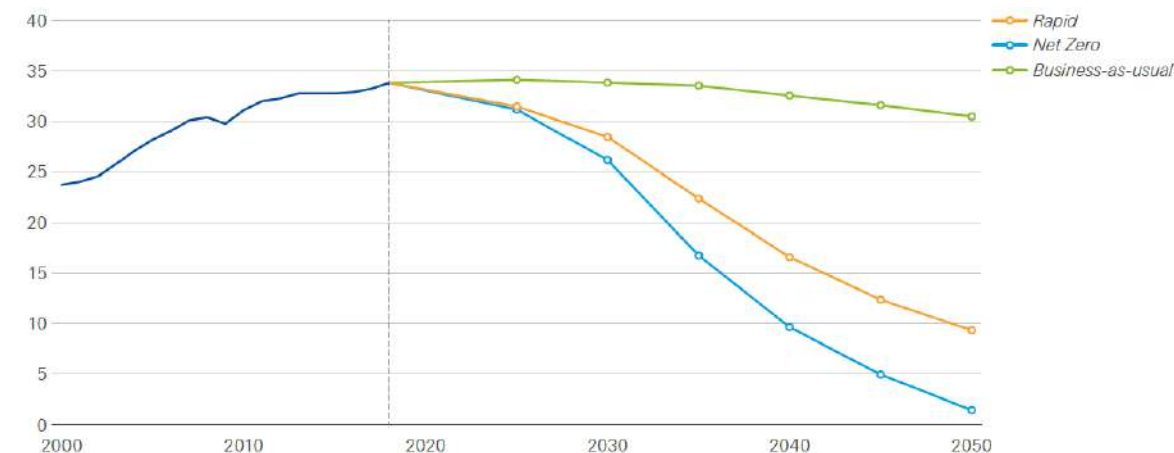
Para comprender las incertidumbres que se avecinan – tanto en el corto como en largo plazo, la BP ha considerado tres posibles vías la transición energética puede ocurrir en los próximos 30 años, a través de la construcción de tres escenarios: Continuar con las políticas actuales (Business as Usual- BAU) transición rápida (Rapid) y emisiones netas cero (Net Zero).

**El escenario de negocios como siempre (BAU):** asume que las políticas, gubernamentales y las preferencias tecnológicas y sociales continúan evolucionando en una forma y una velocidad como las que se han presentado en el pasado reciente. La continuidad del progreso, aunque relativamente lento, significa que las emisiones de carbono son las máximas a mediados de la década de 2020. A pesar de este pico, se avanza en su reducción, con emisiones en 2050 por debajo de los niveles de 2018 en un 10%.

**El escenario de transición rápida (Rapid):** Considera que una serie de medidas políticas, lideradas por un significativo aumento de los precios del carbono provocan que las emisiones de carbono por uso de energía caigan alrededor del 70% para 2050. Esta caída de emisiones está en línea con escenarios que son consistentes con limitar el aumento en las temperaturas globales para 2100 muy por debajo 2 grados Celsius con respecto de los niveles preindustriales.

**El escenario de emisiones netas cero (Net Zero)** asume que las medidas de política incorporadas en escenario Rapid se refuerzan por cambios importantes en las preferencias y el comportamiento social, que aceleran la reducción de las emisiones de CO<sub>2</sub> que caen en más del 95% para 2050, consistentes con los límites de un incremento de temperatura en 1,5 grados Celsius.

**Figura 9: Emisiones de CO2 por uso de la energía 2019-2050**



Fuente: BP Energy Outlook 2020

Hay tres características comunes en estos escenarios y forman un conjunto de creencias fundamentales sobre cómo es probable que la demanda de energía cambie durante las próximas tres décadas:

- La energía renovable jugará un papel cada vez más importante para cumplir con el crecimiento de las necesidades crecientes energéticas del mundo.
- Los usuarios continuarán redefiniendo la movilidad, apuntalada por la revolución de la movilidad que ya está en marcha, combinando vehículos eléctricos, movilidad compartida y autonomía.
- El petróleo y gas – aunque permanecen durante décadas – su consumo será cada vez más amenazado en la medida que la sociedad se aleja de la dependencia de los combustibles fósiles.

Estas creencias fundamentales nos llevan a tres más sobre cómo el sistema energético cambiará a 2050:

- La canasta energética será más diversa, impulsada cada vez más por elección del consumidor en lugar de disponibilidad del recurso.
- Los mercados necesitarán una mayor integración para acomodarse a este suministro más diverso y serán más localizados en la medida que el mundo se electrifica y el papel del hidrógeno se expande.
- Los países, las ciudades y las industrias querrán descarbonizar necesidades de energía y movilidad satisfechas con soluciones a medida, cambiando el centro de gravedad de los mercados energéticos hacia los consumidores y lejos de productores tradicionales del upstream.

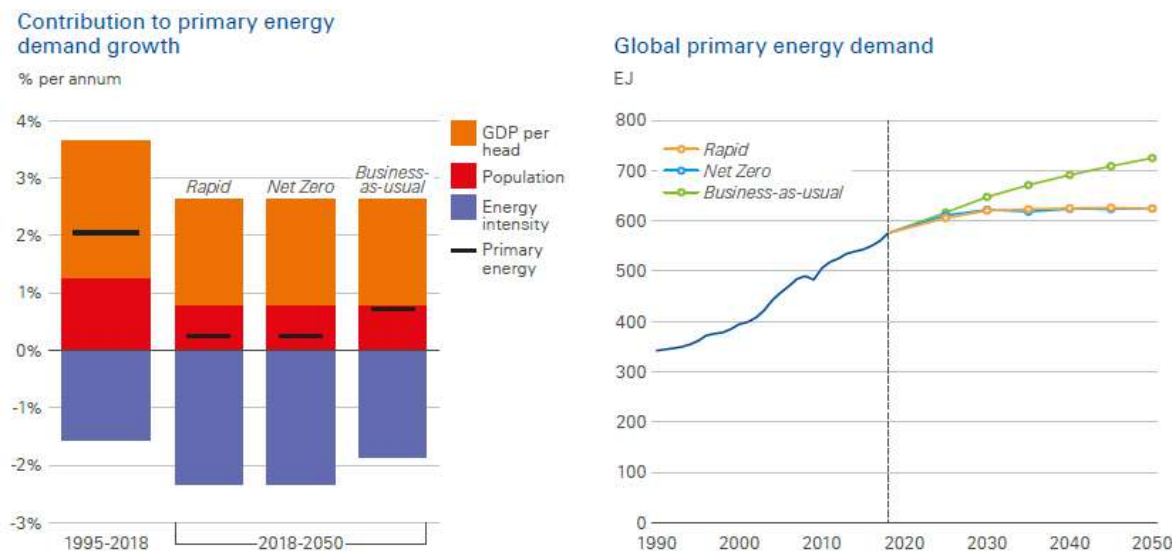
El crecimiento de la demanda mundial de energía está sustentado por los niveles crecientes de la prosperidad en las economías emergentes. El consumo de energía primaria aumenta alrededor del 10% en los escenarios Rapid y Net Zero y alrededor del 25% en el BAU. Gran parte de este aumento del consumo de energía - todo el crecimiento en Rapid y Net Zero y más de la mitad en BAU - proviene de economías que se están desarrollando rápidamente.

Las tasas medias de crecimiento de energía primaria en Rapid (0,3% p.a.) y Net Zero (0,3% p.a.) son significativamente más lentas que en los 20 años pasados (2,0% anual), como consecuencia de una combinación de un crecimiento más débil de la economía y mejoras más rápidas en la intensidad energética (energía utilizada por unidad de PIB).

La eficiencia energética medida en términos del uso final de energía mejora más en Net Zero que en Rapid, pero estas ganancias se compensan en términos de energía primaria por el mayor uso de electricidad e hidrógeno que requieren considerables cantidades de energía primaria en su producción. El crecimiento de la energía primaria en BAU (0,7% anual) es más rápido y sostenido que en los otros dos escenarios, lo que refleja ganancias más lentas en eficiencia energética.

La disminución más rápida en la intensidad en el uso de la energía con relación a la histórica en Rapid y Net Zero es un factor crítico en la mitigación del crecimiento de las emisiones de carbono. Con las otras cosas iguales, si la intensidad energética en las proyecciones de los escenarios creciera al mismo ritmo que en los últimos 20 años, las emisiones de carbono para el 2050 serían una cuarta parte más alta en Rapid y Net Zero que las mostradas. Por tanto, las políticas y acciones para promover mejoras en la eficiencia energética son fundamentales para lograr las transiciones un bajo nivel de carbono.

**Figura 10: Crecimiento de la demanda energía primaria por escenario 2019-2050**



Fuente: BP Energy Outlook 2020

Las diferencias entre los escenarios están determinadas por una combinación de diferentes supuestos sobre economía y políticas energéticas y preferencias sociales.

Tanto Rapid como Net Zero asumen un aumento significativo en los precios del carbono, que alcanzan los 250 \$ / tonelada de CO<sub>2</sub> (precios de \$ 2018) en los países desarrollados mundo para 2050 y \$ 175 en economías emergentes. Este aumento en los precios de carbono incentiva ganancias significativas tanto en eficiencia energética como en uso de fuentes de energía con bajas emisiones de carbono. Este impulso político es mucho menor en BAU, con precios del carbono que alcanzan solo \$ 65 y \$ 35 por tonelada de CO<sub>2</sub> para 2050 en países desarrollados y economías emergentes respectivamente.

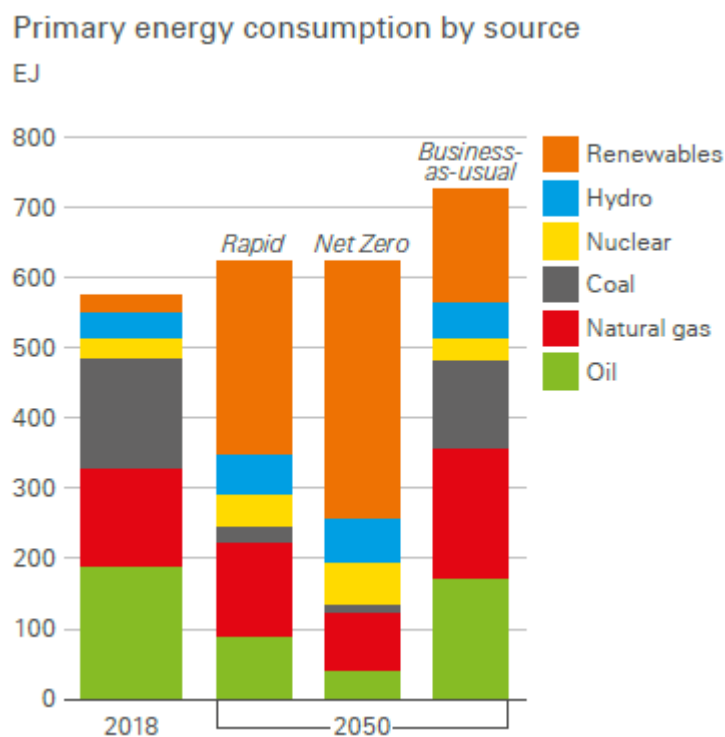
Además de los precios del carbono, los tres escenarios suponen que se promulgan otras políticas que afectan tanto el crecimiento del consumo de energía como la composición de sus fuentes en diferentes sectores de la economía tales como industria, edificios y transporte.

Net Zero se basa en que puede haber límites económicos y políticos en la transición energética y que esta puede ser impulsada y acelerada únicamente por políticas gubernamentales. Asume que el impacto de estas políticas se ve acentuado por el cambio de comportamiento y preferencias de empresas y

hogares, con mayor adopción de economías circulares compartidas, aumentado en la propensión a cambiar a fuentes de energía con bajas emisiones de carbono y menor resistencia al desarrollo acelerado de tecnologías bajas en carbono y redes de distribución.

Como resultado de estas políticas y cambios en las preferencias sociales, hay una disminución en la participación de hidrocarburos (carbón, petróleo y naturales gas) en el sistema energético mundial en los tres escenarios. Esto está compensado por un aumento del papel de las energías renovables en un mundo se electrifica cada vez más. La escala de este cambio varía significativamente en los tres escenarios, con una disminución de la participación de los hidrocarburos en la matriz de energía primaria de alrededor del 85% en 2018 a niveles entre 70-20% para 2050 y la proporción de energía renovable aumentando entre el 20 y el 60%.

**Figura 11: Consumo de energía primaria por fuente y por escenario 2019-2050**



Fuente: BP Energy Outlook 2020



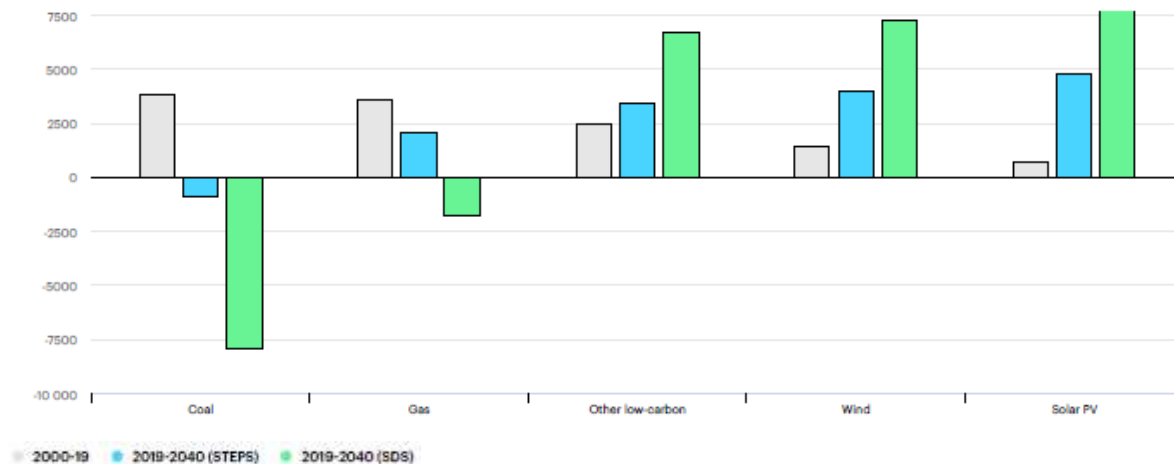
### 1.3 VISION DE LAS FUENTES ENERGETICAS 2020-2040

De acuerdo con el Word Energy Outlook 2020 de la IEA, las energías renovables crecen rápidamente en todos los escenarios, con la energía solar en el centro de esta nueva constelación de tecnologías de generación de electricidad. Las políticas de apoyo, la maduración de las tecnologías y las reducciones de costos durante la última década, han hecho que la energía solar fotovoltaica sea consistentemente más barata que las nuevas centrales eléctricas de carbón o gas en la mayoría de los países, y los proyectos solares ahora ofrecen algunos de los costos de electricidad más bajos jamás vistos.

En el escenario STEPS, las energías renovables cubren el 80% del crecimiento de la demanda mundial de electricidad hasta 2030. La energía hidroeléctrica sigue siendo la mayor fuente renovable de electricidad, pero la energía solar es el principal impulsor del crecimiento, con récords de implementación cada año después de 2022, seguida de la energía eólica marina y en tierra. El avance de las fuentes renovables de generación, y de la solar en particular, así como la contribución de la energía nuclear, es mucho más fuerte en los escenarios SDS y NZE2050.

El ritmo del cambio en el sector eléctrico otorga una prima adicional a las redes robustas y otras fuentes de flexibilidad, así como al suministro confiable de los minerales y metales críticos que son vitales para su transformación. El almacenamiento juega un papel cada vez más importante para garantizar el funcionamiento flexible de los sistemas de energía, y la India se convierte en el mercado más grande de baterías a escala de servicios públicos.

**Figura 12: Cambio en la generación global de electricidad por fuente y por escenario 2019-2040 en Tera vatios hora (TWH)**

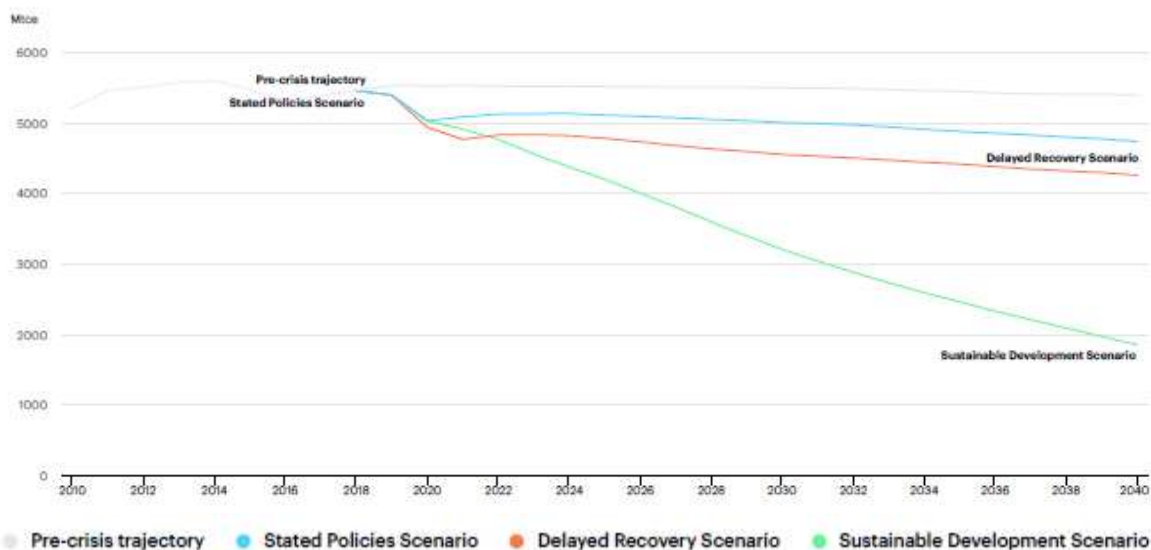


Fuente: IEA World Energy Outlook octubre de 2020

La demanda de carbón no vuelve a los niveles previos a la crisis en STEPS y su participación en la matriz energética de 2040 cae por debajo del 20% por primera vez desde la Revolución Industrial. El uso del carbón para la generación de energía se ve muy afectado por las previsiones a la baja de la demanda de electricidad y su uso en la industria se ve atenuado por la menor actividad económica.

Las políticas de eliminación del carbón, el aumento de las energías renovables y la competencia del gas natural conducen al retiro de 275 gigavatios (GW) de capacidad de carbón en todo el mundo para 2025 (13% del total de 2019), incluidos 100 GW en los Estados Unidos y 75 GW en la Unión Europea. Los aumentos proyectados en la demanda de carbón en las economías en desarrollo de Asia son notablemente más bajos que los considerados en estudios anteriores y no son suficientes para compensar las caídas en otras partes del mundo. En consecuencia, la participación del carbón en la generación de energía global cae del 37% en 2019 al 28% en 2030 en STEPS, y al 15% en SDS.

**Figura 13: Demanda global de carbón por escenario 2019-2040**



Fuente: IEA World Energy Outlook octubre de 2020

La era de crecimiento de la demanda mundial de petróleo llega a su fin en diez años, pero la forma como se dé la recuperación económica es una incertidumbre

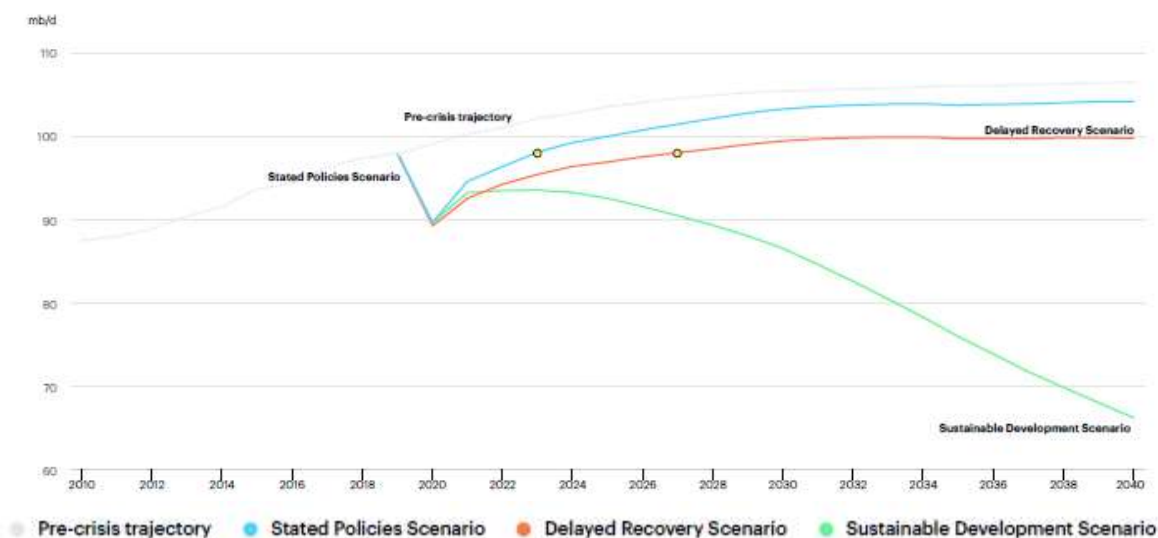
clave. Tanto en STEPS como en DRS, la demanda de petróleo se estabiliza en la década de 2030. Sin embargo, una recesión económica prolongada elimina más de 4 millones de barriles por día (Mb / d) de la demanda de petróleo en DRS, en comparación con STEPS, manteniéndola por debajo de 100 Mb / d.

Los cambios de comportamiento a los que llevó la pandemia afectan al petróleo en ambos sentidos. Cuanto más prolongada sea su extensión, más se arraigan algunos cambios que afectan su consumo, como trabajar desde casa o evitar los viajes en avión. Sin embargo, no todos los cambios en el comportamiento de los consumidores perjudican al consumo del petróleo. Este se beneficia de una aversión a corto plazo a utilizar el transporte público, la continua popularidad de los SUV y el retraso en el reemplazo de vehículos más viejos e ineficientes.

En ausencia de un cambio mayor en las políticas, todavía es demasiado pronto para prever una rápida caída de la demanda de petróleo. El aumento de los ingresos en las economías de mercados emergentes y en desarrollo crea una fuerte demanda subyacente de movilidad, que compensa las reducciones en el uso de petróleo en otros países. Sin embargo, los combustibles para el transporte ya no son el motor para su crecimiento. Su uso como combustible para automóviles de pasajeros alcanza su punto máximo tanto en STEPS como en DRS, afectado por las mejoras continuas de eficiencia y el crecimiento en las ventas de automóviles eléctricos.

El incremento en demanda de petróleo depende cada vez más de su uso creciente como materia prima en el sector petroquímico. A pesar de un aumento previsto en las tasas de reciclaje, todavía hay mucho margen para que aumente la demanda de plásticos, especialmente en las economías en desarrollo. Sin embargo, dado que el petróleo que se usa para fabricar plásticos no se quema, en los escenarios se ve un pico en las emisiones totales de CO<sub>2</sub> relacionadas con el petróleo.

**Figura 14: Demanda global de petróleo por escenario 2019-2040**

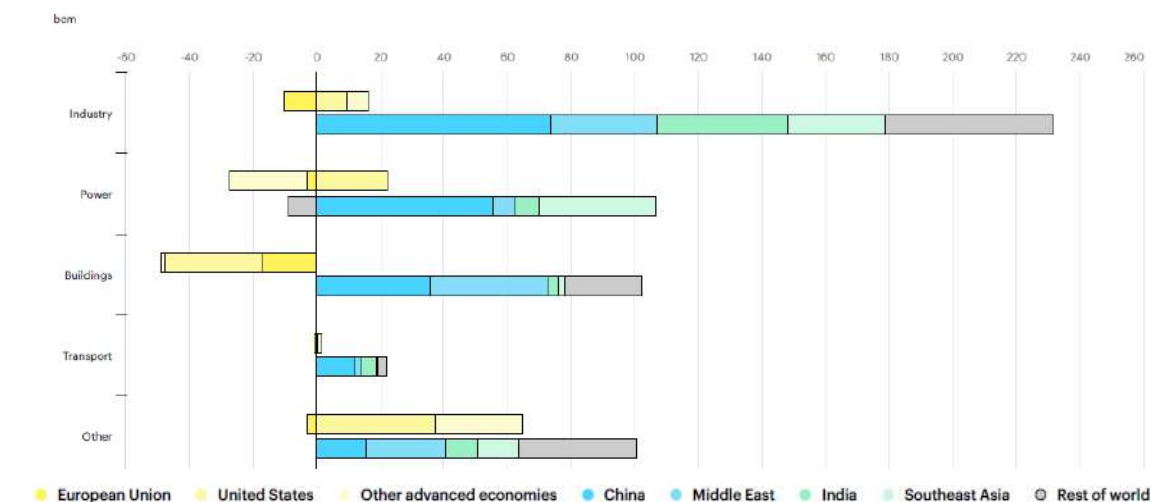


Fuente: IEA World Energy Outlook octubre de 2020

El gas natural presenta un mejor panorama que los otros combustibles fósiles; no obstante, los diferentes contextos políticos producen fuertes variaciones. En STEPS, el aumento del 30% en la demanda mundial de gas natural para 2040 se concentra en el sur y este de Asia. Las prioridades políticas en estas regiones, en particular un impulso para mejorar la calidad del aire y el apoyo para el crecimiento de la manufactura, combinadas con precios bajos favorecen la expansión de la infraestructura de gas.

Por el contrario, las proyecciones en STEPS muestran que la demanda de gas en las economías avanzadas experimentará un ligero descenso para 2040. Una recuperación económica incierta también plantea interrogantes sobre las perspectivas futuras de la cantidad récord de nuevas instalaciones de exportación de gas natural licuado aprobadas en 2019.

**Figura 15: Cambio en la demanda de gas natural por sector 2019-2030**



Fuente: IEA World Energy Outlook octubre de 2020

Tomando como fuente de información el Energy Outlook 2020 de la BP para petróleo y gas, tenemos que las perspectivas de la demanda de combustibles líquidos están dominadas por el impacto de Covid-19 a corto plazo y por su uso decreciente en el transporte en el mediano y largo plazo.

La demanda mundial de líquidos en los tres escenarios se ven significativamente afectada por el Covid-19, que impacta de diferentes maneras la actividad económica y la prosperidad en países emergentes que son los principales mercados de crecimiento para los combustibles líquidos. La experiencia del coronavirus también desencadena algunos cambios duraderos de comportamiento, especialmente el aumento del trabajo desde casa.

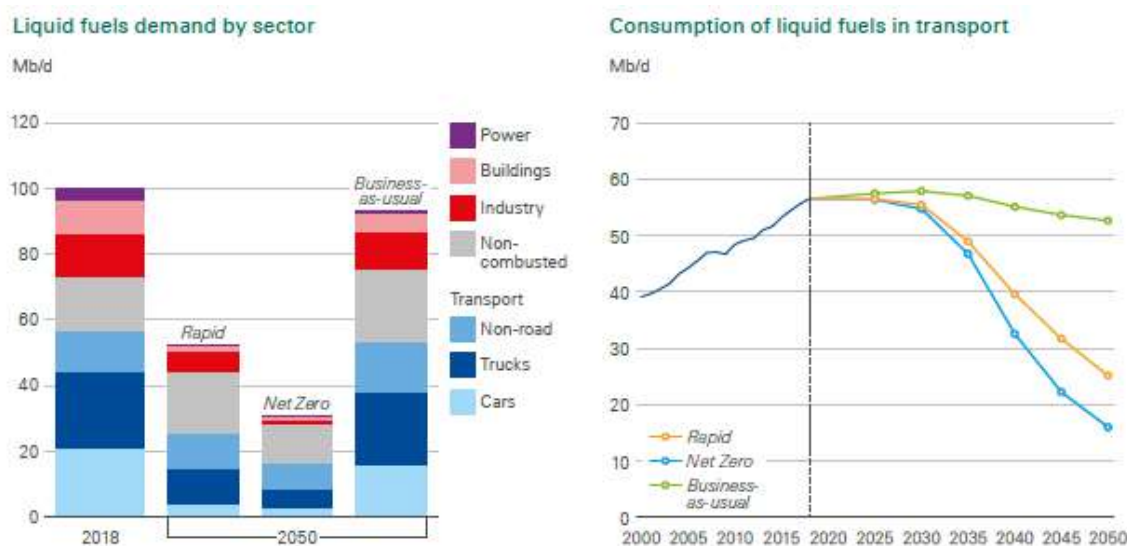
La demanda de líquidos en Rapid y Net Zero no se recupera completamente de este golpe a corto plazo y posteriormente cae sustancialmente a valores alrededor de 55 Mb/d y 30 Mb/d para 2050 respectivamente, impulsado principalmente por el incremento de la eficiencia y la electrificación en el sector del transporte, que representa alrededor dos tercios de la disminución en el uso de combustibles líquidos para 2050 en Rapid y casi el 60% en Net Zero.

El ritmo de disminución de la demanda de los combustibles líquidos en la segunda mitad del periodo de proyección, durante el cual cae por un promedio de más de 2 Mb / d por año en Rapid y 3 Mb / d en Net Zero, tiene importantes implicaciones para otras partes de la industria del petróleo, incluida la refinación.

La demanda de combustibles líquidos en BAU es mayor resiliente, con un uso estable en transporte ayudando a mantener la demanda de alrededor de 100 Mb / d para gran parte de los próximos 20 años, antes de iniciar su descenso en los siguientes 10 años ante la perspectiva que el uso de combustibles líquidos en el transporte comienza a declinar.

El uso no combustible de los hidrocarburos líquidos, en gran parte como materia prima en el sector petroquímico, proporciona cierto grado de sustento a demanda de líquidos, aumentando tanto en Rapid y BAU, con declive por debajo de los niveles 2018 solo en los últimos 10 años.

**Figura 16: Demanda de combustibles líquidos por sector 2019-2050**



Fuente: BP Energy Outlook 2020

La composición del suministro global de líquidos está inicialmente dominada por repunte de los hidrocarburos no convencionales de EE. UU., con una recuperación de parte de la producción de la OPEP la segunda mitad del periodo de la proyección.

En Rapid, la producción de hidrocarburos no convencionales de EE. UU. se recupera de las caídas provocadas por el impacto de Covid-19, aumentando a cerca de 15 Mb / d a principios de la década de 2030. La producción en Brasil también crece en este mismo periodo. Pero a medida que las formaciones de hidrocarburos no convencionales maduran y la OPEP adopta una estrategia más competitiva contra las caídas en la demanda, la producción estadounidense y la

producción fuera de la OPEP caen desde principios de la década de 2030 en adelante.

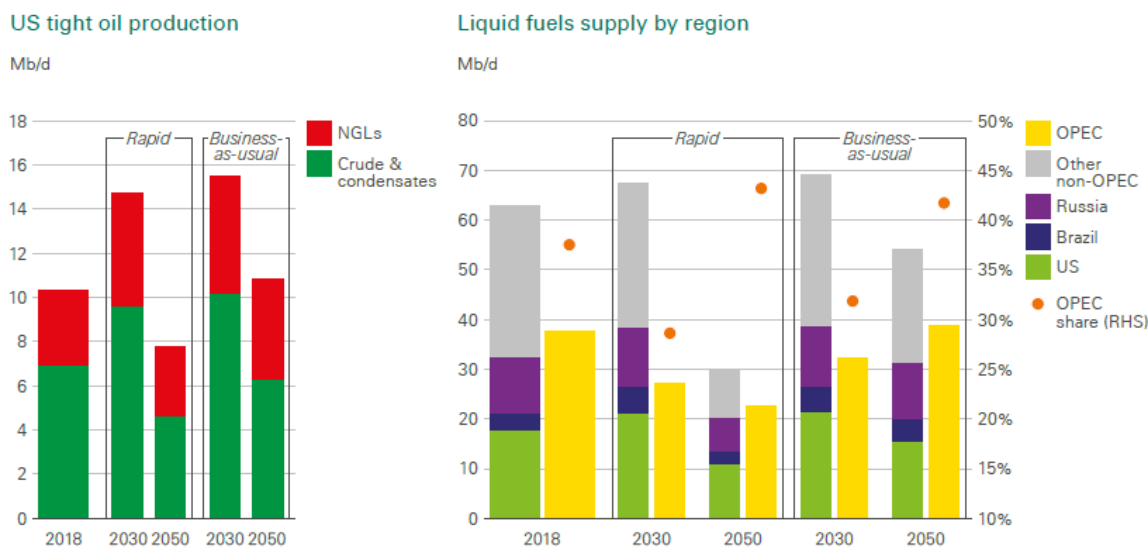
La producción de la OPEP declina durante los próximos 10 años antes de estabilizarse y a partir de entonces, su participación en la producción total de líquidos se recupera desde un mínimo cercano al 25% en el principio de la década de 2030 hasta alrededor del 45% para 2050. Alrededor de dos tercios de la caída total en la producción de líquidos en Rapid para 2050 está soportada por una disminución en el suministro de los países no pertenecientes a la OPEP debido a sus altos costos de producción.

En BAU, la producción de los países no pertenecientes a la OPEP sigue un patrón similar, expandiéndose en la primera mitad del periodo de proyección, liderada por aumentos en Brasil y los hidrocarburos no convencionales de EE.UU., antes de empezar a disminuir a partir de la segunda mitad como resultado de que en EE.UU. se alcanzará el pico de producción a principios de la década de 2030. Esta reducción proporciona un margen para que la OPEP aumente su producción desde mediados de la década de 2030 en adelante, con una producción para 2050 cerca de los niveles de 2018 y su participación en el mercado aumentando a más del 40%.

Además, de que la demanda global de combustibles líquidos cae, la transición a una matriz de energía más baja en carbono también implica un cambio en la composición de los combustibles líquidos. En Rapid, la disminución global en el suministro de líquidos se explica por una fuerte caída en crudo y condensados, compensada parcialmente con un aumento en la producción de biocombustibles en más de 2 Mb / d. Del mismo modo, aunque el suministro total de líquidos para 2050 en BAU es solo un poco más bajo que los niveles de 2018, la caída de crudo y condensados, se compensa por el aumento de la oferta de líquidos de gas natural (LGN) y biocombustibles.



**Figura 17: Suministro de combustibles líquidos por región 2019-2050**



Fuente: BP Energy Outlook 2020

La perspectiva para el gas es más halagüeña que para el carbón o el petróleo, soportada por la demanda y el aumento en disponibilidad global de suministro. En Rapid, la demanda global de gas - gas natural más biometano - se recupera en el corto plazo del impacto asociado con Covid-19 y crece sostenidamente en los próximos 15 años, impulsada principalmente por economías emergentes de Asia (China, India) debido al cambio del carbón por combustibles bajos en carbono, incluido el gas. En los siguientes 15 años el consumo mundial de gas disminuye porque se frena el ímpetu en las economías emergentes de Asia, agravado por caídas crecientes en los países desarrollados, de manera que demanda al final de la proyección vuelve a caer cerca de sus niveles de 2018 en torno a 4000 bcm.

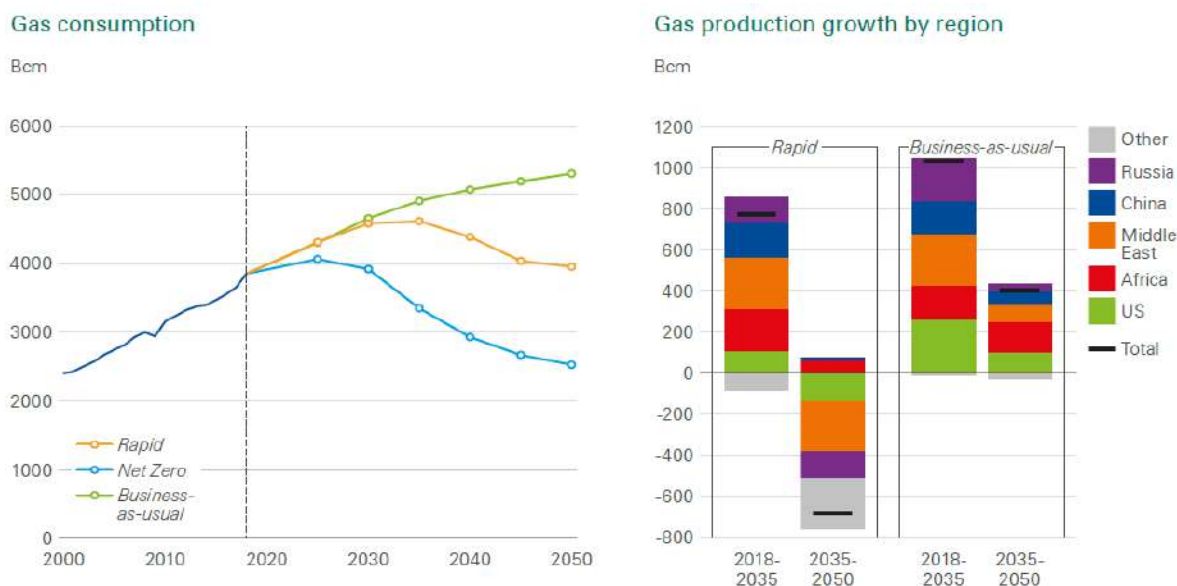
El crecimiento de la demanda mundial de gas en Net Zero tiene una vida más corta y alcanza un máximo a mediados de la década de 2020, seguido de una rápida declinación de modo que la demanda para 2050 es aproximadamente un 35% inferior a los niveles de 2018. Por el contrario, en BAU, la demanda de gas aumenta a lo largo de los próximos 30 años llegando alrededor 5300 bcm para 2050. Este crecimiento en el consumo de gas es relativamente generalizado, con un aumento particularmente fuerte en los países en desarrollo de Asia, África y Medio Oriente.

El biometano aumenta en los tres escenarios, alcanzando alrededor de 250 bcm en Rapid y Net Zero, y 100 bcm en BAU, que ronda el 6-10% y 2% respectivamente de la demanda total de gas.

En Rapid, los principales aumentos de producción de gas son en China y África, sustentados por el aumento en su consumo doméstico. La producción de gas en Estados Unidos y Medio Oriente para 2050 es prácticamente la misma que se tenía en el 2018, con marcadas caídas en demanda local compensada por mayores exportaciones. Gran parte de las exportaciones son de gas natural licuado (GNL), lo que aumenta la competitividad y accesibilidad de gas natural en todo el mundo.

En BAU el crecimiento sostenido de la demanda se cubre en gran medida con aumentos en la producción en los EE. UU., Medio Oriente y África, que en conjunto representan alrededor de dos tercios del incremento en el suministro global.

**Figura 18: Consumo y suministro de gas natural por región 2019-2050**



Fuente: BP Energy Outlook 2020

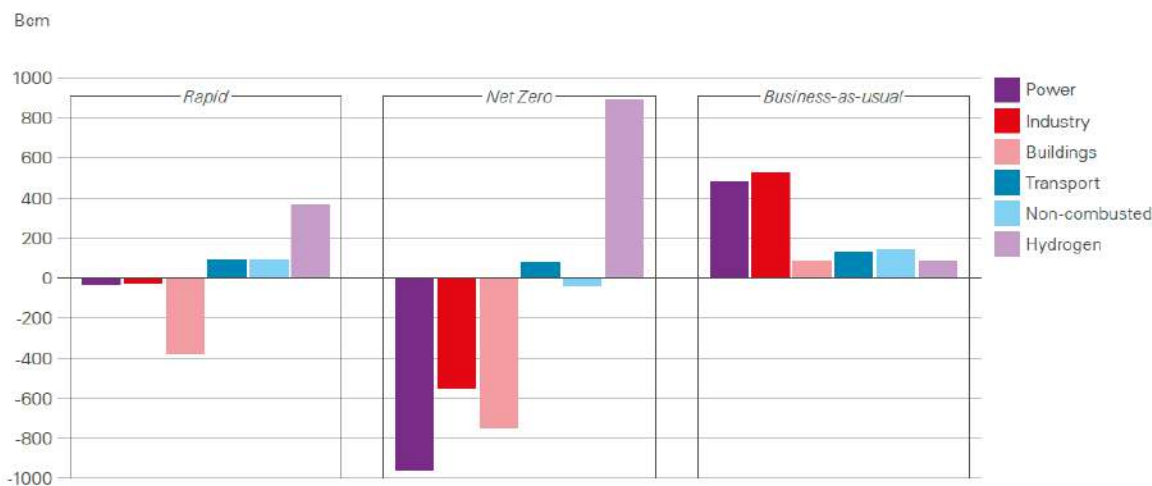
El patrón de los cambios en el consumo global de gas varía notablemente en los tres escenarios que reflejan diferencias en el ritmo y el alcance de la transición a bajas emisiones de carbono.

En Rapid, el cambio a fuentes de energía con menos carbono, combinado con ganancias significativas en eficiencia energética, considera que el gas utilizado en la industria y la generación eléctrica - las dos principales fuentes de crecimiento del consumo en los últimos 20 años - prácticamente no ha cambiado durante la proyección, y cae materialmente en edificios. En cambio, la fuente principal de crecimiento en la proyección es el incremento de su uso para producir hidrógeno, que representa casi el 10% de la demanda en el 2050.

Estos cambios en el patrón de la demanda de gas son aún más pronunciados en Net Zero, con el uso de gas en el sector energético y edificios cayendo alrededor de 65% y 90% respectivamente, parcialmente compensado por un aumento sustancial en el uso de gas para producir hidrógeno.

Por el contrario, el crecimiento global la demanda del gas en BAU tiene una base en todos los sectores de la economía, liderado por la industria y la generación de energía, que en conjunto representan alrededor de dos tercios del incremento. El crecimiento en la demanda industrial proviene completamente de las economías emergentes en la medida que continúan su industrialización, soportado por un cambio importante de carbón a gas dentro del sector industrial de China.

**Figura 19: Cambio en la demanda de gas natural por sector 2019-2050**



Fuente: BP Energy Outlook 2020

El GNL se expande significativamente tanto en Rapid como en BAU, lo que lleva a mercado de gas más competitivo y globalmente integrado. El comercio de GNL en Rapid se recupera fuertemente de la caída a corto plazo asociada con Covid-19,

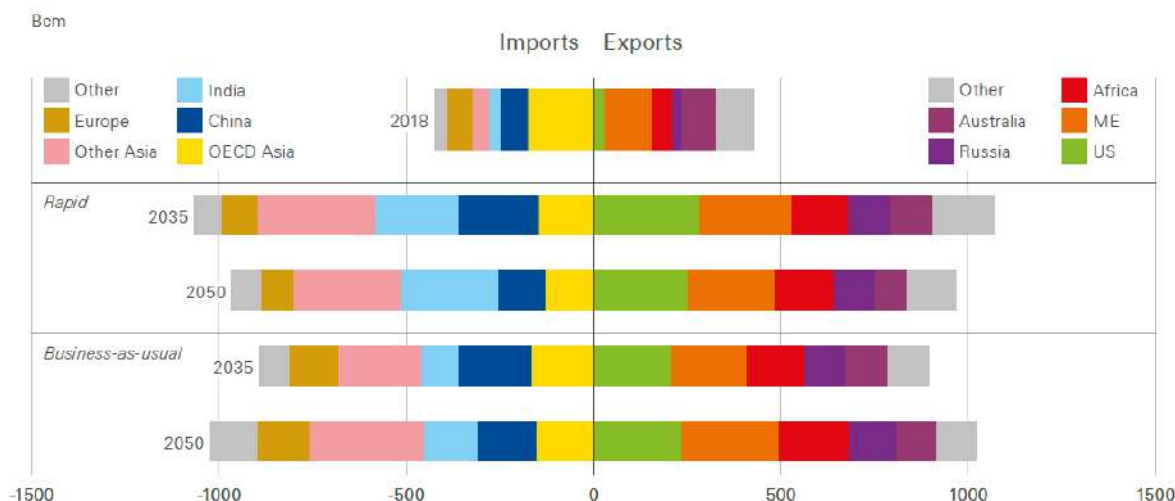
pasando de 425 Bcm en 2018 a alrededor de 1100 Bcm por mediados de la década de 2030, que representa un crecimiento de más del doble.

Este rápido crecimiento está impulsado por el aumento de demanda en los países en desarrollo de Asia (China, India y otros) en la medida que el gas se usa para reemplazar el carbón y el GNL se convierte en la principal fuente de suministro incremental. Este aumento en la demanda de GNL se suple con aumentos en la oferta de EE. UU., África y Oriente Medio, que emergen como los tres ejes principales para las exportaciones de GNL.

El comercio mundial de GNL disminuye en la segunda mitad del periodo de proyección en Rapid como resultado de una ralentización de la demanda en los países en desarrollo de Asia. Esta caída es más pronunciada en China, en la medida que la demanda disminuye y la producción (incluido biometano) aumenta y el comercio de GNL para 2050 baja a alrededor de 970 Bcm. El ritmo de la disminución de las exportaciones de GNL después de mediados de la década de 2030 es mayor que la velocidad de depreciación de las instalaciones de licuefacción, lo que implica que, hacia el final del periodo de proyección, algunas instalaciones se deben operar a una capacidad inferior a la total o apagar anticipadamente.

El comercio de GNL en BAU crece más lentamente que en Rapid, alcanzando un poco más de 1000 Bcm para 2050. Sin embargo, incluso en BAU, alrededor del 60% de ese el crecimiento ocurre durante los próximos 10 años. Como en Rapid, EE. UU., África y Oriente Medio son las principales fuentes de suministro incremental, con Asia como el principal destino para esas exportaciones, junto con la UE que sigue siendo un importante equilibrio para el mercado de GNL en ambos escenarios.

**Figura 20: Importaciones y exportaciones de gas natural licuado por escenario 2019-2050**



Fuente: BP Energy Outlook 2020

## 1.4 EVOLUCION DE LAS INVERSIONES EN ENERGÍA

El shock mundial causado por la pandemia del coronavirus (Covid-19) ha alterado drásticamente el curso de la economía y los mercados globales de energía. La expectativa para 2020 es una recesión mundial generalizada causada por restricciones prolongadas a la movilidad y a la actividad económica y social. Con una apertura gradual de las economías bloqueadas, la recuperación tiene forma de U y va acompañada de una pérdida permanente en la actividad económica. Se supone que el Producto interno bruto mundial (PIB) disminuirá un 6% en 2020, coherente con la perspectiva con la visión de largo plazo del Fondo Monetario Internacional (FMI).

Los efectos sobre la inversión energética en este escenario provienen de dos direcciones. Primero, los recortes de gastos debido a una menor demanda agregada y reducción en las ganancias; que han sido particularmente severos en la industria del petróleo, donde los precios se han derrumbado. En segundo lugar, la interrupción de las inversiones causada por bloqueos y restricciones a la circulación de personas y mercancías.

Se estima que el impacto en los países sometidos a una restricción total es una disminución promedio del 25% en demanda de energía relativa a los niveles típicos y en países con restricción parcial, una disminución promedio del 18%.

El petróleo soporta la peor parte de este impacto debido a la reducción en la movilidad y la aviación, que representan casi el 60% de su demanda mundial. En abril, cuando más de 4 mil millones de personas en todo el mundo fueron sometidas a algún tipo de confinamiento, la demanda interanual de petróleo se redujo en alrededor de 25 Mb / d. Para el año en general, la demanda de petróleo podría caer en 9 Mb / d en promedio, devolviendo el consumo de petróleo a los niveles de 2012.

Después del petróleo, el combustible más afectado por la crisis será el carbón cuya demanda podría disminuir en un 8%, sobre todo porque la demanda de electricidad solo cae un 5% en el transcurso del año. La recuperación de la demanda de carbón para la industria y la generación de electricidad en el República de China podría contrarrestar una mayor disminución.

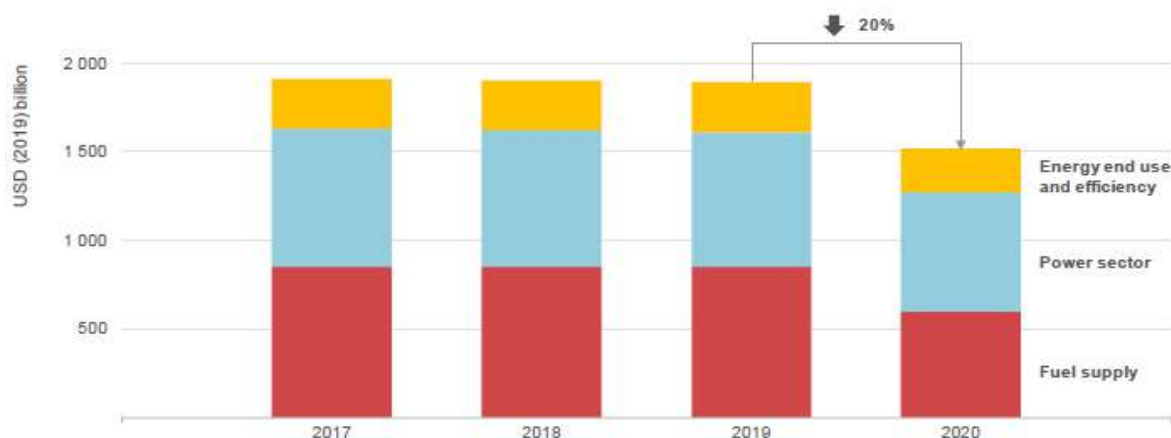
El impacto de la pandemia en la demanda de gas en el primer trimestre del año fue más moderado, alrededor del 2% interanual, ya que las economías basadas en el gas no se vieron fuertemente afectadas. Pero la demanda de gas podría caer mucho más a lo largo de todo el año que en el primer trimestre, con una reducción en la demanda de energía e industria.

En el sector eléctrico, la demanda se ha reducido significativamente como resultado de las medidas de restricción, con valores equivalente a un 20% o más durante los períodos de confinamiento total en varios países, debido a que los incrementos en la demanda residencial se ven superados con creces por las reducciones en las operaciones industriales y comerciales. Las reducciones de la demanda han elevado la proporción de renovables en el suministro eléctrico, ya que su producción en gran medida no se ve afectada por la demanda. La demanda ha afectado todas las demás fuentes de electricidad, incluidos carbón, gas y energía nuclear.

Para el año en su conjunto, se espera que la producción de fuentes renovables pueda aumentar debido a los bajos costos operativos y el acceso preferencial a muchos sistemas de energía. Se espera que la energía nuclear disminuya algo en respuesta a la menor demanda de electricidad. En conjunto, esto significa que las fuentes de bajas emisiones de carbono superan con creces la generación de carbón a nivel mundial, ampliando el liderazgo establecido en 2019.

En consecuencia, las inversiones en energía disminuirán en un 20% con respecto al 2019 como resultado de los efectos de la pandemia del Covid-19.

**Figura 21: Inversiones globales en energía 2017-2020 en billones de USD**



Fuente: World Energy Investment 2020 IEA

El petróleo (50%) y la electricidad (otro 38%) fueron los dos mayores componentes del gasto mundial de los consumidores en energía en 2019. Sin embargo, se estima que el gasto en petróleo se desplomará en más de 1 billón de dólares en 2020, mientras que los ingresos del sector eléctrico caen USD 180 mil millones (por efectos de demanda y precio acompañados en muchos países por un aumento de los impagos). Entre otras implicaciones, esto significaría un cambio histórico en 2020 cuando la electricidad se convierta en el mayor elemento individual del gasto de los consumidores en energía.

No todas estas caídas las siente directamente la industria energética. Los ingresos gubernamentales relacionados con la energía, especialmente en los principales países exportadores de petróleo y gas, se han visto profundamente afectados, con repercusiones sobre los presupuestos para las empresas energéticas estatales.

Las revisiones de los gastos planeados han sido particularmente impactantes en el sector de petróleo y gas, donde se estima una caída interanual de la inversión en 2020 de alrededor de un tercio. Esto ha provocado un aumento en endeudamiento, así como la probabilidad de que la restricción del gasto continúe hasta el 2021.

El sector de la energía eléctrica ha estado menos expuesto a la volatilidad de los precios y los recortes anunciados por las empresas son mucho menores, pero se estima una caída de 10% en gastos de capital. Además, las fuertes reducciones



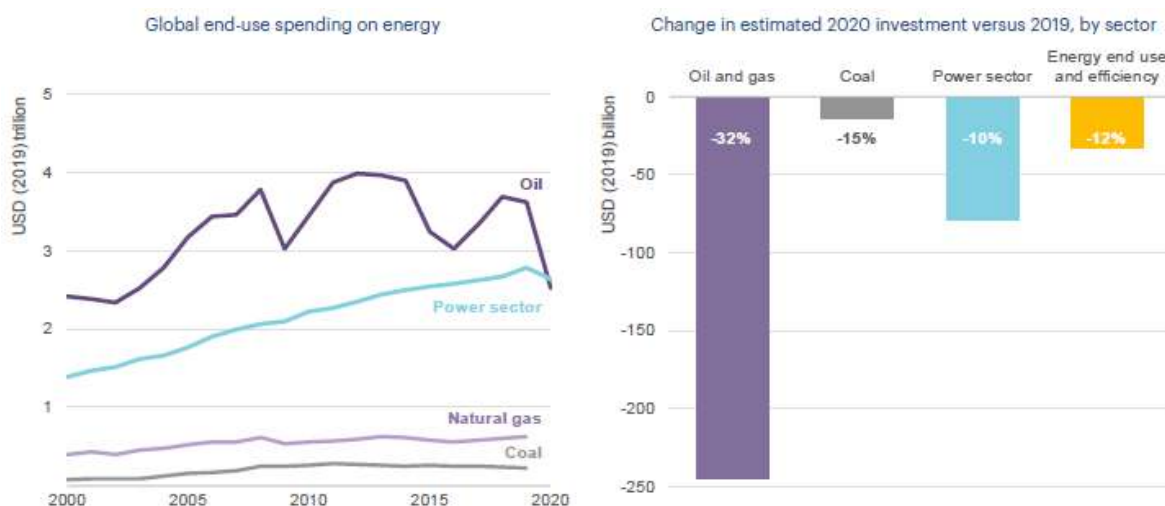
en las ventas de automóviles, la construcción y la actividad industrial van a disminuir el ritmo del progreso en la mejora de la eficiencia energética.

En general, China sigue siendo el mayor mercado de inversión y un importante determinante de las tendencias globales; la disminución estimada del 12% en el gasto energía en 2020 se ve atenuado por el reinicio relativamente temprano de la actividad industrial tras las fuertes medidas de confinamiento en el primer trimestre.

En los Estados Unidos ve una caída mayor en la inversión de más del 25% debido a su mayor exposición al petróleo y al gas (alrededor de la mitad de toda la inversión energética de EE. UU. es en el suministro de combustibles fósiles). La disminución estimada de Europa es de alrededor del 17%, con las inversiones en redes eléctricas, eólica y eficiencia energética con menor afectación que la energía solar fotovoltaica, el petróleo y el gas que experimentan fuertes caídas.

En los países en desarrollo, especialmente aquellos con importantes industrias de hidrocarburos, los efectos de la crisis son más dramáticos, debido a que la caída en los ingresos afecta directamente a los fondos para la inversión.

**Figura 22: Cambios en Inversiones y gastos globales de energía 2020-2019 en billones de USD**



Fuente: World Energy Investment 2020 IEA

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

Se invirtió un total de 250.000 millones de dólares en eficiencia energética en los sectores de la construcción, el transporte y la industria en 2019, el mismo nivel que el año anterior. Si bien hubo signos de nueva actividad en algunas áreas, los cambios anuales para cada sector se mantuvieron moderados. La inversión en eficiencia energética no fue suficiente para cumplir los objetivos de sostenibilidad y para reducción en el consumo de energía. La intensidad de la energía primaria debe reducirse en un promedio del 3,6% anual para cumplir los objetivos climáticos y en 2019, el cambio fue del 2%, aproximadamente el mismo que en 2018.

Las políticas y las facturas de energía juegan un papel importante en influyente en las decisiones de gasto de capital para reducir la demanda futura de energía. Sin embargo, el gasto general de los consumidores y de las empresas son el motor principal. En este sentido, la economía mundial ya se estaba desacelerando en 2019 con el debilitamiento del comercio, la inversión y la manufactura. El crecimiento del PIB mundial se redujo del 3,5% en 2018 al 2,9% en 2019. La desaceleración del crecimiento en China se extendió a otras economías emergentes y se vio amplificada por las tensiones comerciales mundiales. La tasa de crecimiento de la construcción de la India se redujo a más de la mitad, al 3%.

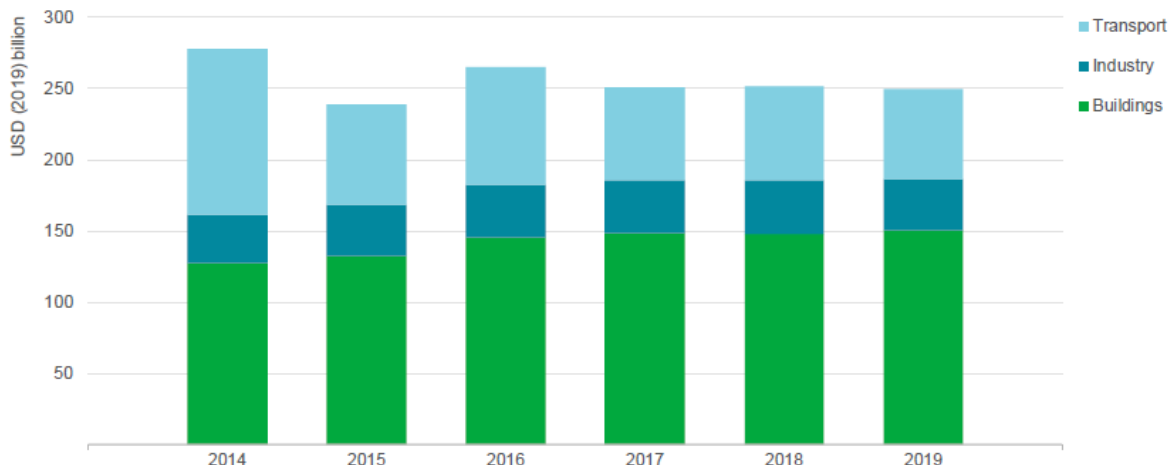
El sector de la construcción sigue siendo el principal rubro del gasto en eficiencia energética. Después de debilitarse en 2018 como resultado de la reducción del apoyo gubernamental en Europa, creció un 2% en 2019 a más de USD 150 mil millones.

La inversión en eficiencia del transporte cayó en 2019, ya que las ventas mundiales de automóviles cayeron y los automóviles más eficientes siguieron esa misma tendencia. La disputa entre la electrificación y las preferencias por automóviles más grandes ha frenado las mejoras en la economía de combustible en los principales mercados, ya que las mayores ventas de SUV con motor de combustión interna han compensado con creces las ganancias de los vehículos eléctricos.

El gasto en vehículos de carga por carretera más eficientes se estabilizó a pesar de una caída en el mercado general (incluida una disminución en las ventas totales en China) en la medida que los estándares de economía de combustible comenzaron a tener impacto. Aun así, como los vehículos de carga generalmente

tienen costos iniciales más altos, esto hace que las compras sean difíciles de justificar para las empresas más pequeñas a pesar de los menores costos de combustible de por vida.

**Figura 23: Inversiones globales en eficiencia energética por sector 2014-2020 en billones de USD**



Fuente: World Energy Investment 2020 IEA

#### 1.4.2 INVERSIONES EN ELECTRICIDAD Y RENOVABLES

La inversión mundial en el sector de generación eléctrica estuvo por debajo de los USD 760 mil millones en 2019 con una reducción del 2% en comparación con 2018, impulsada principalmente por una fuerte caída en el gasto de capital en redes eléctricas, que compensada parcialmente por el aumento de la energía nuclear y de las energías renovables.

En 2019, China siguió representando más de una cuarta parte de la inversión total, aunque su gasto se redujo como resultado de un menor gasto en redes y proyectos de energía solar fotovoltaica y generación con carbón. Por otro lado, Estados Unidos y Europa experimentaron fuertes incrementos. El crecimiento de EE. UU fue impulsado por un gran aumento en la energía eólica y las redes. En Europa, los combustibles fósiles y la energía nuclear fueron los impulsores del gasto.

El gasto mundial en centrales eléctricas de carbón se redujo un 6% en 2019, alcanzando el mínimo en la década. La principal reducción se produjo, una vez más, en China (aunque las decisiones finales de inversión (FID) en China repuntaron en 2019). A pesar de este descenso, el tamaño de las centrales eléctricas a carbón continúa creciendo en la medida que las unidades que entran en funcionamiento supera la capacidad de las que se retiran.

El gasto en energía a gas revirtió su tendencia reciente y aumentó en 2019, alcanzando niveles similares a los de 2014-15. El gasto siguió desacelerándose en dos de los mercados más grandes, Estados Unidos y el Medio Oriente y el Norte de África y aumentó principalmente en Europa y Rusia.

El gasto en energía renovable, alrededor de USD 310 mil millones en 2019, creció un 1%. Hubo un mayor gasto en energía eólica en los Estados Unidos, un sector que ha estado creciendo rápidamente gracias a los buenos recursos, las políticas de apoyo (por ejemplo, créditos fiscales a la producción y la inversión) y la demanda de acuerdos corporativos de compra de energía. El gasto aumentó ligeramente en India, impulsado por una mayor inversión en energía eólica.

El gasto en energía renovable de China disminuyó en 2019 debido a que un aumento en la energía hidroeléctrica no fue lo suficientemente grande como para compensar el menor gasto en energía solar fotovoltaica (después de una reducción en los incentivos financieros). El gasto en Europa también se redujo, debido a la eólica, incluso con el aumento la actividad de compras corporativas. La inversión en energía solar fotovoltaica y de baterías de almacenamiento representó la mitad del gasto total en estas tecnologías.

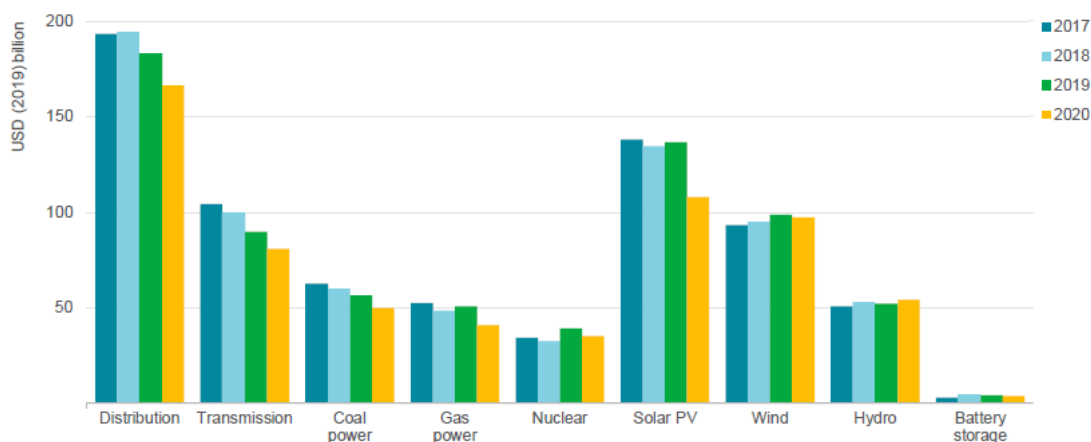
La inversión en energía nuclear aumentó nuevamente, ya que varios proyectos comenzaron a construirse en 2018 y cuatro más lo hicieron en 2019. Este fue un importante motor de crecimiento en Europa dados los dos reactores de Hinkley Point que comenzaron la construcción durante el período.

Una caída del 7% en el gasto en redes eléctricas fue la principal razón de la caída en la inversión global de generación eléctrica en 2019. Esto se debió principalmente a una disminución del 11% en las inversiones de China, impulsada principalmente por cambios regulatorios y la reducción de las tarifas de la red, que superó el crecimiento en los Estados Unidos (que alcanzó el primer lugar en inversiones en redes por primera vez en una década).

El gasto global en transmisión se redujo a USD 90 mil millones, por debajo del nivel de USD 100 mil millones valor que superó entre los años 2016 y 2018. La inversión en baterías de almacenamiento cayó por primera vez, en un 12% a USD 4 mil millones en 2019%, aunque en parte debido a la caída de costos.

La participación general de la inversión en energía en las economías en desarrollo cayó al nivel más bajo desde 2013. Esto se debió principalmente al aumento del gasto en Europa y Estados Unidos durante los últimos años, lo que también redujo la brecha con el mercado más grande (China).

**Figura 24: Inversiones globales por tecnología en generación eléctrica 2017-2020 en billones de USD**



Fuente: World Energy Investment 2020 IEA

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

Solo unos años después de los importantes recortes observados en 2015 y 2016, la inversión en el sector del petróleo y el gas se vio afectada por un impacto aún mayor en 2020. Los mercados, las empresas y las economías se tambalearon por los efectos de la crisis global provocada por la pandemia del Covid-19 y su impacto se sintió a lo largo de la cadena mundial de suministro de hidrocarburos.

Los mercados del petróleo se vieron especialmente afectados. La industria tuvo que reaccionar ante caídas precipitadas de la demanda y los precios del petróleo, ya que la pandemia redujo drásticamente el uso de combustible en el sector del transporte, agravada en los primeros meses del año por la eliminación de las restricciones de oferta del grupo OPEP +.

Los consumidores confinados no pueden aprovechar los precios más bajos, por lo que faltaba un elemento estabilizador tradicional en los mercados. En cambio, la tarea de equilibrar el mercado en 2020 recayó casi por completo en el lado de la oferta. La magnitud de las caídas del segundo trimestre en el consumo de petróleo superó ampliamente la capacidad de adaptación a corto plazo de la industria, incluso con el acuerdo de producción finalmente acordado por la OPEP + en abril.

La crisis obligó a una disminución en la producción, en parte porque la economía no podía absorberla, pero también porque una rápida acumulación de existencias de petróleo saturó la capacidad de almacenamiento disponible en algunas partes del mundo, lo que incluso provocó en ocasiones precios negativos. Para algunos productores, simplemente no había lugar para almacenar su petróleo.

Los precios del gas natural (ya bajos antes de la crisis) y el consumo también se han visto afectados por el confinamiento, aunque no en la misma medida que el petróleo. Pero el exceso de oferta en los mercados de gas también está mostrando signos de tensión y estas presiones podrían intensificarse más adelante en el año a medida que las instalaciones de almacenamiento de gas, que ya están en niveles récord, se llenen aún más.

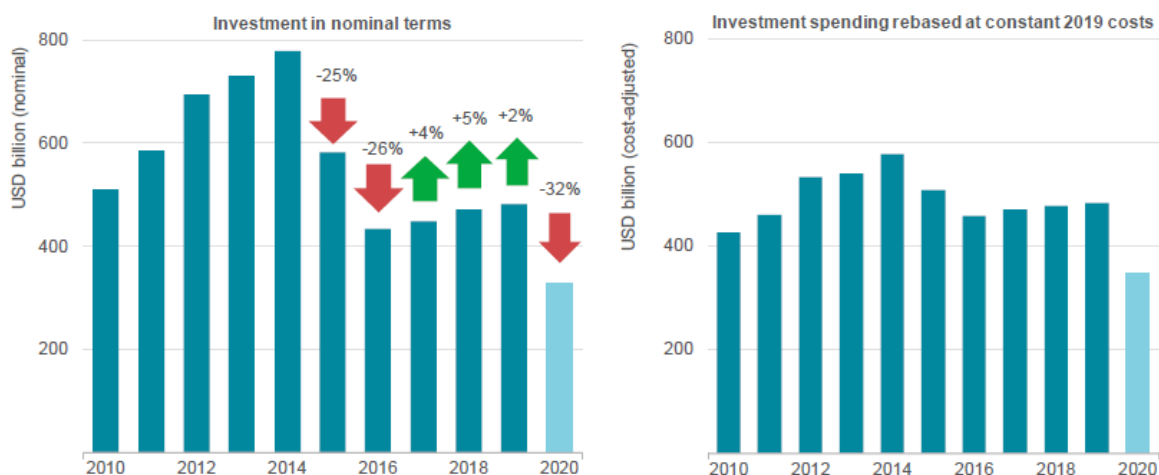
Las empresas han respondido con fuertes revisiones a la baja de su inversión de 2020. Las reducciones iniciales en los gastos de capital promedian alrededor del 25% en comparación con los planes que se habían esbozado anteriormente para el año. Según las previsiones del IEA, dado el estrés financiero continuo, las dificultades para la implementación de proyectos y algunas interrupciones en las cadenas de suministro, el resultado neto probable para el sector upstream global es una caída de casi un tercio en la inversión en comparación con 2019.

Tras la anterior caída del precio del petróleo en 2014, el efecto de los recortes en los gastos de capital se mitigó en la práctica mediante la disminución de los costos por lo que la reducción del 40% en el gasto nominal de 2014 a 2019 se plasmó en una reducción mucho menor del 12% en la actividad del upstream. Sin embargo, el margen para nuevas reducciones de costos en la actualidad es mucho más limitado, porque gran parte de las ganancias de eficiencia ya se han cosechado, por tanto, las disminuciones actuales de la inversión se están traduciendo más directamente en reducciones de la actividad.

Los recortes y el estrés financiero son especialmente severos entre algunas empresas estadounidenses independientes y productores de hidrocarburos no

convencionales, muchos de los cuales ya enfrentaban solicitudes de los inversionistas para apuntalar los modelos comerciales y mejorar el flujo de caja antes de la reciente caída de precios. La reducción en la actividad del upstream también han significado una nueva tensión en las empresas de servicios a la industria del petróleo, que se ha reflejado en múltiples anuncios de despidos.

**Figura 25: Inversiones y costos globales en petróleo y gas 2010-2020 en billones de USD**



Fuente: World Energy Investment 2020 IEA

Las empresas tienen un número limitado de opciones para ajustar sus gastos con la caída del precio del petróleo. Pueden retrasar o eliminar las actividades planificadas, o pueden tratar de hacer que sus actividades sean menos costosas a través de ganancias de eficiencia o presionando a los contratistas para que reduzcan los costos o reduciendo sus propios gastos generales.

Los retrasos en los proyectos y la reducción de costos son visibles en todos los tipos de empresas y en todas las regiones, pero existen variaciones en la severidad de las medidas adoptadas. Los mayores recortes, en muchos casos superiores al 50%, se han producido en los operadores upstream independientes de América del Norte, especialmente los de hidrocarburos no convencionales. Los anuncios de compañías independientes fuera de Norteamérica varían bastante, pero generalmente son más bajos, en el rango del 10-25%. Los recortes anunciados por las Majors promedian más del 25%, siendo ExxonMobil la de mayor reducción.

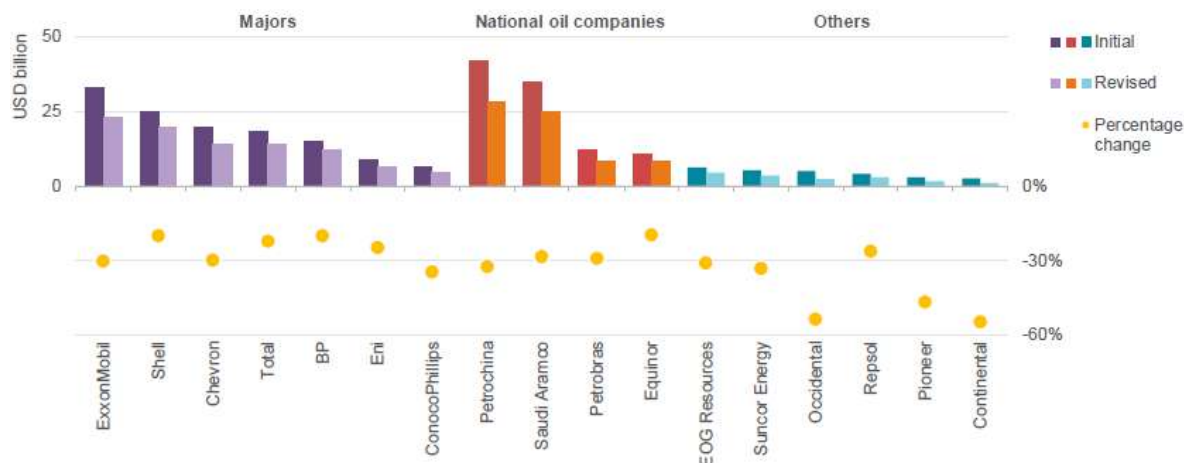
Las compañías petroleras nacionales (NOC) han formalizado pocos recortes en sus inversiones, pero las caídas en los ingresos por hidrocarburos para las



empresas y sus gobiernos están abriendo una brecha para la revisión en sus planes de inversión. Por ejemplo, Saudi Aramco ha dicho que planea reducir los gastos de capital hasta en un 25% sobre los 33 mil millones de dólares de 2019.

Esto parece ser un indicativo de la tendencia general entre las NOC: Petrobras y PetroChina han anunciado un recorte del 30% en el gasto. La reducción en algunos lugares ha sido aún más severa, por ejemplo, la caída del 50% en la inversión de Sonatrach en Argelia. Las empresas rusas también están expuestas a la crisis, aunque el gasto de inversión se ha visto respaldado por una devaluación del rublo (que en la práctica significa una reducción de los costos denominados en dólares) y también por la estructura del sistema tributario, en el que el gobierno absorbe la mayor parte del golpe cuando caen los precios del petróleo.

**Figura 26: Inversiones revisadas versus planeadas en el Upstream en 2020 en billones de USD**



Fuente: World Energy Investment 2020 IEA

La asignación de los gastos de inversión en el upstream varía considerablemente entre los diferentes tipos de empresas de petróleo y gas. Estas variaciones reflejan los tipos de recursos a los que tienen acceso estas empresas, pero también las presiones que las distintas empresas sienten por parte de los inversionistas y sociedades, así como las distintas percepciones de los riesgos futuros.

No ha habido ningún cambio claro en los últimos años en la asignación del gasto en Upstream por parte de las NOC's, solo la tendencia hacia la

internacionalización de algunas operaciones lideradas por Equinor, Gazprom, Petronas, las NOC's chinas y Rosneft para buscar nuevas oportunidades de crecimiento y adquirir nuevos conocimientos. Sin embargo, no hay un cambio visible en la inversión hacia áreas como aguas profundas o No Convencionales. La mayor parte del gasto se mantiene en recursos convencionales que se encuentran en tierra o en aguas poco profundas en los que estas empresas generalmente disfrutaban de acceso preferencial.

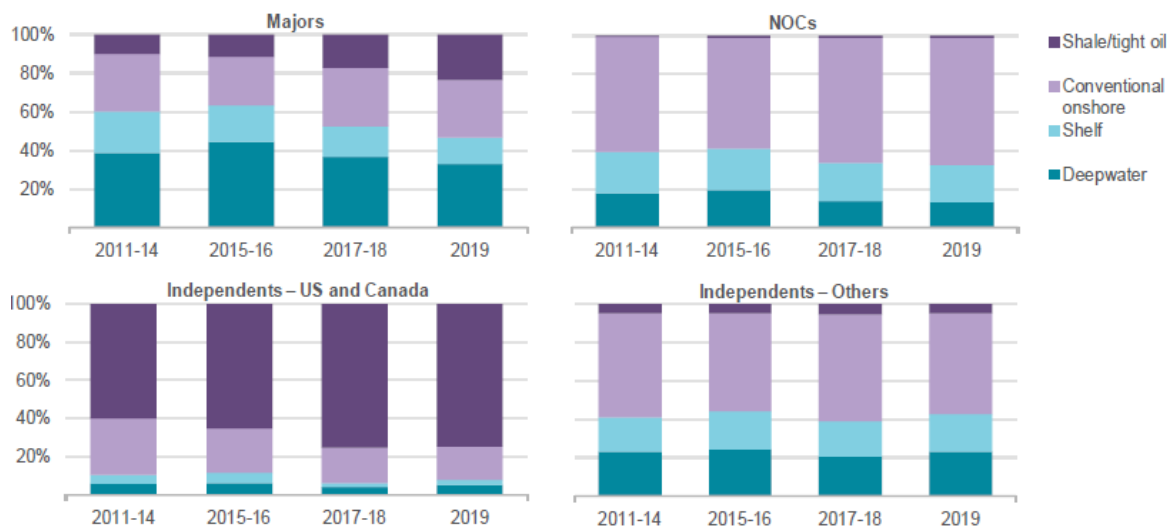
Por el contrario, las Majors han experimentado un cambio en su gasto de capital durante la última década. La dirección precisa varía según la empresa, pero en general ha habido un fuerte movimiento hacia los No Convencionales, que ahora representa una quinta parte del gasto total, frente a menos del 5% en 2014. Las inversiones en aguas profundas han conservado un lugar destacado, reflejando la inversión en oportunidades en el Golfo de México y en el offshore de América Latina (en particular, Brasil y Guyana).

Aunque el gas natural ocupa un lugar destacado en las prioridades de las Majors, hay pocas señales de un cambio hacia las inversiones en el upstream hacia gas natural. La participación de la inversión en gas en los primeros años de la década se vio impulsada por las grandes inversiones realizadas en las instalaciones de exportación de GNL en Australia, pero este efecto se disipó después de 2016.

Las empresas independientes de exploración y producción con sede en América del Norte tienen una exposición aún mayor a los recursos no convencionales, principalmente de esquisto. Esta ha sido una vulnerabilidad en la recesión actual, y este segmento ha experimentado las mayores revisiones en el gasto de inversión planeado en 2020.

Fuera de América del Norte la asignación del gasto por parte de las compañías independientes es más convencional, aunque con una mayor participación en aguas profundas (gracias a empresas como Galp, Kosmos Energy y operadores especializados en América Latina y África), y un mayor gasto en gas natural.

**Figura 27: Porcentaje de participación en las inversiones del Upstream por tipo de fuentes y tipo de compañía 2011-2019**



Fuente: World Energy Investment 2020 IEA

El gasto en exploración de petróleo y gas ha tenido una tendencia constante a la baja en los últimos años, con solo un ligero aumento en 2019. Con los presupuestos de inversión bajo una la situación de la pandemia en 2020, la participación del gasto en exploración en la inversión total puede alcanzar mínimos históricos.

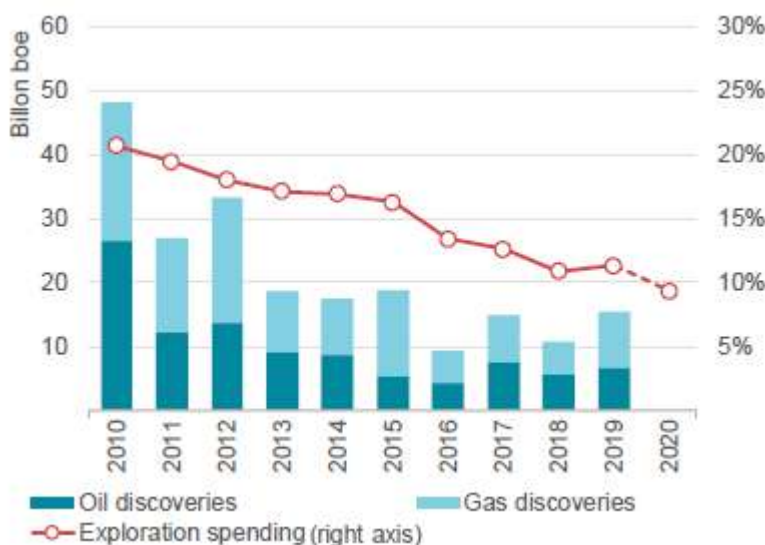
La exploración está siendo afectada por algo más que una recesión cíclica: muchas empresas y sus inversionistas no conceden la misma importancia al reemplazo de reservas que en el pasado, especialmente dada la abundancia relativa de recursos no convencionales en tierra (para los que no existe un proceso formal de exploración como tal) y por tanto, no tienen el mismo impulso para explorar y descubrir que antes especialmente porque las áreas prospectivas o subexploradas que quedan en el mundo son cada vez más remotas o de difícil acceso.

La exploración a menudo se encuentra en la línea de fuego cuando las empresas buscan formas de reducir costos. La IEA estima que es probable que el gasto en exploración se reduzca nuevamente en 2020, tanto por los recortes en las inversiones asignadas como por las dificultades prácticas para trasladar personal y equipo a las áreas deseadas. Como resultado, los pozos de exploración planificados en África y América Latina podrían retrasarse.

Dicho esto, 2019 fue un año moderadamente exitoso para los descubrimientos convencionales. Los países que más agregaron reservas fueron Irán, Rusia, Guyana y Trinidad y Tobago, y también hubo descubrimientos importantes en China, Malasia, Indonesia, Noruega y Sudáfrica. Esto convirtió a 2019 en el año más exitoso para los descubrimientos de petróleo y gas desde 2015. La tendencia en los descubrimientos es hacia el gas natural, y 2019 fue otro año significativo con grandes hallazgos en Rusia, Mauritania, Irán y Chipre.

El récord de descubrimientos en el 2020 es un 40% inferior al mismo período en 2019, aunque los hallazgos notables incluyen el descubrimiento de gas en Jebel Ali en los Emiratos Árabes Unidos y otros hallazgos en la cuenca Guyana-Surinam.

**Figura 28: Recursos convencionales descubiertos y gasto en exploración como porcentaje de las inversiones en el Upstream 2010-2020**



Fuente: World Energy Investment 2020 IEA

## 1.5 VISION DE LAS INVERSIONES EN ENERGIA

La transición energética requiere importantes niveles de inversión, con cambios materiales en el patrón de esa inversión en diferentes energías fuentes. La proyección de las inversiones implícitas en los diferentes escenarios es altamente

incierto ya que depende de supuestos sobre un rango de factores que podrían afectar su costo en los próximos 30 años.

La BP en el Energy Outlook 2020 incluye un estimado de las inversiones implícitas requeridas para cada uno de los tres escenarios el Upstream de petróleo y gas, renovables y Tecnologías para captura, uso y almacenamiento de carbono (CCUS) - Figura 29.

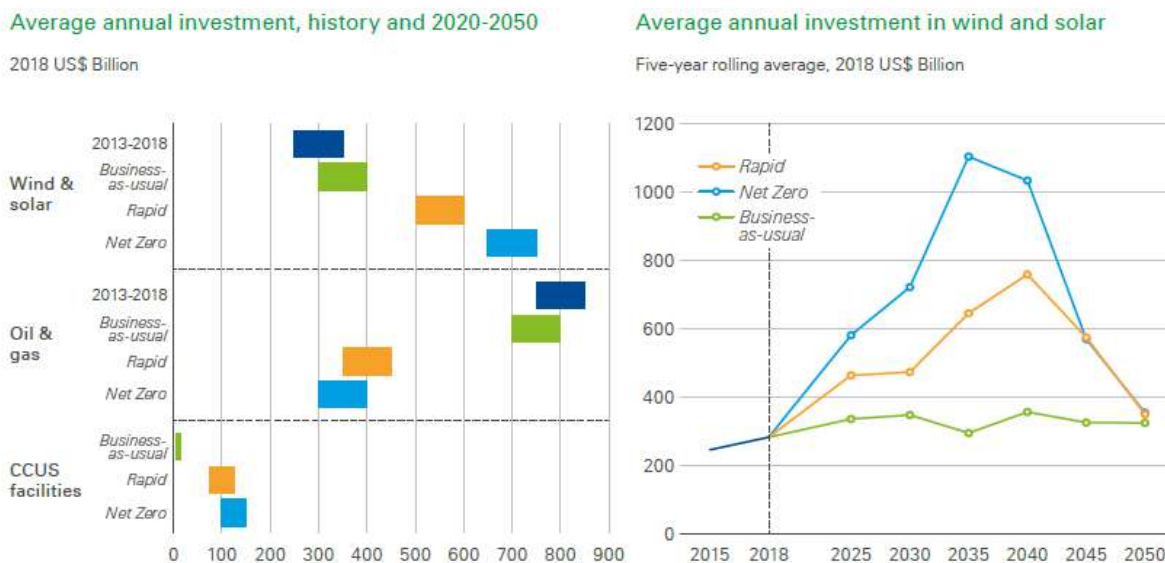
Los escenarios Rapid y Net Zero implican un aumento significativo de la inversión en capacidad de generación de energía eólica y solar relativa al pasado. La inversión media anual en capacidad de energía eólica y solar implícita en Rapid y Net Zero está entre USD 500 y USD 750 mil millones. BAU también implica un aumento en inversión en capacidad de energía eólica y solar de alrededor de USD 300-400 billones por año.

El patrón de la inversión en energía eólica y solar en Net Zero, que se refleja en la rápida construcción de nueva capacidad en los años 2020 y 2030 antes de desacelerar notablemente, puede conducir a excesos de capacidad en la cadena de suministro que respalda este desarrollo.

La marcada disminución en la demanda de petróleo y gas natural en Rapid y Net Zero se refleja en una fuerte desaceleración en el ritmo de inversión pasada en el upstream y es significativamente menor que la inversión en capacidad de generación eólica y solar considerada en estos escenarios.

El nivel de inversión requerido para apoyar la construcción de las instalaciones de captura, uso y almacenamiento de carbono (CCUS) son relativamente pequeñas en comparación a la requerida para el aumento de capacidad de generación de energía eólica y solar y la producción de petróleo y gas. Esta situación se da incluso en Rapid y Net Zero en los que la capacidad de CCUS aumenta sustancialmente.

**Figura 29: Inversión promedio anual en energía por fuente y por escenario 2020-2050 en billones de USD**



Fuente: World Energy Investment 2020 IEA

Aunque la demanda de petróleo y el gas natural sube inicialmente y luego baja en todos los escenarios, la rápida declinación de la producción existente implica que se requieren cantidades significativas de nueva inversión en el upstream de petróleo y gas natural en los tres escenarios (Figura 30).

Los escenarios se basan en la suposición de que, si los productores de petróleo durante los próximos 30 años invierten solo en el mantenimiento de los campos existentes (brownfield), así como para completar los proyectos que ya han sido sancionados, se tendría una tasa de declinación por encima del 4% anual, con lo cual la producción mundial de petróleo caería a alrededor de 25 Mb/d en 2050. La tasa de declinación para el gas natural sería ligeramente mayor (4.5%), reflejando la mayor proporción de la producción proveniente de los plays no convencionales que tienen un ciclo corto de producción.

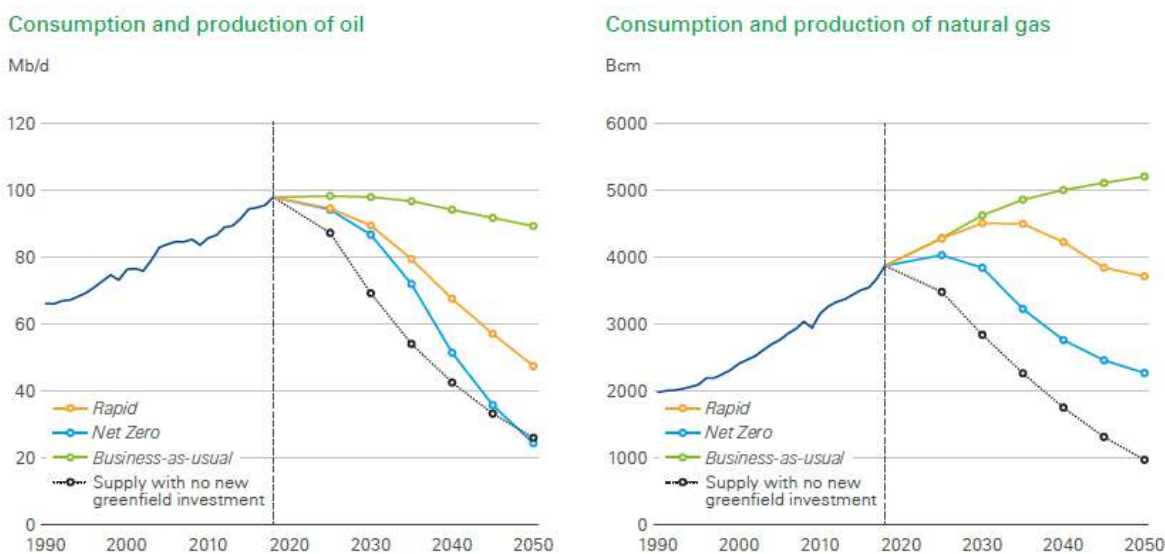
Cerrar la brecha entre estos perfiles de producción provenientes de inversiones brownfield y la necesaria para cumplir con los perfiles de demanda en los tres escenarios, requiere niveles significativos de nueva inversión (greenfield) en el upstream de entre \$ 9 billones y más de \$ 20 billones durante los próximos 30 años.

El perfil de la demanda de petróleo en Net Zero muestra que cada vez es más difícil proyectar el futuro inversiones en petróleo y gas en una transición mundial hacia sistema energético de bajo carbono.

La relativa resiliencia de la demanda de petróleo durante la primera mitad de proyección en Net Zero implica que se necesitan varios billones de dólares estadounidenses de nueva inversión petrolera durante los próximos 15 años para asegurar un suministro adecuado. Pero el ritmo al que la demanda de petróleo cae en la segunda mitad de Net Zero es más rápido que la tasa de declinación natural de la producción, lo que implica que algunas de estas inversiones en 2050 pudieren no haberse explotado completamente y por lo tanto convertirse en antieconómicas.

Este riesgo puede mitigarse invirtiendo en proyectos menos intensivos en capital, escalables y de ciclo más corto, tales como en hidrocarburos no convencionales, o inversiones en campos abandonados o con bajos recobros. La incertidumbre sobre la velocidad y naturaleza de la transición energética significa que la opción de valor asociada con este tipo de proyectos podría aumentar en los próximos años.

**Figura 30: Requerimientos de nueva producción de crudo (Mb/d) y gas (bcm) por escenario 2020-2050**



Fuente: World Energy Investment 2020 IEA



## **2 ENTORNO NACIONAL**

Colombia al igual que los demás países de América Latina se enfrentan a grandes retos de manejo de recursos y situaciones de entorno que los afecta, en el entorno internacional se tocó el impacto de los eventos que afectan la realidad mundial, procedemos a hacer una reflexión sobre los factores que están afectando el país.

### **2.1 SITUACIÓN ACTUAL**

Por décadas, el país ha estado sumido en una balanza dónde se contraponen las potenciales oportunidades de desarrollo y las problemáticas históricas de ámbito social y político. Debido a esto, el posicionamiento que podría tener Colombia en cuestiones energéticas se ha visto desacelerado, especialmente para el sector de los hidrocarburos, viéndose reflejado en su producción y reservas de petróleo y gas.

Sumada a esta realidad, se tiene el estado de emergencia que ha generado la pandemia de la COVID-19 a finales del 2019, y cuya expansión se dio durante todo el 2020, generando una prioridad que cambio el diario vivir de los colombianos. Del mismo modo, los planes y proyectos económicos se han reformulado. No hay certidumbre total que permita la confianza en pronosticar situaciones completamente estables a hoy, 1 año después de la aparición del virus y las medidas restrictivas de confinamiento tomadas. La pandemia ha generado una inversión en infraestructura hospitalaria que de otro modo sería muy difícil de realizar, especialmente en regiones de poca o ninguna inversión como Amazonas, Choco, Nariño y la Guajira.

La evolución del número de casos diarios confirmados en Colombia de marzo a noviembre se presenta en la Figura 31, en donde se aprecia un pico en la tercera semana de agosto superando los 13.000 casos. Para finales de octubre, los casos diarios han vuelto a aumentar en razón a que se han venido levantando las restricciones de confinamiento con el propósito de reactivar la economía de los hogares y del país. Esta condición generó que los casos nuevamente alcanzaran los 10.000 por día.

**Figura 31: Casos diarios de COVID-19 en Colombia**



Fuente: Instituto Nacional de Salud de Colombia – Período comprendido entre marzo y octubre de 2020

En la Figura 32, se presenta el comportamiento histórico diario de las muertes en Colombia a causa de la COVID-19; la curva alcanzó su pico en la tercera semana de agosto con 400 fallecimientos diarios y de ahí en adelante ha presentado una disminución que ha oscilado entre los 130 y 200 a octubre.

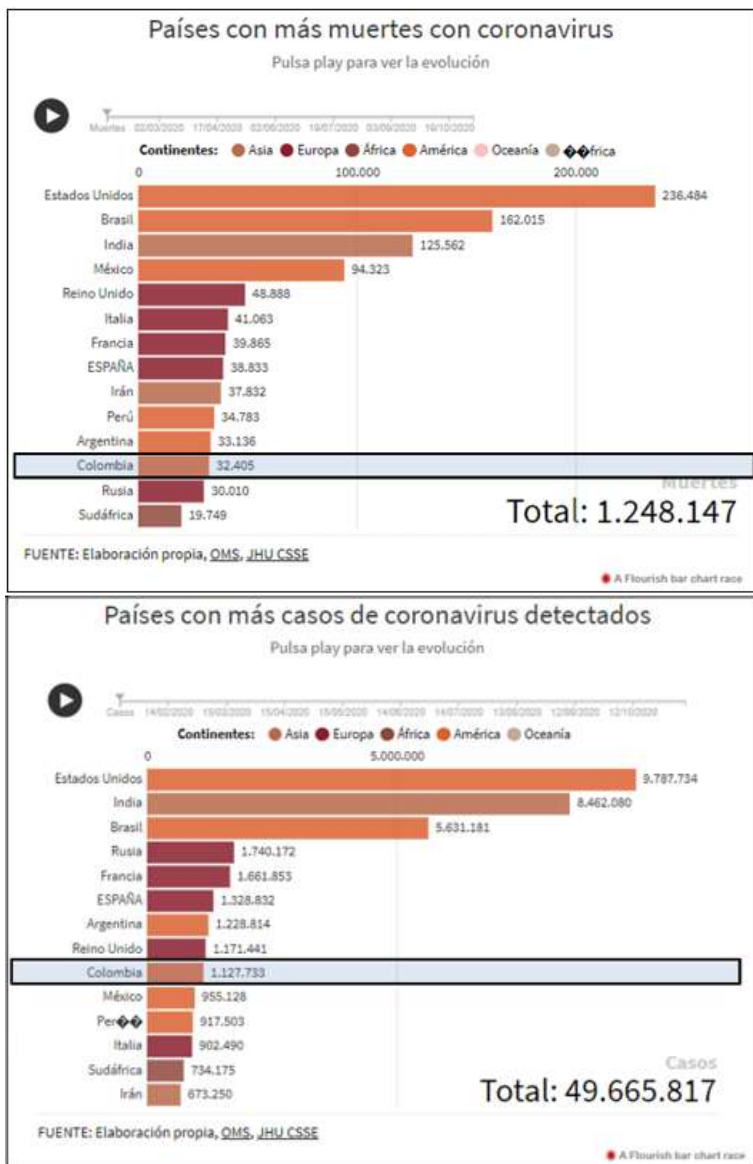
**Figura 32: Muertes diarias por COVID-19**



Fuente: Instituto Nacional de Salud de Colombia - Colombia – Período comprendido entre marzo y octubre de 2020

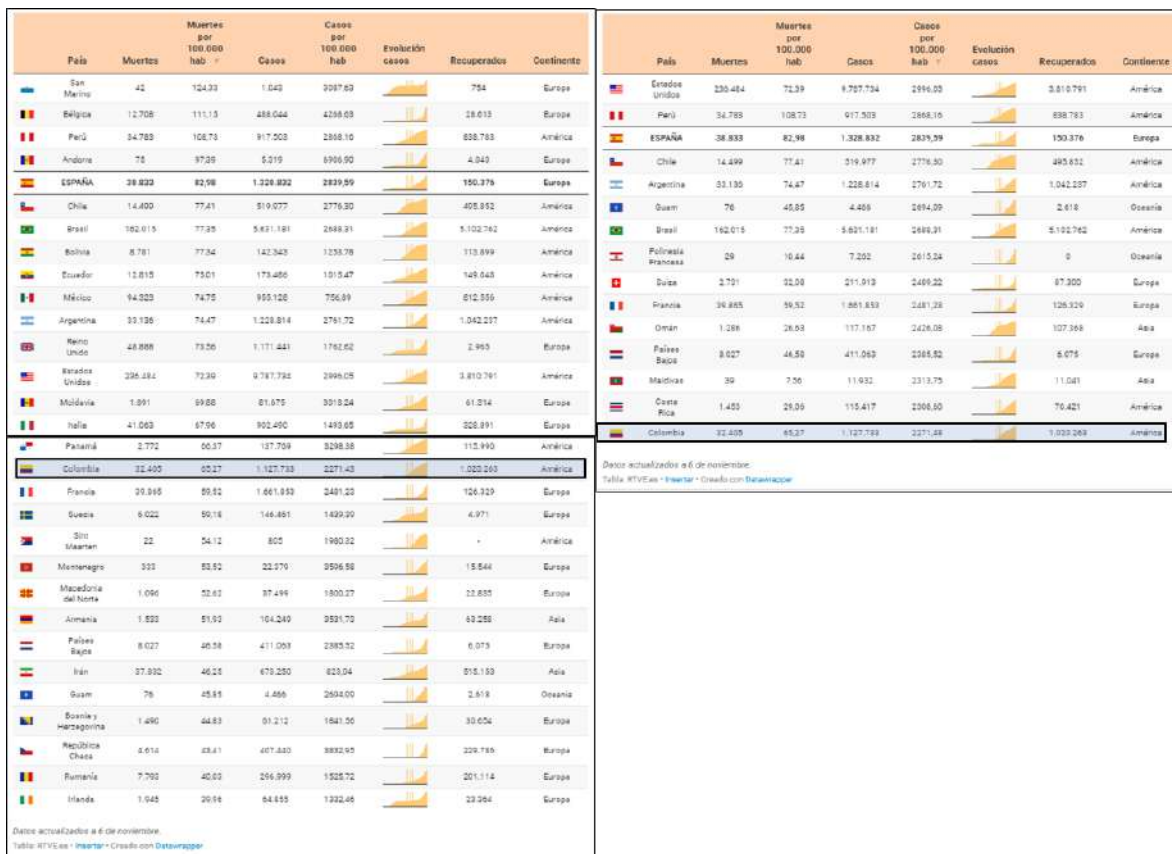
Al 6 de noviembre de 2020, Colombia había superado el millón de contagios y los 32.400 fallecimientos (cifras del Ministerio de Salud), ubicándose en el doceavo lugar con más muertes, en el octavo lugar con más casos de coronavirus detectado, y en el lugar 15 y 17 con casos de contagio y muertes por cada 100.000 habitantes respectivamente a nivel mundial (Figura 33 y Figura 34).

**Figura 33: Ranking de Colombia dentro de los países con más muertes y casos por coronavirus**



Fuente:  
<https://www.rtve.es/noticias/coronavirus-graficos-mapas-datos-covid-19-espana-mundo/>

**Figura 34: Ranking de Colombia por número de muertes (izquierda) y casos (derecha) por cada 100.000 habitantes**



Fuente:

<https://www.rtve.es/noticias/coronavirus-graficos-mapas-datos-covid-19-espana-mundo/>

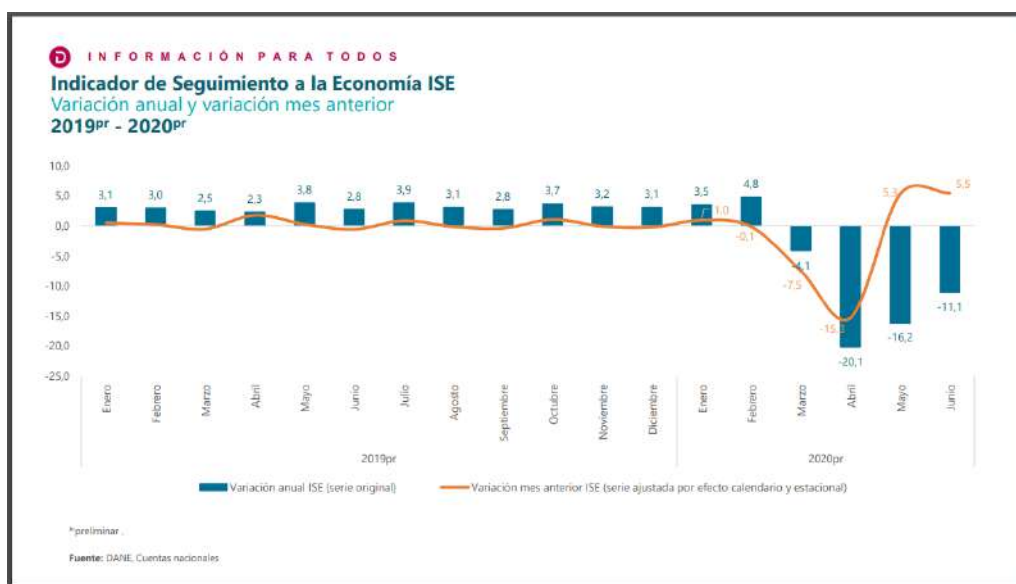
La nueva normalidad, con la reapertura controlada de los diferentes sectores de la economía, manteniendo los confinamientos voluntarios y las medidas de bioseguridad como tapabocas, lavado de manos, distanciamiento social, han permitido la recuperación de la economía del país. El gobierno ha realizado grandes esfuerzos por mitigar económicamente con ayudas a los sectores más vulnerables, proveer de recursos a los sectores de la salud y subsidios a las empresas para mantener los empleos. Posiblemente estas ayudas se prolongarán durante el año 2021, o bien hasta encontrar la vacuna o tratamiento que pueda controlar el virus.

Las medidas de mitigación y adaptación tomadas antes de la pandemia han variado en sus resultados según la región. Resultados positivos se han

evidenciado en regiones de gran desarrollo y disciplina, como es el caso de Corea y Japón. Estados Unidos y la Unión Europea han tenido resultados negativos al aplicar algunas de estas medidas debido a la falta de cumplimiento de sus sociedades, se espera que para el primer trimestre de 2021 estas regiones puedan mostrar resultados más favorables. A este grupo se podrían sumar algunas de las grandes metrópolis de América Latina, y se espera que hasta 2023 el total de la población mundial habrá implementado en su totalidad estas medidas.

Del indicador de seguimiento a la economía, tomado de la información del DANE, Figura 35, se observa que la economía se vio fuertemente impactada con la pandemia, sin embargo, con el desconfinamiento controlado se ha ido recuperando.

**Figura 35: Indicador de seguimiento a la economía ISE - DANE**



Fuente: DANE, Cuentas nacionales

Con el cierre abrupto de una gran parte de las actividades que componen el PIB del país, se estima que la contracción del Producto Interno Bruto Nacional, según el Banco Mundial estará entre el 7 y 8 por ciento para 2020. Dentro de la mala noticia de la pérdida de empleos y retroceso de las economías de la región se estima que Chile y Colombia fueron las naciones mejor libradas, Figura 36 y Figura 37.

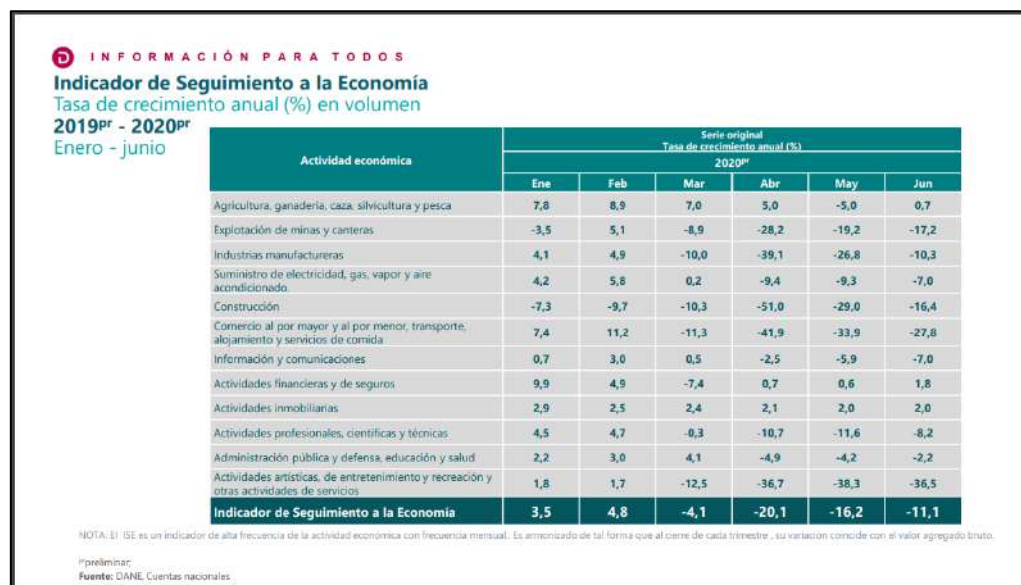
Para el año 2021, se estima que Colombia tenga un desempeño económico del PIB de 4 %.

**Figura 36: Expectativa de crecimiento de Latinoamérica**



Fuente: Marco Fiscal Mediano Plazo 2020.

**Figura 37: Indicador de seguimiento de la economía por actividad**



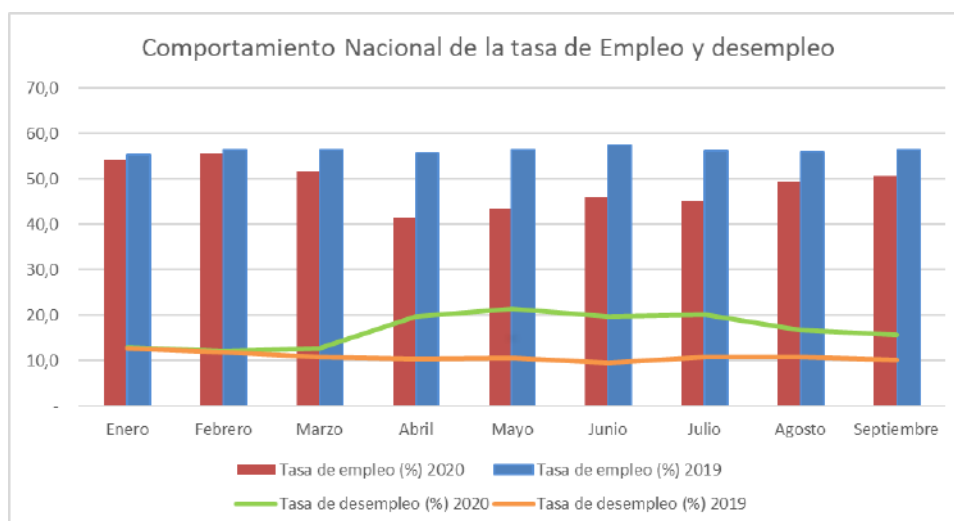
Fuente, DANE, Cuentas nacionales

La tasa de empleo fue la más afectada durante las cuarentenas estrictas pero su indicador ha ido mejorando a medida que se van reabriendo los sectores económicos como se presenta en la Figura 38.



El reto mayor del gobierno nacional y los gobiernos locales en materia económica hoy es la generación de empleo, que a septiembre alcanza cerca del 16 % de desempleo, uno de los más altos en el Continente.

**Figura 38: Comportamiento nacional de la tasa de empleo y desempleo 2020-2019**



Fuente: datos tomados de la Encuesta nacional de hogares (ENH), etapas 67 a 104, Encuesta continua de hogares (ECH) y Gran encuesta integrada de hogares (GEIH). Encuestas suministradas por el Departamento Administrativo Nacional de Estadística (DANE) (<http://www.dane.gov.co>).

El desempleo, la corrupción (en la cual no se ha avanzado efectivamente para su reducción) y el incremento en los conflictos con las organizaciones armadas, son de acuerdo con las diferentes fuentes periodísticas y de organizaciones sociales los mayores retos en el país.

## 2.2 POLÍTICAS DEL GOBIERNO NACIONAL QUE INCIDEN EN EL FUTURO DE ABASTECIMIENTO ENERGÉTICO DEL PAÍS.

En los últimos dos años se ha reconocido de parte del estado la necesidad de impulsar las enormes ventajas que tiene Colombia en varios sectores del país para el desarrollo de energías renovables no convencionales como la eólica y la solar.

Colombia por costumbre ha tenido un muy buen desarrollo de energía hidroeléctrica, pero esta es vulnerable a los fenómenos climatológicos del Niño,

como lo demostró el apagón del año 1992, que paradójicamente le dio un impulso a las termoeléctricas con base de gas como complemento en la generación eléctrica y desplazando a otros energéticos más contaminantes como el diésel y el carbón.

Con la adjudicación realizada por el Ministerio de Minas y Energía para la generación de energía con fuentes renovables llevada a cabo en el año 2019, se estima que hacia el año 2022 las fuentes eólicas y solares pasarían a contribuir cerca del 12 % de la energía eléctrica del país, que en la actualidad es el 1%.

En línea con lo planteado en el Plan Nacional de Desarrollo, 2018-2022, Pacto por Colombia Pacto por la Equidad, se avanza en varios de los objetivos planteados que impactan directamente las actividades de la industria petrolera nacional.

Miremos cada uno de los artículos planteados:

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

Se han instrumentado diversas acciones del gobierno para que a través de decretos y planes regionales se dé cumplimiento a esta declaración, falta hacerla operativa en las áreas de mayor complejidad en donde hay una mezcla de falta de presencia del estado, existencia de grupos ilegales y narcotráfico como por ejemplo en el pacífico desde Nariño hasta Chocó, en zonas de la amazonía colombiana y el catatumbo. Estas áreas tienen una enorme riqueza en biodiversidad y agua, pero no han podido ser desarrollados eficientemente por los diferentes gobiernos en las últimas décadas.

Se ha avanzado en la destrucción de maquinaria donde existe explotación ilegal de minerales, en especial oro en Antioquía y Chocó, sin embargo, la mezcla de otros actores ilegales sigue afectando fuertemente la seguridad de la población en esas áreas del país.

Hay un aspecto adicional que sigue preocupando y es la interacción entre las entidades estatales y el manejo de una información que sea fácilmente verificable entre las dependencias, por ejemplo, las de los Ministerios de Minas, el Interior y, de Desarrollo sostenible y medio ambiente. Tal y como se expresó en las conclusiones del ejercicio de reservas con la UPME en el año 2018 por los

miembros de esta Unión Temporal, sería de alto impacto que en materia petrolera existiera información en línea entre estos Ministerios, y Agencias como el ANLA y la ANH, de esa manera habría una mayor consistencia en los conceptos, fallos, resoluciones, decretos y circulares que se emiten para los casos en los cuales hay alguna controversia en la exploración o explotación de un recurso petrolero que involucre la afectación de la biodiversidad y el medio ambiente, y su eventual mitigación.

A nuestro parecer este tema es clave para darle tanto tranquilidad a la comunidad, como seguridad a las empresas, de que el Estado está manejando las decisiones de explotar estos recursos con unidad de criterios.

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

En materia jurídica la aclaración de roles no ha sido un tema sencillo, sin embargo, los últimos fallos han dado claridad y se avanza en este propósito del Plan Nacional de Desarrollo de manera coordinada.

Aspectos como el de los proyectos piloto de Yacimientos No convencionales y sus requerimientos, son un ejemplo de decisiones que van en la misma línea entre las cortes el Consejo de Estado y el gobierno nacional. De esta manera se mitiga o previene el abuso en áreas del país que frenaban el desarrollo por falta de decisiones claras para que los inversionistas continúen con los proyectos que desarrollan.

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

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

PPAA ha habido un avance que debe continuar para evitar problemas durante el desarrollo de los contratos que se han venido adjudicando.

Existe, desde el Plan de Desarrollo planteado por el gobierno de Juan Manuel Santos 2014 - 2018 hasta hoy un objetivo planteado de utilización de aguas residuales en condiciones aptas para los seres vivos que no se ha llevado a cabo para la industria de hidrocarburos, y de manera paralela sin acuerdo entre el ANLA y la ANH se continuó con la expedición de la resolución 0631 de 2015 por parte del Ministerio de Medio Ambiente y Desarrollo Sostenible que reglamentó lo expresado en el artículo 28 decretos 3930 de 2010 y el artículo 1 del decreto 4728 del 2010, sin tener en cuenta que al 2015 ya existían proyectos de aprovechamiento de aguas producidas en los campos de los Llanos Orientales en los campos de Rubiales y Castilla, aguas dulces asociadas a los hidrocarburos que con un tratamiento científicamente definido se aprovechan en diversos cultivos y para riego. Este es un tema de la mayor importancia para el manejo de las aguas producidas en varios campos de los Llanos Orientales que tienen la afortunada característica de ser aguas dulces, que con tratamiento adecuado pueden verterse a otros afluentes o ser utilizadas en proyectos industriales.

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

La industria petrolera colombiana ha estado involucrada en este propósito y ha invertido en bonos de carbono para proyectos de preservación en el país. Igualmente, la calidad de los combustibles que hoy se consumen son de una calidad bastante superior a la de años anteriores, unida al compromiso de los operadores y de la ANH en un continuo monitoreo de sus operaciones y la mitigación de cualquier afectación.

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

- a. Promoción de inversión internacional a gran escala para producción y exportación de energías renovables.*
- b. Lucha contra la corrupción y promoción de la cultura de legalidad eléctrica.*
- c. Inserción tecnológica y mejora en la calidad del servicio de energía.*

- d. *Atención integral y desarrollo productivo de hidrocarburos en las regiones.*
- e. *Promoción a la exploración Offshore de gas.*
- f. *Planes de manejo, mitigación y cierres enfocados en la desmineralización y despetrolización de las economías locales.*

Este artículo del Plan Nacional de Desarrollo tiene un alto cumplimiento a pesar de que solo han pasado dos años de gobierno, liderando los procesos nuevos y fortaleciendo los que ya venían en curso.

En las energías renovables eólica y solar que se suman al histórico aporte de las hidroeléctricas, forman un bloque que a medida que avancen los nuevos proyectos se van a hacer cada vez más importantes Figura 39.

**Figura 39: Energías renovables hidráulica, eólica, solar y biomasa.**



Fuente: México a competir en energías renovables.

El reto fundamental es que para el año 2022 estén disponibles todas las redes de interconexión eléctrica para aprovechar la energía que van a generar los proyectos asignados en el proceso competitivo del 2019 de energías renovables no convencionales. Como lo informó la UPME, “Colombia avanza en la dirección correcta hacia esa transformación, gracias a la diversificación de su canasta

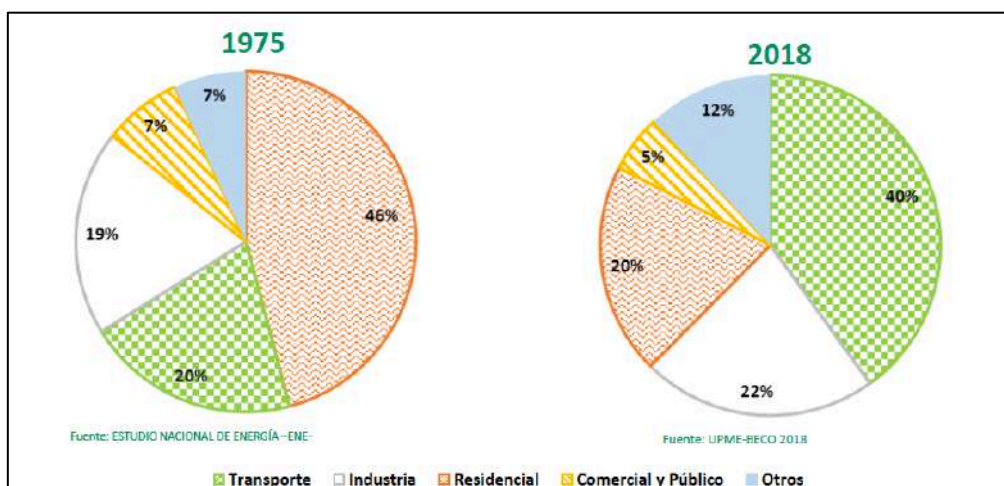


energética. El país aumentará 50 veces su capacidad instalada para la generación de energías renovables de fuentes no convencionales eólicas y energía solar, pasando de menos de 50 megavatios en 2018 a 2.500 megavatios en 2022”

El Plan Energético Nacional va en línea de este propósito y fundamenta el cumplimiento del artículo 181 del Plan Nacional de Desarrollo. Además de avanzar en los proyectos de Energías Renovables No Convencionales, se posiciona al gas como el energético de mayor crecimiento de hoy al año 2050, momento en el cual la electricidad y el gas se proyecta desplazarán a los otros combustibles fósiles con más del 50 % de aporte a la canasta energética del país. Para ello, el gas es el combustible denominado bisagra que aportaría un porcentaje equivalente a la generación eléctrica en la energía a utilizar en el país.

El Plan energético Nacional 2020 muestra una realidad que el crecimiento en el consumo energético en el sector transporte es determinante para la evaluación de proyecciones y escenarios, pasando de un consumo energético del 20 % en el año 1975, a un 40 % al 2018. En el mismo periodo evaluado el consumo de energía se ha optimizado en el sector residencial y su consumo energético pasó del 46 % en 1975 al 20 % en 2018 (Figura 40).

**Figura 40: Cambio en los sectores de consumo energético en Colombia entre 1975 y 2018**



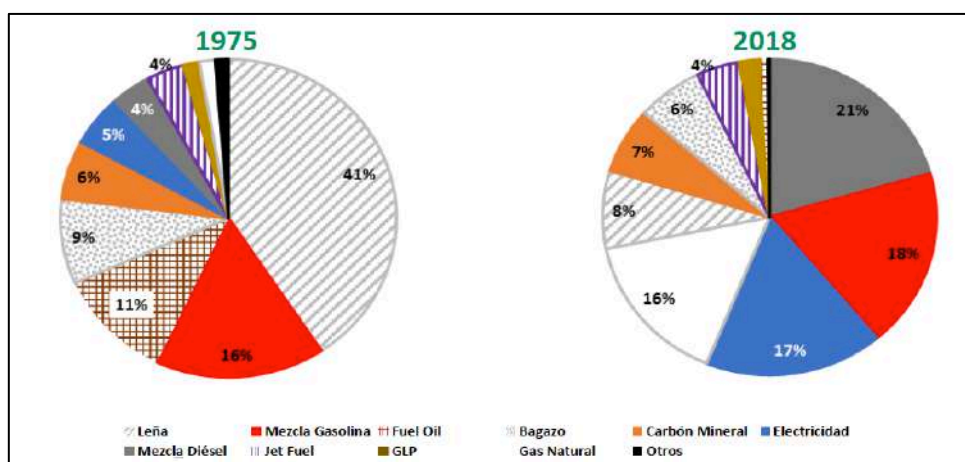
Fuente: UPME Plan Energético Nacional 2020-2050.

Un rol importante en esta optimización energética lo ha tenido el incremento en el consumo de gas natural y la energía eléctrica, como se aprecia en el cambio de la matriz energética (Figura 41) para igual periodo en el tiempo el gas natural pasa

de ser un energético que aportaba el 2 % en 1975 a la matriz al 16 % al año 2018. Igualmente, el consumo de energía eléctrica pasa de un 5 % al 17 %.

Se aprecia como a medida que avanza una conciencia ecológica mayor en la humanidad, los países se han movido en esa misma línea. La leña como componente de la generación de energía en el país ha disminuido del 41% en el año 1975, al 8 % en el 2018. A su vez, se ha presentado un incremento importante en el consumo de la mezcla diésel jalonado por el sector transporte.

**Figura 41: Cambio en la matriz de suministro energético en Colombia entre 1975 y 2018**



Fuente: Plan Energético Nacional 2020-2050.

El Plan Energético Nacional plantea dos escenarios de reto país que siguen en el proceso de optimización energética y utilización cada vez mayor del gas y la energía eléctrica en la matriz energética de la nación (Figura 42).



**Figura 42: Supuestos más importantes escenarios de plan energético nacional 2020-2050.**

Escenario 266	Nuevas Apuestas
<ul style="list-style-type: none"> <li>Excede metas de cambio climático.</li> <li>Mejora en eficiencia energética.</li> <li>Precios de paridad de importación en 2022.</li> <li>Se logran metas de ley de movilidad eléctrica</li> <li>La leña desaparece en áreas urbanas</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Supera metas de cambio climático.</li> <li>Logran niveles teóricos de eficiencia energética.</li> <li>Precios de paridad de importación en 2022 junto con incremento del impuesto al carbono.</li> <li>Se superan significativamente metas de ley de movilidad eléctrica.</li> </ul>

Fuente: UPME Plan Energético Nacional 2020-2050.

Dado el peso actual del sector transporte en el reto de mejora de eficiencia energética, las metas planteadas para los escenarios descritos se presentan en la Figura 43:

**Figura 43: Escenarios de consumo energético sector transporte**

	Escenario 266	Nuevas apuestas
Transición en transporte de carga urbana	2030: 20.000 eléctricos	2030: 35.000 eléctricos
	2050: 25% flota eléctrica, 23% flota a GN	2050: 55% Flota eléctrica, 15% flota a GN
Transición en Taxis	2030: 40.000 Eléctricos (15%) y 40.000 GN (40%)	2030: 80.000 eléctricos (27%) y 80.000 GN (66%)
	2050: 30% Flota eléctrica, 30% flota GN	2050: 70% Flota eléctrica, 18% Flota a GN
Electrificación en Vehículos livianos (incluye autos, camperos y camionetas)	2030: 370.000 eléctricos e híbridos (6%)	2030: 660.000 eléctricos e híbridos (10%)
	2050: 12% flota eléctricos	2050: 25% flota eléctricos
Electrificación en Motos	2030: 630.000 eléctricas (5%)	2030: 630.000 eléctricas (5%)
	2050: 56% eléctricas	2050: 64% eléctricas

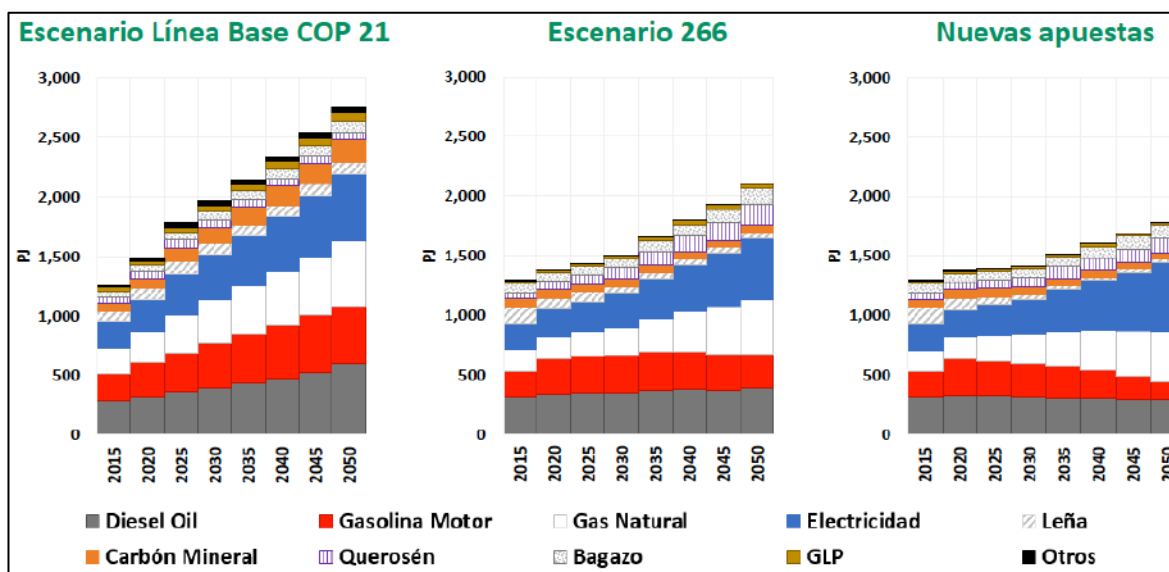
	Escenario 266	Escenario 30%
GNL en transporte de carga partir de 2024	2030 11.000 a GNL (14%). 2050 37% de la flota	2030 11.000 a GNL (14%). 2050 37% de la flota
Mayor uso de transporte aéreo y férreo	Se duplica número de viajes aéreos	Se duplica número de viajes aéreos
Mejoras en eficiencia (Consumo específico y buenas practicas)	2% por década	2.3% por década
Entrada Metro	2026	2026

Fuente: UPME Plan Energético Nacional 2020-2050.

La apuesta hacia la modernización energética del país tiene varios retos, el inicio para el cumplimiento de estas metas es prometedor, se acaba de firmar el contrato de construcción del metro de Bogotá, con una entrada inicial al año 2027 con el compromiso firmado. Es importante mencionar que el metro es parte de un sistema integrado que incluirá las flotas de transporte masivo actual, y que al 2030 aspira a mover al 80 % de los habitantes de la ciudad de Bogotá, que representa un alto porcentaje del consumo energético de transporte en el país, y esos vehículos utilizarían energía eléctrica y gas fundamentalmente.

Igualmente, en Medellín se avanza en una nueva línea de su sistema de metro y ajustes para reducir la contaminación convirtiendo como lo plantea el plan a nivel nacional los vehículos de transporte masivo a energía eléctrica y gas.

Figura 44: Escenarios de matriz energética 2015 a 2050.



Fuente: UPME Plan Energético Nacional 2020-2050

Los dos nuevos escenarios de reto que presenta el Plan Energético Nacional 2020-2050, plantean un consumo óptimo en la matriz energética del país, en Petajoules (PJ,  $10^{15}$  joules) (Figura 44), con una reducción del 20 % contra el escenario COP 21. Es evidente que los esfuerzos en política e infraestructura se concentrarán en una matriz energética cada vez más limpia, con la energía eléctrica cada vez en mayor porcentaje generada por fuentes renovables, agua, viento y sol, y el consumo de gas natural, dando una señal clara para la exploración de hidrocarburos en el país para los próximos 30 años.

La recuperación de la economía mundial en la próxima década muy probablemente pasará por el uso de energías que provengan de fuentes menos contaminantes. La evidencia del impacto de la contaminación que generamos en todas las actividades rutinarias que se frenaron de seco con la pandemia, activaron una conciencia social y ambiental, ya que se constató que la calidad del aire y el medio ambiente mejoraron significativamente, al menos durante algunas semanas.

Pero el aire y agua de ríos y mares limpios hicieron también aparecer durante las cuarentenas toda clase de animales cerca de las ciudades como ciervos, zorros, pumas y osos en tierra, tiburones, delfines, ballenas, y otras especies en mares, ríos y quebradas, tal vez fueron una flor de un día cuando el mundo encendió rápidamente los motores debido a la necesidad de reabrir la economía y así evitar

una mayor destrucción de puestos de trabajo e inversión, pero en la mente de la gente están las imágenes de las consecuencias de una menor contaminación.

Un último avance en la dirección de fortalecer el ingreso de los energéticos de menor contaminación en el ambiente es el nuevo objetivo de dos de las empresas más importantes del país Ecopetrol y el GEB (Grupo de Energía de Bogotá), sus presidentes acaban de crear grupos especiales e inversiones para evaluar y plantear pilotos en el mediano plazo de hidrógeno verde.

El hidrógeno renovable, también conocido como hidrógeno verde, es el producido por electrólisis del agua a partir de electricidad proveniente de fuentes renovables. Este proceso no emite CO<sub>2</sub> y transforma el agua en moléculas de gases de hidrógeno y oxígeno. Todos estos gases pueden ser depurados, enriquecidos o transformados en un gas rico en CH<sub>4</sub>, con composición similar a la del gas natural y, por tanto, susceptibles de ser inyectados y transportados a través de la red de distribución de gas.

En el año 2012 el Instituto Colombiano del Petróleo, ICP, desarrolló el proceso de obtención de diésel renovable que puede ser implementado en plantas dedicadas que usen exclusivamente aceites vegetales y/o animales como materiales de partida co-procesado en las unidades existentes de las refinerías. Esta última opción se implementó en Ecopetrol a nivel industrial con éxito comprobado.

Este procedimiento tiene un gran impacto no sólo en el mercado de combustibles, sino en la calidad de estos y en la protección del medio ambiente si se tiene en cuenta que del combustible fósil se desprende grandes cantidades de CO<sub>2</sub>, mientras que en el proceso de biocetano se captura CO<sub>2</sub> ya que los aceites vegetales lo toman en las plantaciones. De esta manera se cierra el ciclo del carbono, controlando efectivamente las emisiones de dióxido de carbono. En cuanto a la eficiencia de este producto, es importante señalar que de un barril de aceite de palma se producen 0.97 barriles de biocetano.

### **2.3 EL PAPEL DE LOS HIDROCARBUROS EN COLOMBIA.**

El Petróleo y sus derivados han sido desde hace más de una década los principales productos de exportación del país, tal y como se aprecia en la Figura 45. Igualmente, vía regalías e impuestos se ha impulsado el crecimiento del desarrollo regional.

**Figura 45: Comparativo en las exportaciones de Colombia 2018 y 2019.**

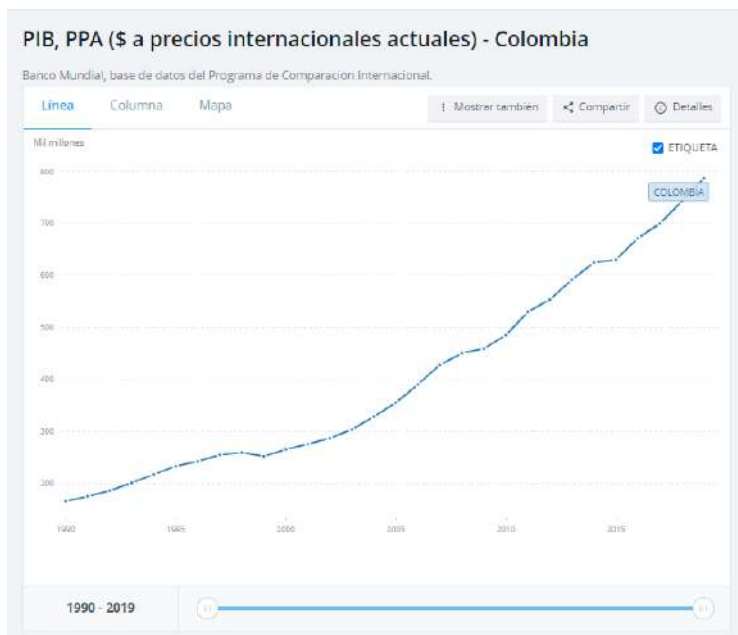


Fuente: DANE - enero 2020.

En el 2019 se presentó una desaceleración del consumo y precios de los hidrocarburos, afectados por las tensiones del enfrentamiento comercial de los gobiernos más poderosos del mundo, Estados Unidos y China. Igualmente, la búsqueda de ser protagonistas en el suministro de Arabia Saudita y Rusia ha generado una caída del 11.4% que se aprecia en el aporte registrado en las exportaciones en la Figura 45 (análisis del diario la República sobre los ingresos de exportación del petróleo en el 2019 al compararlo con el 2018).

Colombia, como lo muestra el seguimiento del Banco Mundial, es un país que ha mantenido un constante crecimiento del 2000 al 2019.

**Figura 46: Crecimiento sostenido del PIB en Colombia 2000 a 2019.**

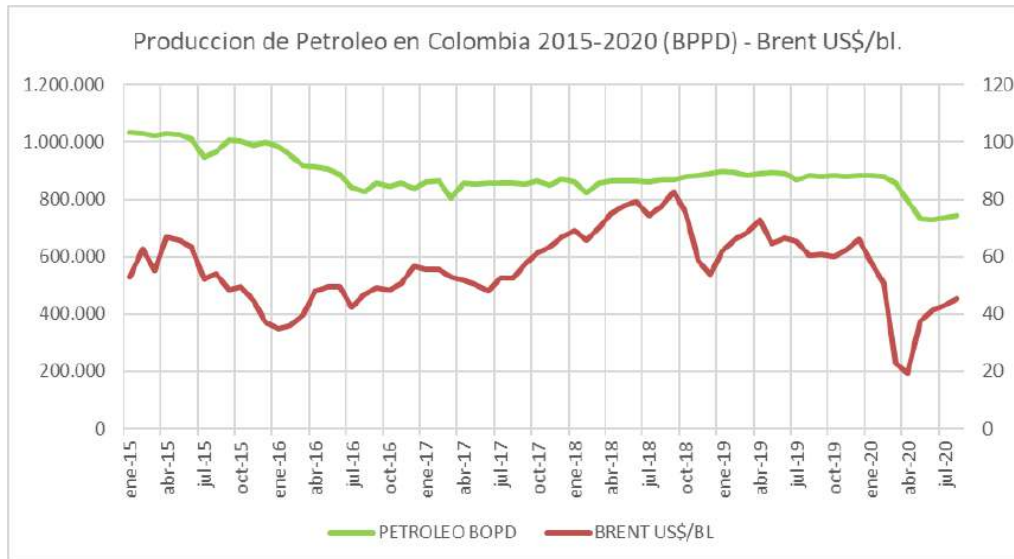


Fuente: Banco Mundial 2019-(PIB, PPA).

Esos ingresos sufrirán una drástica caída durante el año 2020 y una reducción menos drástica en el 2021 comparados con el año 2019. En todo caso las finanzas del gobierno estarán resentidas en todo su periodo, y solo vía endeudamiento podrá cumplir buena parte de su plan social. En una coyuntura que era muy compleja sin pandemia, como lo han demostrado todos los países que han avanzado en procesos de paz que no logra una estabilización completa en el corto plazo; la situación es más difícil con una realidad como la actual de contracción del consumo real que afecta todo tipo de industrias y limitaciones de movilidad terrestre, aérea y marítima, todo ello lleva a reducción en la producción de energéticos.

En la Figura 47, se presenta la gráfica del comportamiento de la producción de petróleo vs. precio del Brent y se aprecia la caída de la producción de petróleo por debajo del millón de barriles por día que obedece a los precios del petróleo. Durante el 2020, se presenta en el mes de abril una caída en la producción y una caída en los precios del petróleo por efectos de la pandemia que ha venido recuperándose en los meses siguientes.

**Figura 47: Histórico de producción de petróleo vs Brent USD/bl**



Fuente: ANH Estadísticas de producción - WEB INVESTING.COM – ene-2015 hasta ago-2020

La reducción en los costos de producción y optimización en la explotación de los campos mantuvo la producción sin declinar con muy pocos hallazgos nuevos en petróleo, la mayoría de ellos en áreas cercanas a los campos en explotación ("Near Field Exploration"), principalmente en las cuencas Llanos y Valle Medio del Magdalena.

La producción de petróleo se acercaba a los 900.000 BPD en enero de 2020, a pesar de tener precios de crudo por debajo de los 60 USD/BI., momento en el cual con la pandemia y el confinamiento en buena parte del mundo la producción cae a 730 mil barriles con precios que bajaron a los 20 USD/BI, con una drástica reducción en los presupuestos de desarrollo en gran parte de los campos del país, y el cierre de producción en algunos de ellos como Akacias de crudo extra pesado con potencial del orden de 20.000 BPD y en otros campos con costos de producción que no son rentables por debajo de 30 USD/BI.

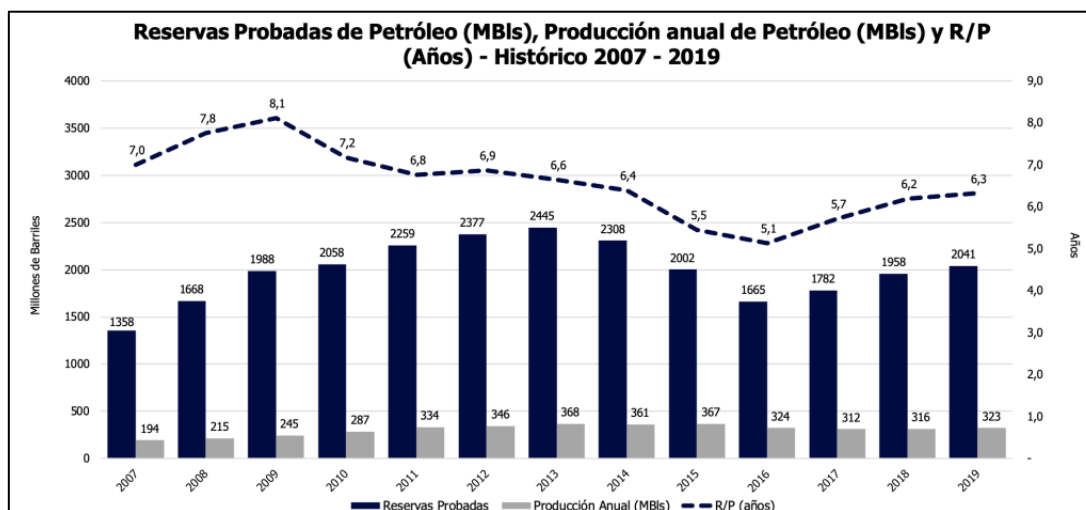
La estabilidad en la producción de petróleo del país con precios entre 40 y 50 USD/BI obedece a que los campos de crudos pesados han logrado un acertado manejo de costos, en especial Castilla y Chichimene. Ecopetrol, operador de estos campos, cuenta con la gran ventaja ser el propietario en su grupo empresarial de un porcentaje importante en los diferentes sistemas de oleoductos del país, permitiéndole economías en el componente de transporte que este tiene un peso importante en el costo total del barril de petróleo. Por el contrario, su socio en



algunos campos de crudo pesado, la compañía Frontera, si bien tiene una participación en algunos oleoductos, han reducido la actividad en los campos de la asociación de Quifa en el orden de 10.000 BPD por los costos de transporte. Esta situación la enfrentan así mismo compañías como Repsol, socio de Ecopetrol en los campos de CPO-9 con cierre total del campo Akacias de 20.000 BPD; igualmente, se ha visto afectada la producción de campos importantes en el país como Jacana y Tigana de Geopark y Parex han disminuido en el orden de 10.000 BPD su producción.

De acuerdo con el último reporte de reservas presentado por la Agencia Nacional de Hidrocarburos, se establece que con el informe de Recursos y Reservas al 31 de diciembre del año 2019 se tendrían reservas para 6,3 años manteniendo una producción como la del año 2019 del orden de 885.000 BPD (2041 MBIs de reservas probadas)(Figura 48).

**Figura 48: Evolución de las reservas probadas de petróleo en Colombia 2007 a 2019**



Fuente: ANH Datos estadísticos - IRR2019.

Es importante apreciar como el tiempo de vida de las reservas probadas a diciembre de los años anteriores, se ha mantenido por encima de los 6 años desde el 2011, a excepción del periodo 2015 al 2017 por la caída de precios, sobreoferta y la guerra comercial entre Estados Unidos y China mencionados anteriormente. Es previsible que las reservas tengan un comportamiento similar al final del año 2020 a lo sucedido entre los años 2015 y 2017, ubicándose en un R/P cercano a lo visto en esos años, con unas reservas que van a ser calculadas con precios bajos que no alcanzarían las rentabilidades esperadas para su desarrollo y

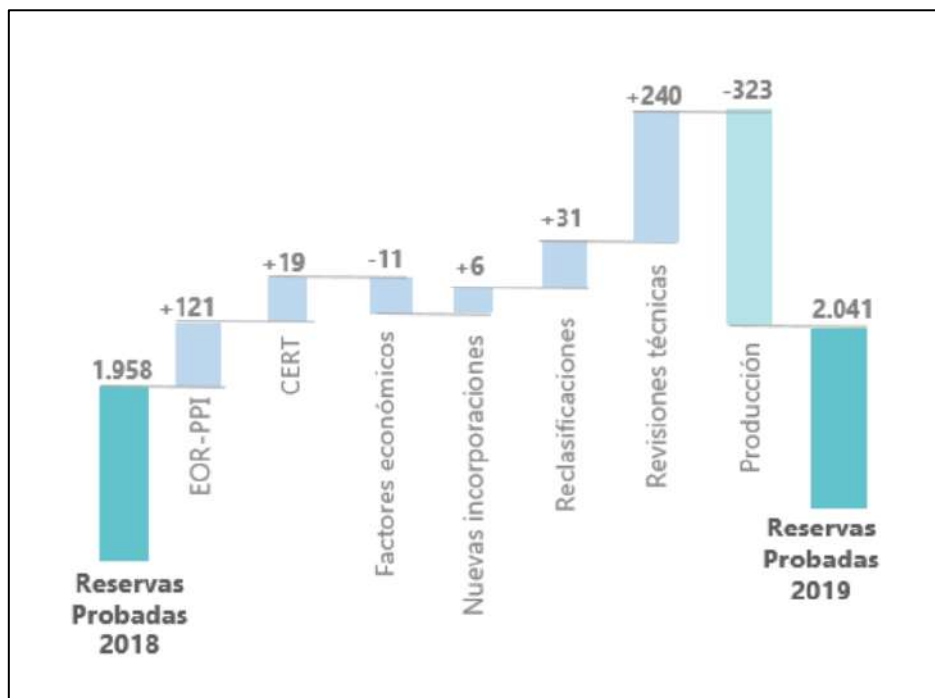
producciones igualmente menores, pero mostrando resiliencia de parte de los operadores, que generan un R/P menor.

Ahora bien, otra vista de esta gráfica es que entre el año 2011-2019 se ha compensado la producción de 3051 millones de barriles, con las mayores producciones históricas del país y un factor de recobro que no llega al 20 % del Petróleo Original en Sitio.

Esta situación muestra como volúmenes de reservas probables, posible y recursos contingentes han aportado a las nuevas reservas probadas cada año en el periodo mencionado.

En la Figura 49, se presenta el balance de reservas de petróleo generado por la ANH para el año 2019, en donde en su informe reconoce la incorporación de reservas provenientes de los proyectos de EOR y PPI, que corresponden al 30% de la revaluación final y ratifica la necesidad de continuar apoyándolos.

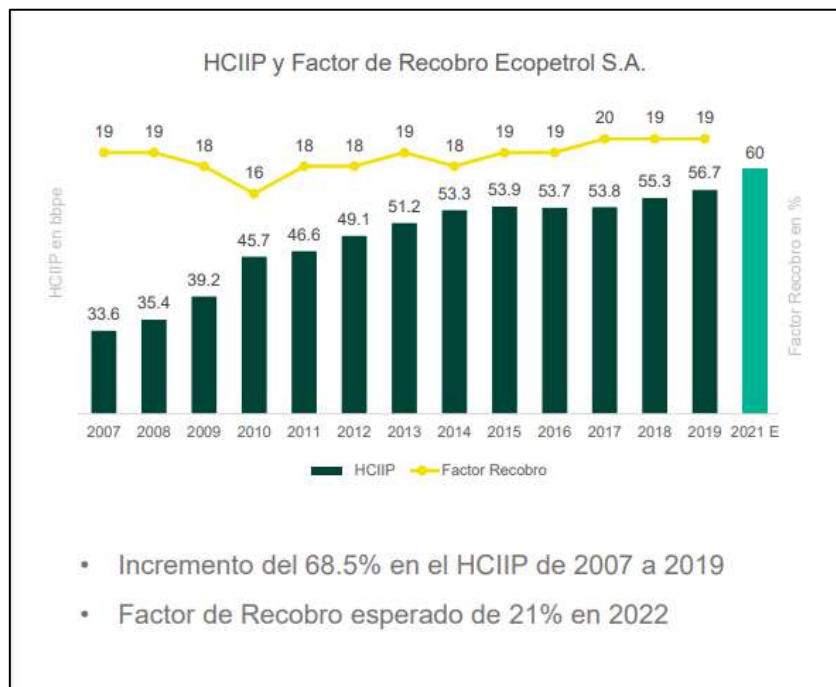
**Figura 49: Balance de reservas de petróleo – ANH IRR 2019**



Fuente: ANH IRR 2019

Ecopetrol en su Plan estratégico 2020-2022 (Figura 50) hace un análisis interesante en ese sentido mostrando que el factor de recobro de sus campos incluyendo el gas en BEP (Barriles equivalentes de petróleo) llegaría a un 21 % en el año 2022 (un 19 % de factor de recobro en Petróleo)

**Figura 50: Evolución del HCIIP y el factor de recobro de Ecopetrol en Colombia**



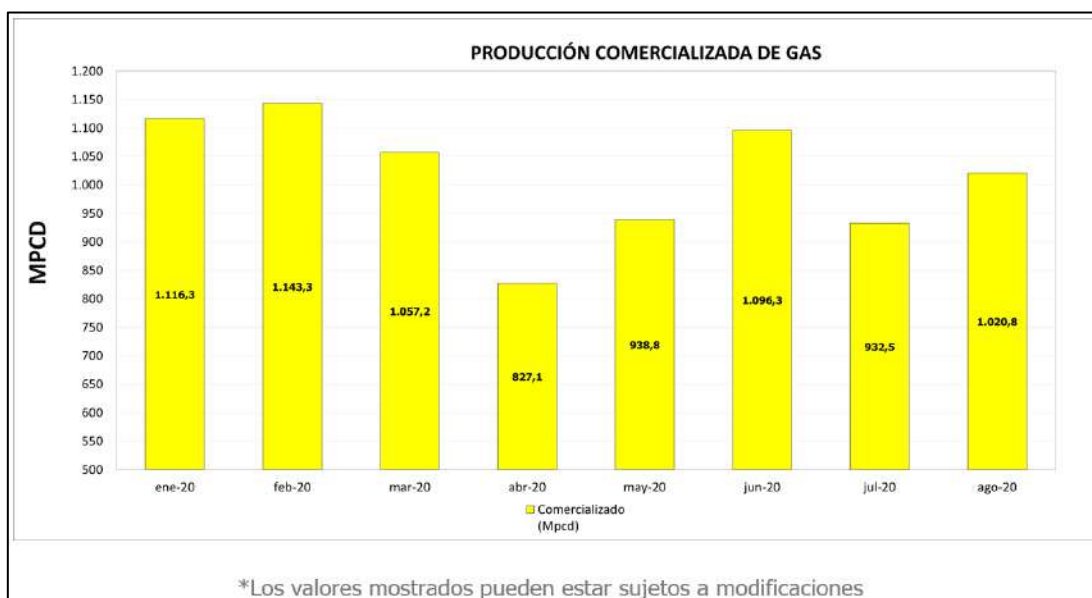
Fuente: Plan Estratégico de ECOPETROL 2020 a 2022.

A nivel país, con los demás campos en producción llegaríamos a un 18 % en petróleo en el año 2022, si el POES (Petróleo Original En Sitio), no sufre algún incremento importante. Se resalta en el Plan estratégico de Ecopetrol de corto plazo, que entre el 2007 al 2019 se ha incrementado el nivel para los HCIIP (Hidrocarburos Inicialmente In Place) que incluyen gas más petróleo en un 68,5%.

Este incremento de los hidrocarburos in place, tiene que ver más que con los hallazgos adicionales en el Casanare, con la reevaluación y mayor conocimiento en los campos de crudos pesados; Castilla, Chichimene, Rubiales, Quifa y en la cuenca del Valle Medio del Magdalena, La Cira- Infantas y lo que hoy se denomina Llanito Unificado, que reúne a Gala, Galán Llanito.

En cuanto al comportamiento del gas natural durante el presente año, Figura 51, es bastante uniforme y en general la producción es la comercializada, con la lógica contracción que se presentó en el pasado mes abril por la pandemia, en la cual la producción comercial cayó a niveles de 820 MPCD, una reducción de un poco más de 200 MPCD.

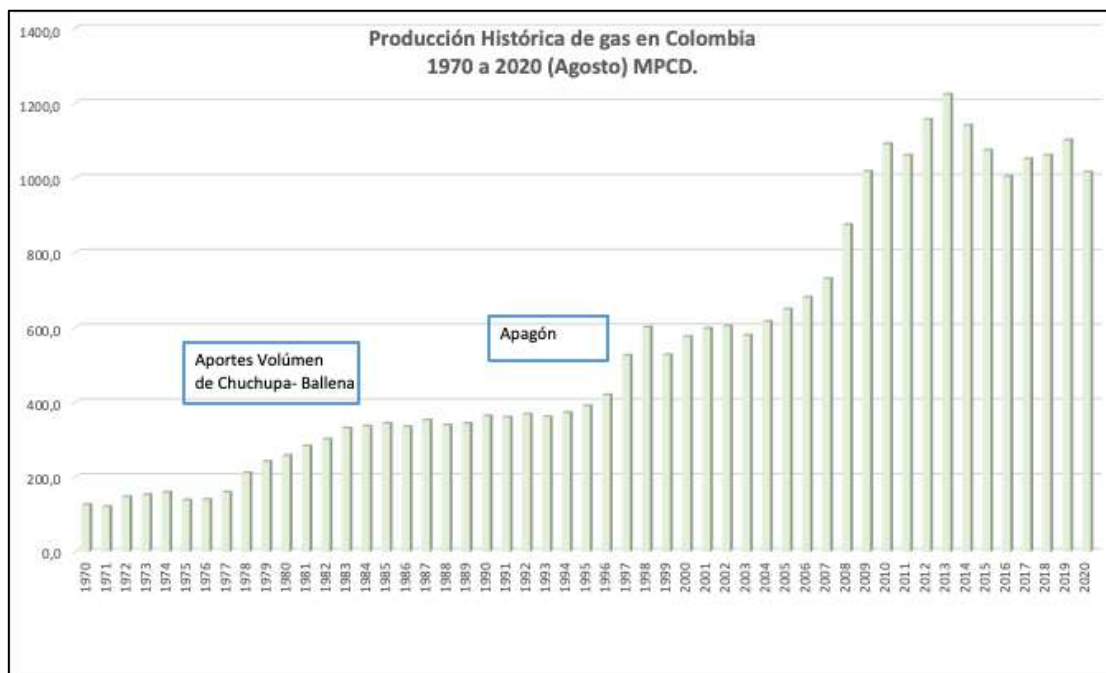
**Figura 51: Producción comercializada de gas en Colombia en 2020.**



Fuente: Datos estadísticos ANH.

El consumo se va recuperando; entre agosto y septiembre se comercializan del orden de 1000 MPCD, dado el regreso en operación de un mayor número de plantas industriales, y el parque automotor que funciona a gas. A septiembre, el promedio de gas comercializado cae apenas un 3,5 % con respecto al año 2019 y se proyecta que esta diferencia a final del año sea inferior al 3%. Dado que la producción de gas es para consumo interno y los precios de comercialización no han tenido la contracción de los del petróleo, los ingresos de las compañías que tienen una operación principalmente de gas como Canacol no se ven tan afectadas como las que están explotando comercialmente solo petróleo líquido.

**Figura 52: Historia de producción de gas 1970 a 2020.**

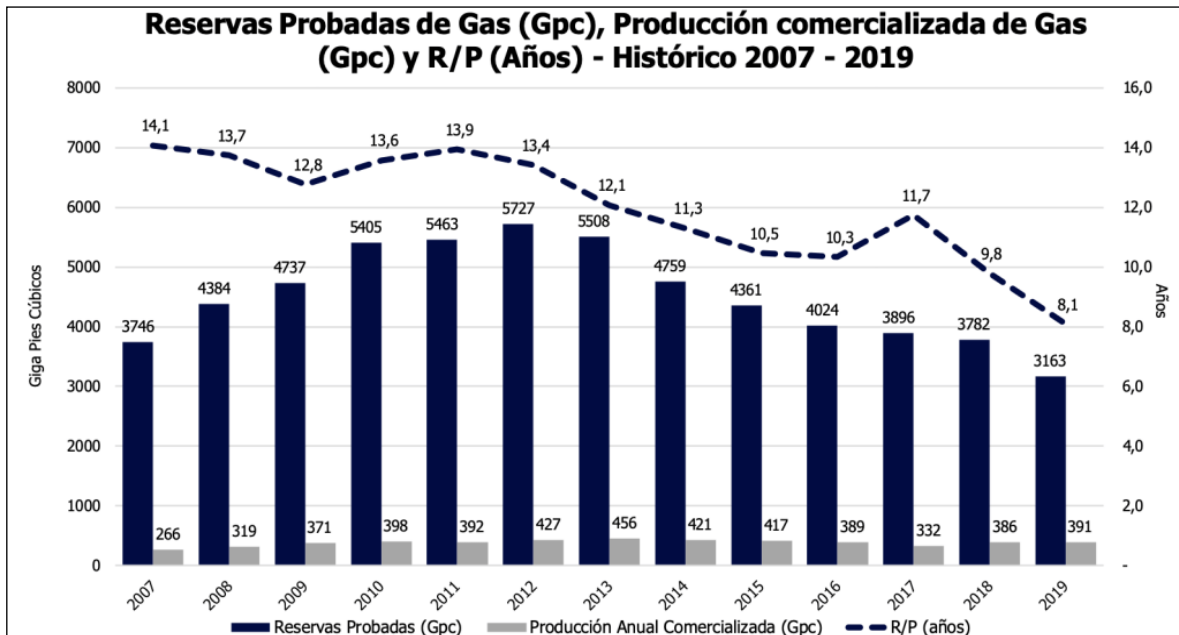


Fuente: BP STATISTICAL REPORT.

En todo caso, en el presente año habrá una disminución en la producción de gas comercializado, esta disminución se debe al gas asociado a los campos que producen igualmente petróleo y han sido afectados por la pandemia.

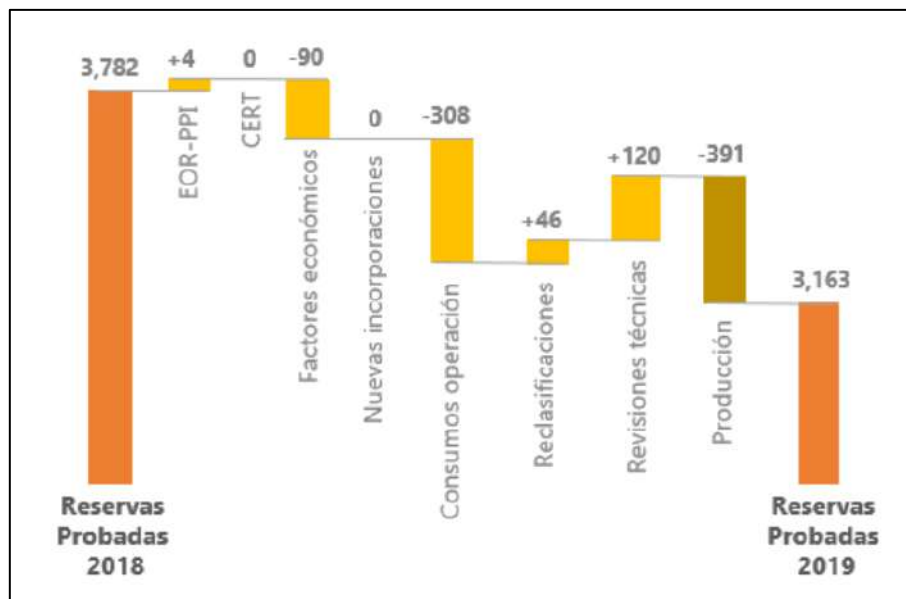
Al analizar la gráfica histórica de gas, Figura 52, en el año 2015 hay una disminución en el volumen de gas comercializado que se acentuó en el año 2016 momento en el cual inicia la operación de la planta regasificadora El Cayao en Cartagena. En el 2017 se afecta aún más la cantidad de gas comercializado por menores necesidades de las térmicas a gas.

Figura 53: Evolución de las reservas probadas de gas en Colombia 2007 a 2019.



Fuente: ANH Datos estadísticos – IRR2019

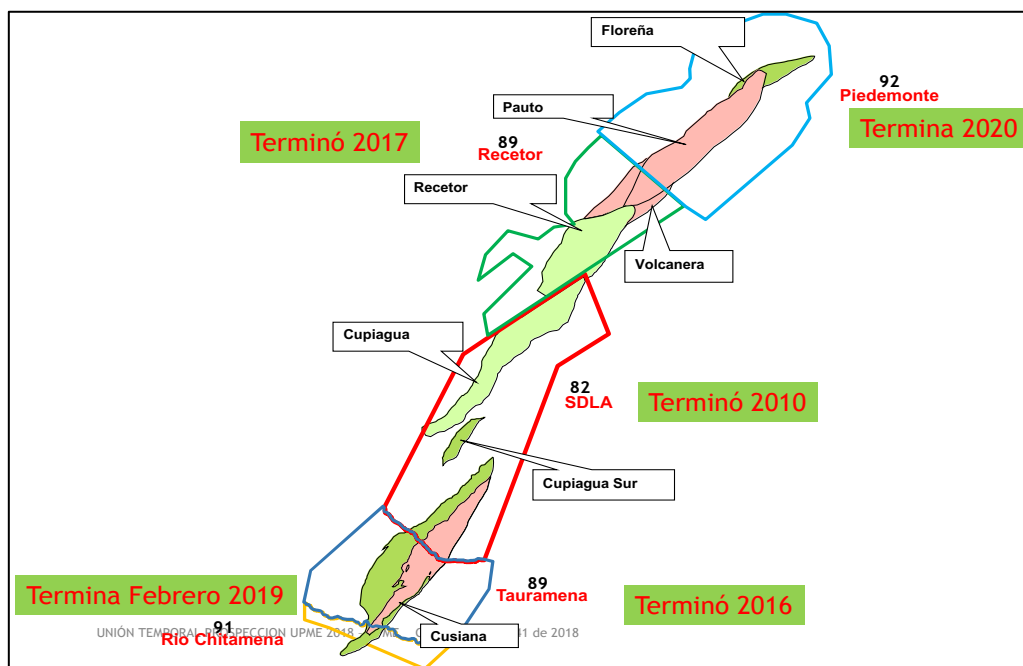
Figura 54: Balance de reservas de gas en Colombia ANH-IRR 2019.



Fuente: ANH IRR 2019

En cuanto a las reservas de gas, la Figura 53 muestra la evolución de las reservas probadas, la producción anual y los años que alcanzarían las reservas para la atender la producción del respectivo año. Hay dos años que muestran un comportamiento anormal, con un incremento importante en el año 2017, momento en el cual termina el contrato de asociación de los campos en el bloque Recetor y la firma de un proyecto de producción incremental en Cupiagua; la caída en los años 2018 y 2019 se debe a que se mantienen cerrados un importante número de pozos que de acuerdo con el reporte de Ecopetrol de recursos contingentes de ese año podrían aumentar las reservas en 0,45 y 0,8 Tera pies cúbicos. En la Figura 54, se presenta el balance de reservas de gas generado por la ANH para el año 2019

**Figura 55: Campos del Piedemonte Llanero y las fechas de terminación de los contratos de asociación.**



Fuente: ECOPETROL-ANH- Unión Temporal Prospección UPME 2018.

Estos datos están fuertemente afectados por la información que entregó a la ANH Ecopetrol y EQUIÓN, en un periodo en el cual terminan varios contratos de asociación. Se necesita aclarar los volúmenes del piedemonte llanero, para tener cifras que permitan una visión más acertada sobre las reservas con las que cuenta el país por parte de la ANH y el MM&E.



En 2020 Ecopetrol anuncia como su proyecto más importante; el proyecto incremental de petróleo y gas en los campos del Piedemonte Llanero (perforación de pozos y trabajos de reacondicionamiento). Con la terminación del último de los contratos de asociación con la empresa Repsol operados por la compañía EQUIÓN, Ecopetrol pasa a poseer el 100 % de los derechos del área con mayor producción actual de gas comercial en Colombia, al menos en el corto plazo (próximos 5 años), con los campos Cusiana, Cupiagua, Cupiagua Sur, Pauto, Floreña y Volcanera.

Igualmente se perfora un Importante prospecto exploratorio el pozo Liria YW-12 en el área del contrato Recetor continuando el proceso de “Near Field Exploration” que les ha dado éxito a los principales operadores de Colombia. De cumplirse los diferentes objetivos del proyecto, cada año habrá un importante aporte de nuevas reservas y recursos del Piedemonte al grupo Ecopetrol, y al país.

Para darle mayor seguridad al suministro de gas de país, el gobierno ha decidido impulsar la planta regasificadora del Pacífico como una prioridad. Hay varias contingencias que podrían hacer difícil el cumplimiento de las fechas del ingreso de ese gas en el momento más crítico 2024 al 2026, y se hace necesario, buscar estrategias que garanticen su realización como está planeado, o tener alternativas que mitiguen cualquier demora, que en general se presentan en estos proyectos de infraestructura.

La Unión Temporal sugiere, que el Ministerio de Minas y Energía y las dependencias adscritas que tienen incidencia en el suministro de gas realicen un ejercicio con los principales productores, por ejemplo Ecopetrol la potencialidad e ingreso de volúmenes que no aparecen en la oferta y contar con ese blindaje.

Hay que recordar que la entrada en producción de los importantes hallazgos realizados entre 2013 y 2017 en el offshore Caribe ha planteado que los volúmenes comerciales ingresen en los años 2026 a 2028. Ecopetrol anunció con el ajuste de su plan estratégico realizado en julio de 2020, que adelantarán la perforación y pruebas de pozos en cercanías del hallazgo de Orca-1 al final del 2021 y a comienzos del 2022.

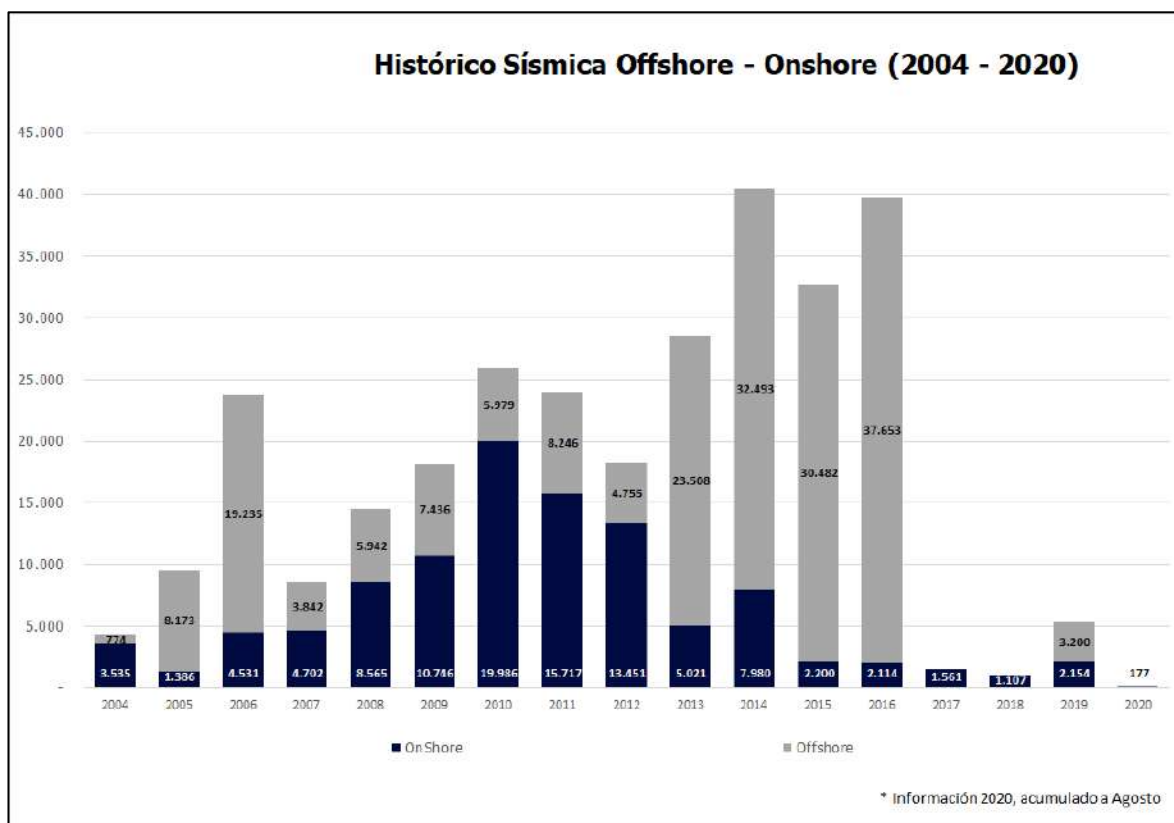
También tendrán actividades en los bloques Purple Ángel y Fuerte Sur a los que Shell ingresó luego del retiro de Anadarko, en donde se concentran los mayores hallazgos en Offshore desde el descubrimiento del campo Chuchupa. Con los

resultados de estas actividades se podría adelantar sustancialmente el ingreso de estos recursos descubiertos a reservas alrededor del año 2025.

Ecopetrol ha dado un parte de tranquilidad en su último informe trimestral de resultados de 2020 con sus proyecciones de generación de caja que con precios promedio del Brent de 38 USD/BI en 2020, 45 USD/BI 2021 y 55 USD/BI en 2022 se generaría una caja superior a los 17.000 millones de dólares, este es un dato muy importante que muestra buena salud económica de la primera empresa petrolera del país.

## 2.4 ACTIVIDAD EN LA INDUSTRIA PETROLERA

Figura 56: Historia de la adquisición sísmica en Colombia 2004-2020.



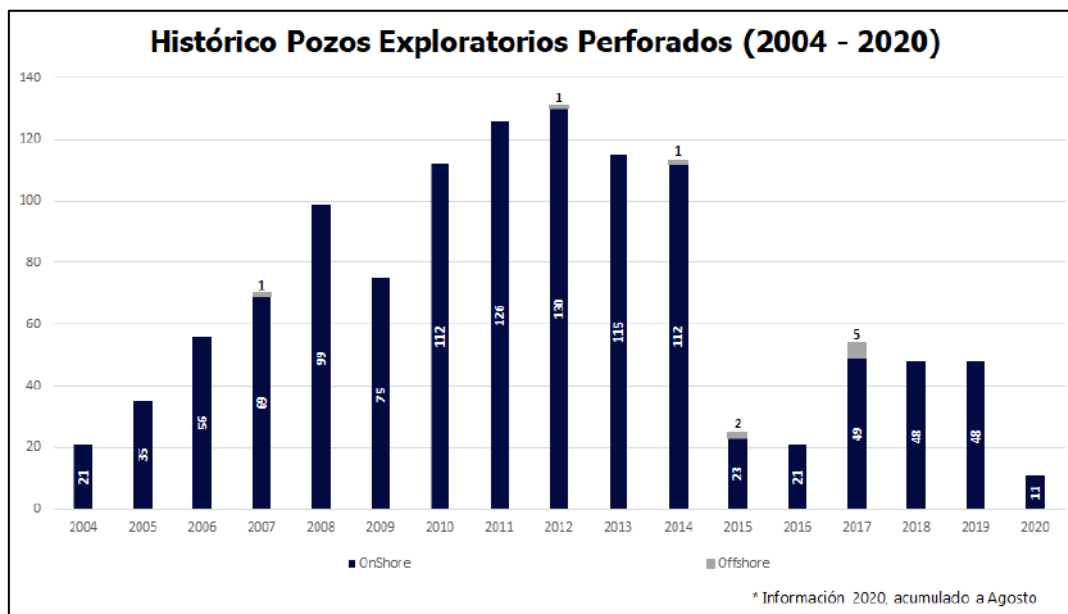
Fuente: ANH Datos estadísticos.

La adquisición sísmica en los últimos cuatro años está en un nivel que no se veía desde hace un poco más de 20 años. A septiembre solamente se han adquirido en 2020, 177 kilómetros de sísmica 2 D contra los 2.341 km del 2019, que marcaba una recuperación con respecto a 2017 y 2018. El año 2020 es indudable que se ha reducido a su mínima expresión por las restricciones de la pandemia y la incertidumbre en los precios futuros del petróleo (Figura 56) .

Igualmente, entre 2014 y 2019 ha habido una presión social que tiene dentro de sus causas la disminución en la distribución de regalías en las regiones productoras. Se espera que con la ley 2056 de regalías de septiembre 20 de 2020, disminuya este aspecto como parte de las preocupaciones de la comunidad y los grupos políticos que han presionado al gobierno por un mayor giro de recursos para inversión en las áreas de producción.

Otro aspecto importante en la reducción de la actividad exploratoria es la no suscripción de nuevos contratos de Exploración y Producción en el periodo de 2015 a 2018, sin que se realizaran las rondas de asignación de bloques que habían sido habituales entre 2007 y 2014. En su reemplazo y buscando darle una mayor dinámica a la industria se han impulsado los PPAA, Procesos Permanentes de Asignación de Áreas desde 2019, con esta estrategia se alcanzaron a asignar 18 áreas. Sin embargo, la coyuntura del mercado y las dificultades actuales han hecho que para el tercer ciclo de PPAA que está en proceso al 30 de octubre solo se realizaron propuestas por cuatro áreas dos por parte de Parex y dos por parte de Canacol en las cuencas del Valle Medio, Llanos y Valle Inferior del Magdalena.

Figura 57: Historia de pozos A2-A3 perforados en Colombia 2004-2020.



Fuente: ANH Datos estadísticos.

Los nuevos hallazgos solo se lograrán con perforación exploratoria y en ese aspecto se han tocado valores históricamente bajos, solo superiores a los pozos perforados en el año 2002, del 2017 al 2019 se perforaron cerca de 140 pozos con resultados aceptables en las áreas cercanas a los campos en producción. Sin embargo, llama la atención que varios hallazgos hoy no tienen un plan para confirmar su potencial, aun los que están en zonas accesibles, como en el pozo Bufalo-1, llevado a cabo por Ecopetrol y CPVEN en el municipio de Guaduas en donde se reportó el hallazgo de varias zonas de petróleo y gas a una profundidad de 4.500 pies, y no se tiene claro que pasará en ese proyecto y otros en su mismo estado (Figura 57).

Situación diferente han tenido hallazgos cercanos a los Campos de la empresa Canacol en el VIM, los de la empresa Frontera en cercanías de los campos de Guatiquía, Corcel y Cubiro en los Llanos Orientales, Andino y Andino Norte alrededor del campo de Capachos de la compañía Parex en asocio con Ecopetrol, y Bullerengue y Merecumbe de las empresas Hocol y Lewis.

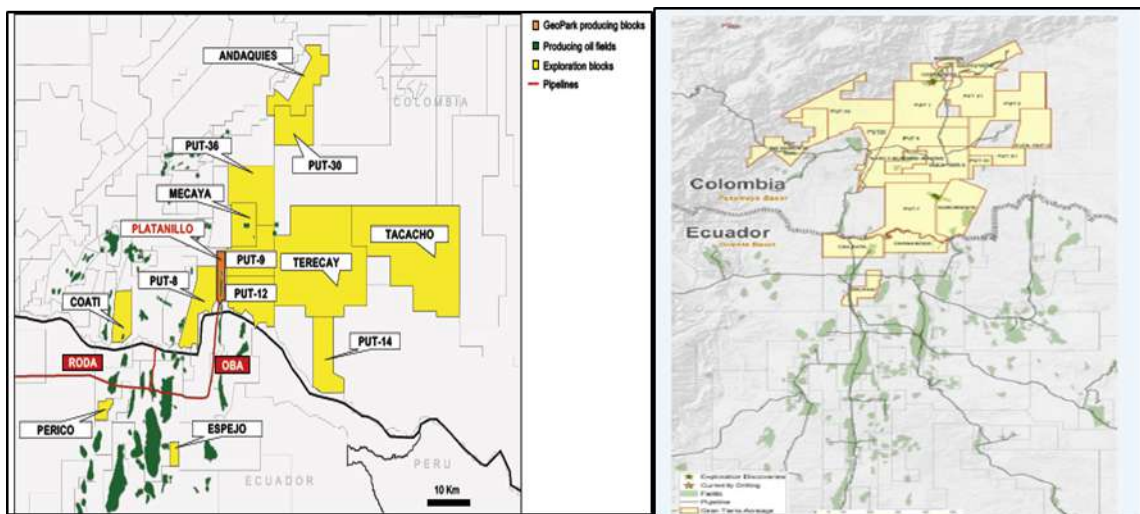
Hay tres (3) cuencas Onshore que aportarían en el corto y mediano plazo a los escenarios de petróleo y gas, que hoy mantienen la atención en exploración de los principales operadores del país, Valle Medio, Valle Inferior y Llanos Orientales. Se

proyecta que en el año 2021 paulatinamente se recuperarán las operaciones, y en el 2022, el país y el mundo tendrán que acelerar la marcha para hacer crecer la economía.

En el Offshore Ecopetrol, Shell, Repsol, Exxon y Noble tienen pendientes importantes actividades en la exploración del mar Caribe Colombiano y está diferida la inversión del 2020 de 250 millones de dólares. Se tiene una cifra similar en el 2021 que se comenzarían a ejecutar en el segundo semestre del año 2021 y durante el 2022.

En otra área habrá en mediano plazo actividad exploratoria, en Caguán Putumayo (PUT), esta cuenca cuenta con dos compañías que están haciendo importantes apuestas siguiendo el tren de hallazgos de campos del nororiente ecuatoriano, para aumentar los niveles de exploración, Gran Tierra que hace un par de años compró Petroamérica y PetroAndina, y Geopark que compró a finales del 2019 a Amerisur.

**Figura 58: Bloques exploratorios Geopark y Grantierra - Putumayo**

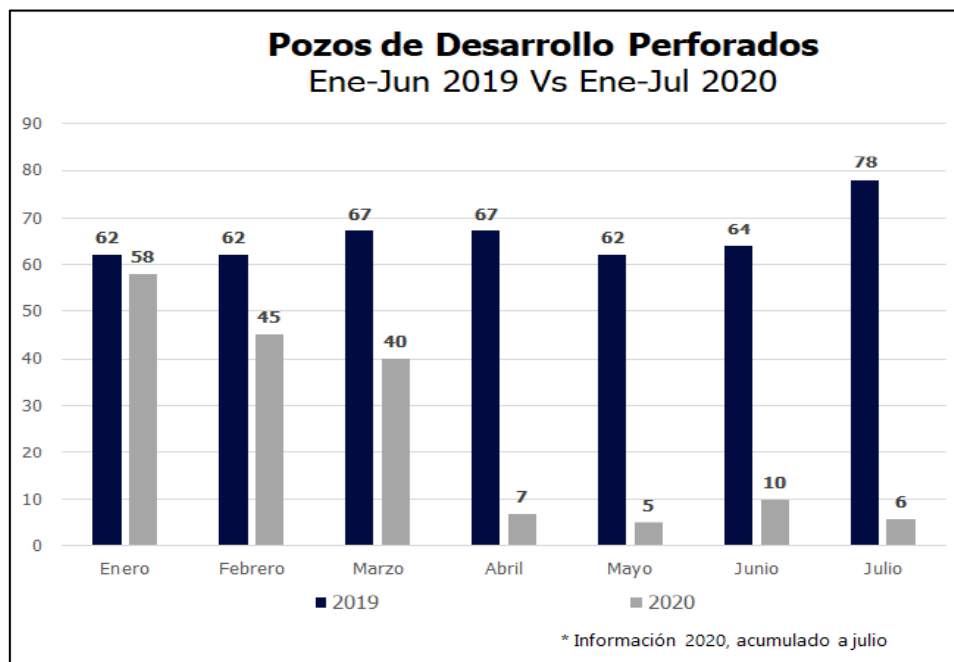


Fuente: Informe Grantierra y Geopark

En la Figura 58, en color amarillo se aprecian los bloques exploratorios que han alcanzado tanto Gran Tierra como Geopark. Un área importante de la cuenca.

Igualmente, después de muchos años Ecopetrol volvió a perforar en el Putumayo, con la perforación del pozo Alqamari-1 en espera de pruebas de producción, que podrían reactivar el interés en esta área de la cuenca.

**Figura 59: Comparativo de pozos de desarrollo perforados 2019-2020.**



Fuente: ANH Datos Estadísticos.

En materia de pozos de desarrollo, Figura 59, la actividad es baja a julio se habían perforado 171 pozos contra 462 en el año 2019, se estima un repunte importante en el segundo semestre en los campos de mayor producción para cerrar el año entre 250 y 300 pozos de desarrollo si las señales de precios así lo justifiquen.

En los proyectos de producción mejorada en Llanito Unificado y Nutria-Peroles, así como desarrollos adicionales en Akacias, Cajúa, Caño Sur entre otros si las condiciones económicas lo permiten se perforarían en el año 2021 un importante número de pozos de desarrollo.

Igualmente, una vez termine el contrato de asociación Nare en el año 2021, Ecopetrol directamente o con algún asociado podría retomar el ritmo de perforación de desarrollo de estos proyectos de crudo pesado en el año 2022. El proyecto incremental en Piedemonte y los campos más importantes tendrían actividad si los márgenes por barril lo permiten.

## **2.5 LA APUESTA POR LOS HIDROCARBUROS NO CONVENCIONALES**

Una buena parte de los expertos de la industria, el gobierno y Ecopetrol centran parte de las esperanzas para el incremento de las reservas de petróleo y gas en el desarrollo de los Yacimientos No Convencionales, que consiste en la explotación de la roca originadora de los hidrocarburos, o roca madre, que tiene como principal característica su baja permeabilidad de 1 nanomilidarcy o menor, razón por la cual requiere del fracturamiento de la roca y colocar un elemento conocido como propante (arena, o material equivalente) que mantenga esos conductos abiertos por las fracturas en cercanías del pozo.

Para esta operación, dadas las grandes dimensiones de las fracturas y los agentes de sostén para que no se cierre la fisura, se requieren volúmenes importantes de agua. Hay varias estrategias que se pueden utilizar y es la de usar aguas que no compitan con las aguas de riego, o la de utilización de los seres vivos en superficie.

Como ejemplo, dado que la principal apuesta de las empresas Ecopetrol y ExxonMobil se lleva a cabo en el Valle Medio del Magdalena se han planteado diferentes fuentes del área que pueden ser usadas, en especial las aguas asociadas a la producción de los campos Llanito y la Cira que explotan yacimientos más superficiales en las mismas localizaciones en donde se explotarían los YNC, o las aguas industriales en la refinería dada su cercanía a las áreas potenciales de estos yacimientos (Figura 60 y Figura 61).



**Figura 60: Posibilidades de fuentes de agua para pilotos de YNC en el Valle Medio del Magdalena**



Fuente: ECOPETROL Foro ANDI Octubre – 2019.

El modelo planteado por la industria, siguiendo los mayores cuidados de mitigación con el medio ambiente, establece una reutilización del orden del 90 %. Los mayores contaminantes se dispondrían en pozos de inyección.

**Figura 61: Estrategia de manejo del agua en los proyectos de los YNC en el Valle Medio del Magdalena**



Fuente: ECOPETROL Foro ANDI Octubre – 2019.

Dada la profundidad a la que se han encontrado estos yacimientos en el Valle Medio del Magdalena con más de 7000 pies, existen sellos horizontales de la naturaleza de lutitas o arcillas impermeables que no permitirían el paso de los fluidos utilizados para fracturar y para transportar el propante a los acuíferos superficiales, fundamentales para todos los seres vivos alrededor de los proyectos.

La controversia se centra en este aspecto y la certidumbre de que no existan riesgos ambientales, dando origen a grupos de expertos consultados por el Gobierno Nacional que han dado sus conceptos y una hoja de ruta para realizar pilotos, y con la evidencia científica tanto del cuidado con el medio ambiente, así como el real potencial de la tecnología en producir petróleo y gas se tomarían decisiones de eventuales desarrollos de estos Yacimientos No Convencionales.

Dependiendo de las cuencas que se pudieran explotar, y las áreas más atractivas, la potencialidad en adición de reservas presenta escenarios que podrían ir entre 4 y 24 Tera pies cúbicos, siendo las cuencas del Valle Medio del Magdalena (VMM), Cesar Ranchería (CES) y el Catatumbo (CAT) las principales cuencas de acuerdo con la información geológica y de yacimientos disponible a la fecha.

**Figura 62: Resultado de la ANH en los CEPI (Contratos Especiales de Proyectos de Investigación)**



Fuente: Página web ANH 30 de octubre 2020.

La ANH avanza en un proceso formal para seleccionar las empresas que van a llevar a cabo el desarrollo, que contempla la firma de los contratos respectivos para desarrollar los pilotos integrales de investigación para YNC el 23 de noviembre de 2020 con las compañías Ecopetrol, ExxonMobil y Drummond en las cuencas del VMM y CES (Figura 62).

Hay una gran presión social y de las entidades de control sobre los proyectos; esta podría dilatar la realización de los proyectos de investigación, cuya fase piloto es fundamental para que el país tome las mejores decisiones para el futuro económico y social de los colombianos. De manera acertada Ecopetrol ha diseñado en conjunto con sus áreas sociales y la comunidad un plan de inversiones sociales y ambientales en las áreas de eventuales pilotos y desarrollos para ganar confianza en el entorno social de los proyectos.

## **2.6 EXPLOTACIÓN DE YACIMIENTOS DESCUBIERTOS QUE NO ESTAN EN OPERACIÓN Y EL PAPEL DE LOS PROYECTOS DE RECObRO MEJORADO**

Existe un importante número de campos que administran Ecopetrol o la ANH que hoy no están en operación. Ecopetrol ha manejado en los últimos años varias rondas de desinversión sobre campos que están cerrados o en condiciones marginales, o en donde hay áreas que requieren un mayor esfuerzo de inversión y en el proceso de portafolio no han obtenido los recursos para su evaluación o desarrollo. Para estos campos ha habido dos estrategias, en una en donde los técnicos de Ecopetrol estiman un alto potencial, se negocia con empresas que colocan recursos financieros y humanos, así se tienen ejemplos exitosos con empresas como Parex en el campo Capachos y los campos aledaños descubiertos en Andino y Andino Norte, con un potencial de 6000 BPD y el proyecto de incremento de recobro en el campo Aguas Blancas. Igualmente se llevan a cabo actividades exploratorias en el bloque Playón, campo descubierto Boranda con éxito.

La otra estrategia es la de escindir varios activos como fue el caso de los campos El Dificil, Entrerrios y Guarimena comprados por la empresa Petróleos Sudamericanos aportan hoy del orden de 500 BPD y 15 MPCD, con producciones que han alcanzado los 800 BPD y los 20 MPCD, luego de estar cerrados.

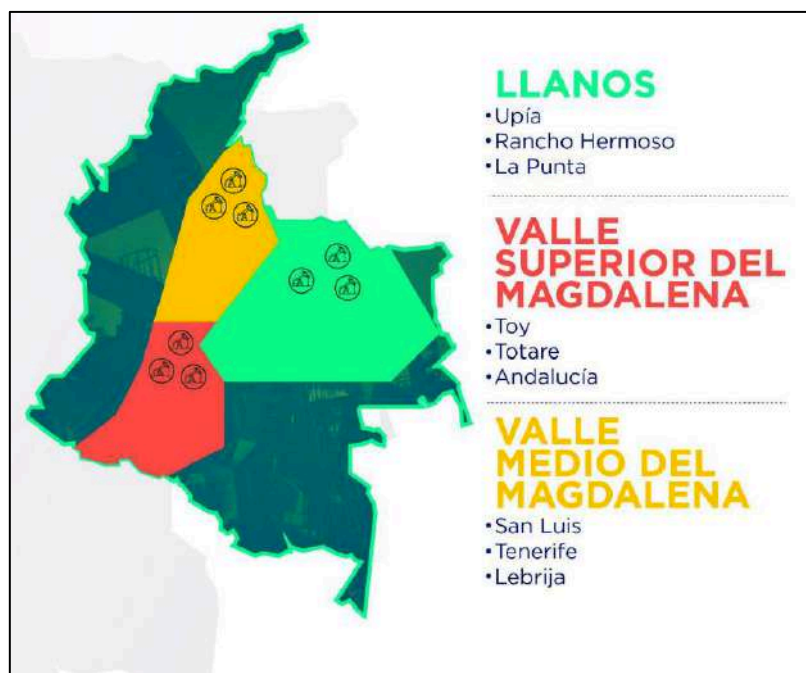
Posteriormente en el año 2016 se vendieron varios activos por 53,4 millones de dólares. De estos, hay actividades de perforación y Work Over en los campos Río Zulia, Toroyaco del activo Santana, Valdivia – Almagro y la reapertura de los campos Nancy-Maxine-Burdine. A junio 2018 producían un poco más de 1000 BPD y desde el final del 2019 producen más de 2000 BPD. Faltan por reactivar en el putumayo los campos de Maxine y Burdine y en el Catatumbo Río de Oro y Puerto barco, estos últimos por orden público. Ecopetrol ha recibido en estas dos rondas de venta unos 133 millones de dólares y el país ha recuperado producción de crudo y gas en activos que no estaban siendo fuente de inversiones y atención técnica.

En los campos Río de Oro y Puerto Barco se presenta una situación de orden público que ha mantenido estos campos sin desarrollo por varias décadas. Solo la empresa “Petrotesting” inició su reactivación hace unos 10 años y fue objeto de atentados por actores armados de la zona, hasta su cierre Temporal, la complejidad de esta zona hace prever que en el corto plazo no se podrá aprovechar la gran potencialidad de estas áreas.

Tanto Ecopetrol, como el país y las empresas que realizan los negocios han ganado con la apuesta por estos campos que eran hasta hace pocos años completamente marginales. Se ha probado que las dos estrategias funcionan, las experiencias del 2012 y el 2016 han mostrado sus bondades para la empresa.

Con la experiencia y capacidad de Ecopetrol primera empresa petrolera del país y de la ANH administrador de recurso petrolero, se cuenta con los recursos para poder hacer más rápido el manejo de oferta de otros activos de producción, Ecopetrol en el pasado mes de septiembre 2020 lanzó una nueva ronda con nueve campos en tres cuencas del país, Valle Medio del Magdalena, Valle Superior y Llanos Orientales, en la primera semana de diciembre se realizará la subasta (Figura 63).

**Figura 63: Campos para desinversión de la ronda Ecopetrol 2020.**



Fuente: Página web De ECOPETROL

Adicionalmente la ANH tiene dentro de sus funciones, conforme a lo señalado en el Artículo 4 del Decreto Ley 1760 del 2003, complementado por el Artículo 3 del Decreto Ley 4137 del año 2011, el cual desarrolla las funciones y disposiciones establecidas en el Decreto 0714 de 2012 le competen a la ANH indica:

“...administrar integralmente las reservas y recursos hidrocarburíferos de propiedad de la Nación; promover el aprovechamiento óptimo y sostenible de los recursos hidrocarburíferos y contribuir a la seguridad energética nacional,,,,,,”, cumpliría en todo su contexto con este mandato realizando una oferta dinámica de opciones de bloques exploratorios con descubrimientos sin explotar o con alguna historia de producción.

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

Existe incertidumbre en este aspecto en estos momentos, dado el planteamiento actual de mantener en evaluación lo que se ha llamado la liga B para el desarrollo de esos activos desde el 2018. La ANH ha centrado sus esfuerzos en los procesos de los PPII Proyectos Piloto de Investigación Integral para los Hidrocarburos No Convencionales y los PPAA Procesos Permanentes de Asignación de Áreas, que suponen en el largo plazo mayores aportes volumétricos. Valdría la pena valorar si para el corto y mediano plazo se instrumentan herramientas que logren incorporar la producción y reservas de petróleo y gas de estos activos devueltos a la ANH.

## **2.7 INCREMENTO EN EL FACTOR DE RECOBRO**

Los proyectos de incremento de recobro han generado la mayor cantidad de adición de reservas en los últimos años y con bajo factor de recobro de los yacimientos en explotación, son hoy la estrategia de corto y mediano plazo para adicionar reservas (Figura 64).



**Figura 64: Expectativas de los campos del grupo Ecopetrol con tecnologías de recobro mejorado.**



Fuente: Actualización del Plan Estratégico de Ecopetrol, julio 2020.

Como se mencionó anteriormente el país desde el año 2011 ha agregado más de 3000 millones de barriles de reservas que han sido producidas hasta el año 2019, ante la ausencia de grandes descubrimientos como los de la década de 1990 – 2000 con Cusiana -Cupiagua, los mayores aportes volumétricos a la producción del país han sido a través del incremento del factor de recobro.

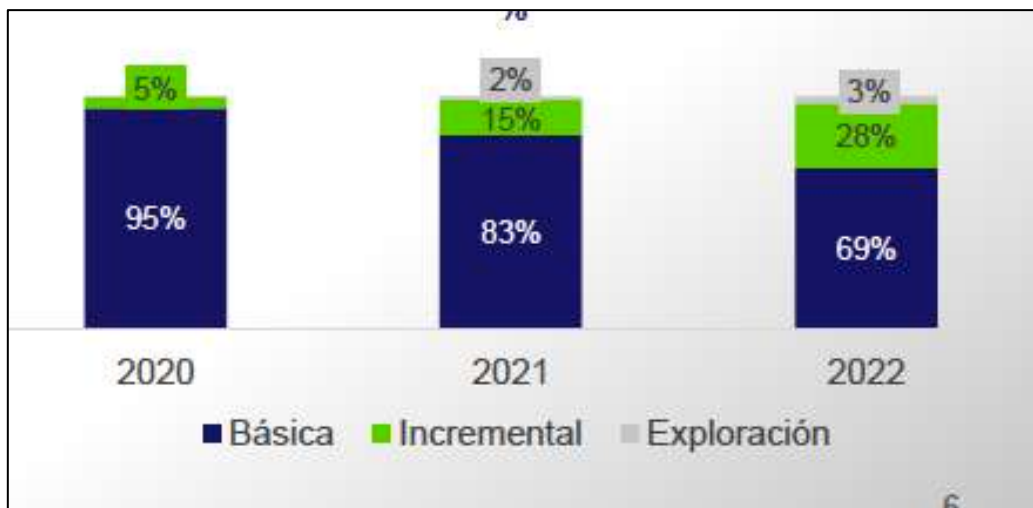
Ecopetrol ha venido desarrollando esa estrategia desde la década del 2000, y la ANH la ha fortalecido desde que el Ministerio de Minas y Energía le delegó las funciones de fiscalización y seguimiento a las reservas en el año 2013.

Como se observó en la historia reciente de producción del país, después de la caída de precios del año 2016, la producción del país ha tenido una declinación negativa con mayores aportes en proyectos como la inyección de agua en los campos Castilla, Chichimene, La Cira y Acordionero y otros, así como la inyección de polímeros en campos de los Valles superior y Medio del Magdalena, y su evaluación en el campo Chichimene. La gráfica muestra que, con estas



tecnologías, más la inyección de vapor y la combustión in situ se podrían adicionar otros 3400 millones de barriles a las reservas del país (Figura 65).

**Figura 65: Evolución producción básica versus incremental.**



Fuente: Web ECOPETROL - Actualización del plan de negocios agosto 2020.

La importancia de la producción incremental por proyectos de incremento de recobro la presentó Ecopetrol en la actualización de su plan de negocios de corto plazo, y estima que prácticamente el 30 % de su producción en el 2022 vendrá de estos proyectos, aun con la existencia de la pandemia en 2020 y 2021.

Los hallazgos importantes en los últimos 6 años de crudos pesados y extra pesados en los bloques CPO9, CPO10, CPO-11, CPO12, Quifa y Caño Sur. La infraestructura existente, la inestabilidad de precios del petróleo, los requerimientos de diluyentes, las exigencias ambientales y presión social en las áreas de influencia entre otros, no han permitido una explotación más agresiva, que se potenciaría con las tecnologías de recobro mejorado. En el 2018, Hupecol adquirió el bloque CPO-11 y le vendió el 50 % a PAREX, con unas señales de precio adecuadas estos operadores con comprobado éxito en la exploración y producción de hidrocarburos en los Llanos Orientales dinamizarán el conocimiento de su potencial. En el bloque CPO-9 se había iniciado un proceso de desarrollo que alcanzó los 20.000 BPD en 2019.

En todo caso, ante la incertidumbre y con una infraestructura que a mediano plazo podría estar tratando y evacuando volúmenes de producción menores, pareciera

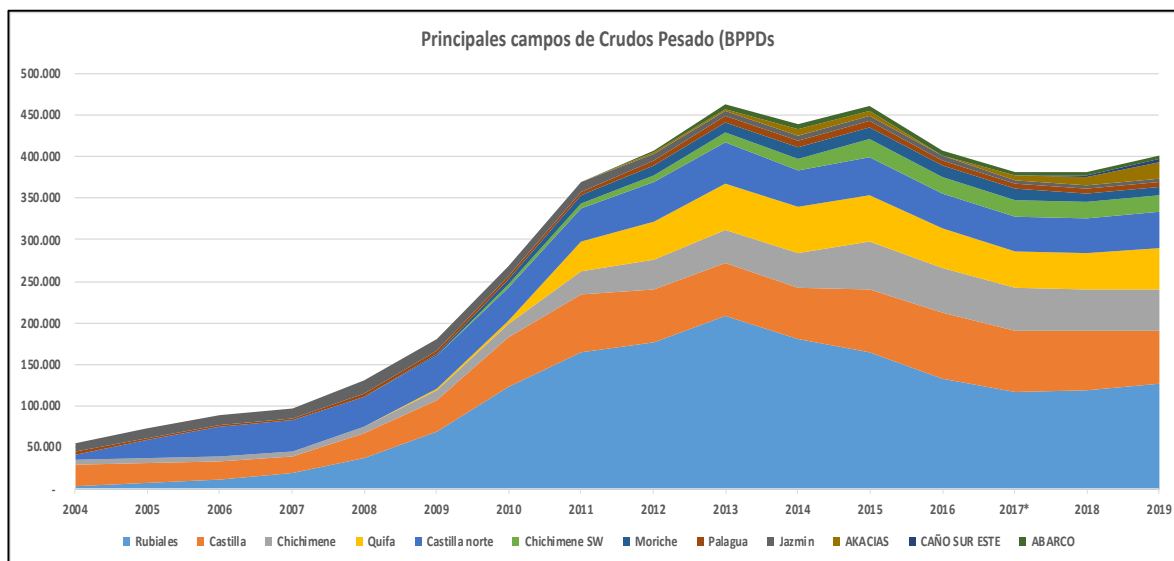
que hay que aprovechar sinergias para “Plateaus” de producción de crudos pesados y extra pesados de más de 10 años.

Castilla, Chichimene, Rubiales y Quifa Suroeste, mantienen un alto aporte a la producción nacional con una infraestructura sólida y siendo para Ecopetrol mejor negocio seguir con el recobro de estos campos, solamente Caño Sur Este y CPO-9 tienen hoy planes que van a contribuir a ir agregando importantes volúmenes de petróleos pesados y extra-pesados, habría que definir cuál es el mayor “plateau” de estas producciones.

Dada la transición energética que se está presentando en el mundo, el que estos importantes volúmenes no se queden como recursos contingentes y nunca pasen a ser reservas, obliga a visualizar las estrategias que hagan económicos sus desarrollos. En la última década, Colombia ha obtenido sus mayores producciones e ingresos de los crudos pesados. Los altos volúmenes de Petróleo Original en Sitio en los principales campos en producción y el potencial de los hallazgos no desarrollados plantean un reto interesante para los operadores, la ANH (Agencia Nacional de Hidrocarburos) y el Ministerio de Minas y Energía.

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

**Figura 66: Principales campos de crudos pesados.**



Fuente: Unión Temporal Prospección UPME 2020.

Como se muestra en la Figura 66 la producción de crudos pesados sigue siendo de un aporte muy importante para el país del orden de 400 mil BPD, en una producción total país del orden de 860 mil BPD.

Históricamente en Colombia el factor de recobro se ha mantenido alrededor del 16-18 % del Petróleo Original en Sitio (POES), porque a pesar de aumentar las reservas y compensar la producción se han adicionado volúmenes nuevos como los de Jacana y Tigana, y se han aumentado los POES de los campos más grandes del país (POES del orden de 62.000 millones de barriles). Las reservas reportadas a desarrollarse a futuro con los campos activos alcanzarían al límite económico con factor de recobro final promedio país entre 22 y 23 %, relativamente bajo a nivel internacional.

Un 10% adicional (para alcanzar un promedio país cercano al 30 %), sobre los 62.000 millones de barriles estimados de Petróleo Original en Sitio para horizontes de tiempo del mediano al largo plazo serían una meta razonable con las tecnologías de los proyectos de incremento de recobro que se han venido implementando en el país, y ampliar el límite económico dependerá de la evolución de los diferentes factores críticos de éxito para alcanzar metas de factor, este Volumen permitiría cerca de 20 años con producciones del orden de 1 millón de barriles por día .

En Colombia se han explotado yacimientos con excelentes factores de recobro, en Caño Limón sus yacimientos han registrado factores de recobro cercanos al 70 %, así como los campos de crudo liviano en el Casanare y campos del Piedemonte Llanero con recobros del orden del 50 % entre otros. Si bien las posibilidades de un mayor factor de recobro dependen de muchos factores, unos técnicos como las calidades de roca y fluidos, otros económicos como los precios que dependen del entorno internacional y los costos que muestran las eficiencias de las compañías y los países, tener una visión de un factor de recobro de los volúmenes actuales del 30 % está respaldada en las tecnologías disponibles y el aporte de reservas por este tipo de proyectos en los últimos 10 años.

### **3 FACTORES CRÍTICOS DE ÉXITO EN LA ACTIVIDAD EXPLORATORIA DE HIDROCARBUROS Y EL AUMENTO DE FACTOR DE RECROBRO DE HIDROCARBUROS ENCONTRADOS.**

Una vez analizados los entornos internacional y nacional que afectan al país, se han propuesto por parte de la Unión Temporal Prospección UPME 2020, en cuatro ejes principales: los factores críticos del negocio, los que tienen que ver con decisiones de gobierno-Estado, los que afectan la interacción con la sociedad y oportunidades de crecimiento.

#### **3.1 FACTORES CRÍTICOS TÍPICOS DEL NEGOCIO.**

##### **3.1.1 MAYOR ACTIVIDAD EXPLORATORIA-POTENCIAL GEOLÓGICO.**

Desde hace varias décadas se ha afirmado que Colombia es un país inexplorado, igualmente hizo carrera la premisa que no éramos un país petrolero, sino un país con Petróleo, y la actividad actual no va el línea con el deseo de esa mayor actividad petrolera que se necesita para encontrar campos productores de petróleo y gas; con 11 pozos exploratorios al corte de este informe y una proyección que podría alcanzar los 20 pozos al final del año, está lejos de los entre 50 a 60 pozos exploratorios por año planteados por el gobierno en las bases del Plan Nacional de desarrollo por la ANH y Planeación Nacional.

Las nuevas oportunidades de perforación se generan de la adquisición sísmica, con un quinquenio con los valores históricos más bajos en los últimos 20 años de

sísmica en tierra (Onshore), hay menos posibilidades en el corto plazo para generar prospectos. Situación contraria se ha presentado en el Offshore del Caribe, que con un enorme esfuerzo llevado a cabo por operadores como Anadarko, seguida por Ecopetrol, Repsol, Shell y Petrobras en 2015, 2016 y años anteriores, llevó a descubrimientos estimados como los más importantes en Offshore desde el hallazgo de Chuchupa y Ballena a finales de los años 70. Los datos muestran que solo con una actividad exploratoria importante conoceremos el verdadero potencial petrolero del país.

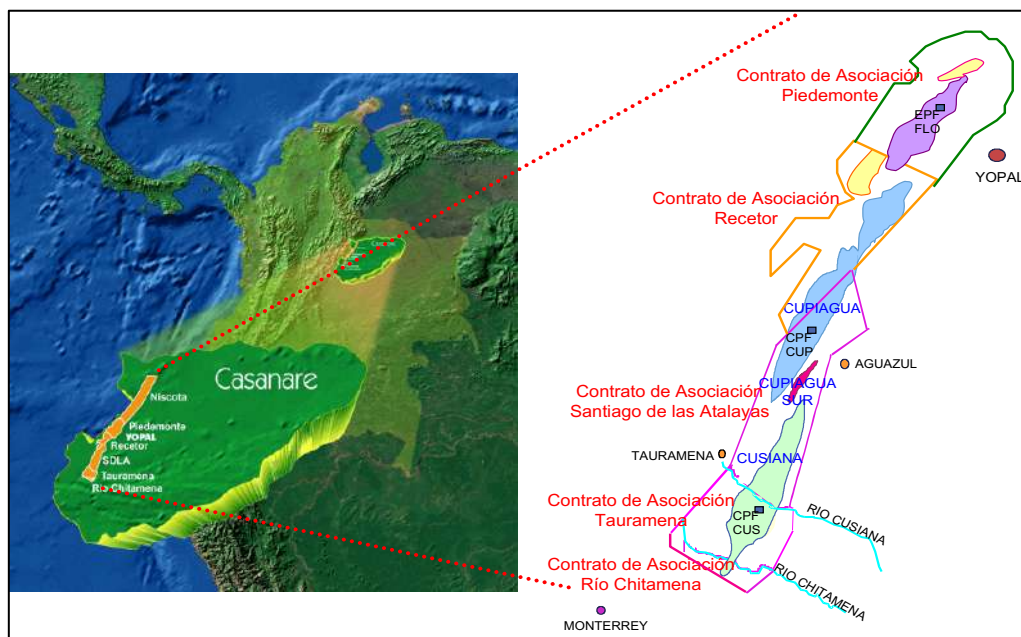
El 10 de noviembre, Ecopetrol hizo público en el diario Portafolio que en la solicitud de aprobación de convenios de E&P en las áreas de contratos de asociación que terminaron recientemente está incluida una importante campaña exploratoria, entre los contratos incluidos están Magangué, Farallones, Piedemonte, Recetor, Río Chitamina, Tauramena, Santiago de las Atalayas, Río Magdalena y el Piñal, que incluyen a los departamentos de Casanare, Boyacá, Meta y Bolívar.

En los dos extremos del tren de depositación de los yacimientos del Piedemonte Llanero que tienen alto contenido de gas y condensados hay campos por evaluar y desarrollar; por el norte el área del Campo Niscota y en el sur del tren de depositación contiguo al contrato de Río Chitamina, en el bloque Llanos 25, la empresa Frontera perforó el pozo Acorazado-1 y en su momento fue anunciado como un hallazgo prometedor por parte de Frontera. El área del bloque Llanos 25 es delgada y rodeada de una zona reservada por la ANH. Los datos iniciales podrían mostrar la continuidad de yacimientos del campo Cusiana en Río Chitamina.

En el otro extremo la continuidad del tren al norte del contrato de Piedemonte, campos Pauto y Floreña con el bloque Niscota, campo Hurón fue mostrada con información técnica presentada a la ANH por Equión y Ecopetrol, el contrato fuente de un proceso competitivo, resultó contrario a los intereses de las empresas que le hicieron la propuesta a la ANH, y no hubo forma de encontrar una fórmula para hacer rentables las operaciones en esa área.

Lo visto en el pozo exploratorio Acorazado en el bloque Llanos 25 y la potencialidad de Niscota al norte, justifican que Ecopetrol tenga dentro de sus estrategias de Exploración del Piedemonte Llanero el modelo de “Near Field Exploration” (Figura 67).

**Figura 67: Piedemonte Llanero**

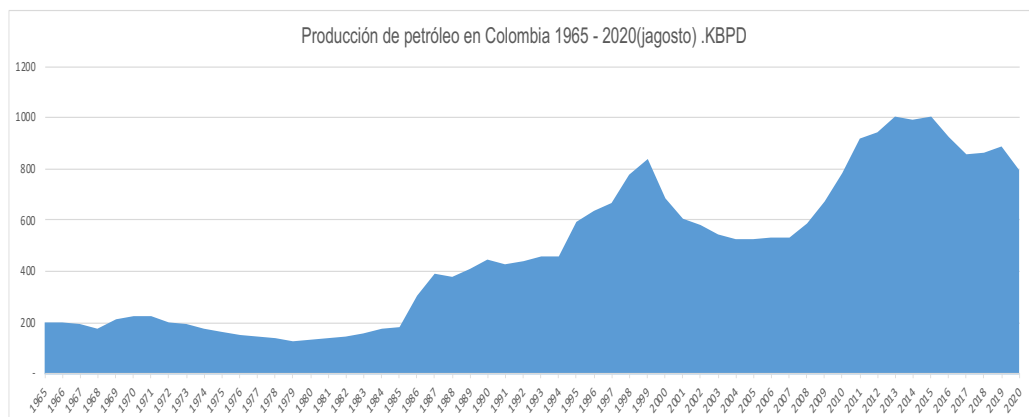


Fuente: Unión Temporal Prospección UPME 2018.

### 3.1.2 AUMENTO DEL FACTOR DE RECOBRO

Luego del comienzo en la declinación de los importantes yacimientos del Piedemonte Llanero de Cusiana y Cupiagua en 1998, con una producción de petróleo pico de más de 800 mil barriles por día cayendo en el 2001 a producciones del orden de 560 mil barriles por día que se mantuvo hasta cerca del año 2007, diferentes coyunturas como la de incrementos en el precio internacional hicieron que los desarrollos en campos en producción de crudos pesados y los proyectos de incremento de factor de recobro tomaran un papel fundamental, llevando al país a superar en 2013 y 2015 un millón de barriles por día la producción de petróleo (Figura 68).

**Figura 68: Historia de producción petrolera en Colombia 1965-2020**



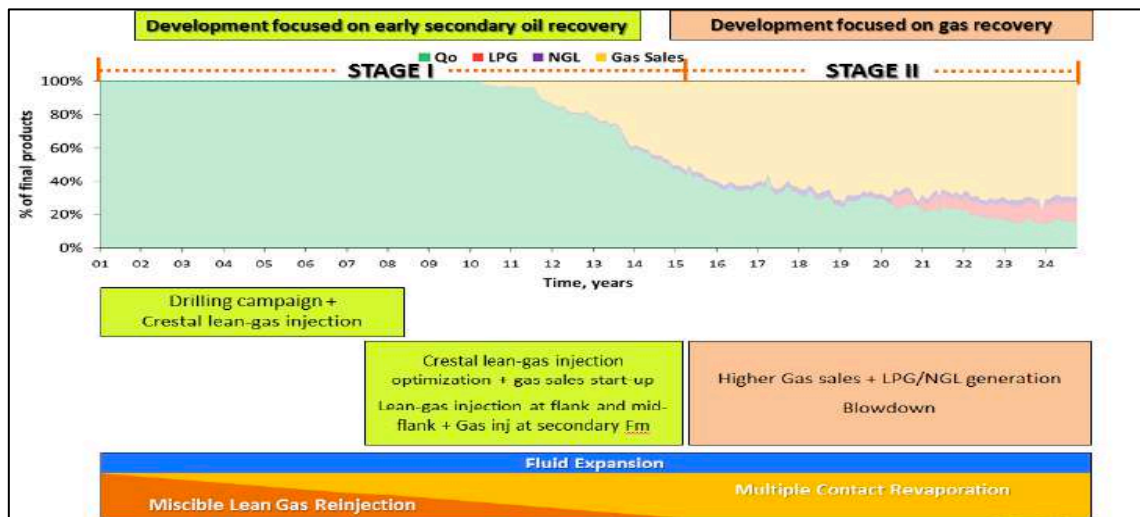
Fuente: BP STATISTICAL 2020 REPORT– UT Prospección UPME 2020.

Como se comentó en el entorno nacional, el paso de volúmenes de recursos contingentes a reservas probadas ha sido lo más importante en los más de 3000 millones de barriles que se han agregado a las reservas probadas desde el 2011 a 2019. Los principales operadores del país plantean proyectos de aumento de recobro en sus principales yacimientos con oportunidades del orden de 4000 millones de barriles en el mediano plazo (los próximos 10 años) y cercanos a los 6000 millones de barriles, un 10 % adicional de recobro promedio en el país del Petróleo Original en Sitio, en el largo plazo.

Un papel importante en el corto plazo lo tendrá la explotación de los yacimientos en el Piedemonte Llanero, como lo muestra la Figura 67. Estos yacimientos en su primera etapa producen la fase de petróleo y se le reinyectan grandes volúmenes de gas. Inician producción comercial de gas en una fase temprana de la Etapa I de explotación y luego son el hidrocarburo principal en ser explotado en la fase II (Figura 69). Los campos del Piedemonte se encuentran en la Etapa I, los campos Floreña, Pauto, Cupiagua, Cupiagua Sur, y Cusiana en etapa II. Cusiana con un recobro estimado del 64 %.



**Figura 69: Modelo de explotación de fluidos en los yacimientos de los campos del Piedemonte Llanero**



Fuente: Presentación Ecopetrol a ANH septiembre 2017

Al igual que los yacimientos del Piedemonte, los grandes yacimientos de crudos pesados de la cuenca de los Llanos tienen la oportunidad de adicionar reservas dado su alto POES y bajo factor de recobro acumulado, que no alcanza en ninguno de los yacimientos el 15 %. Castilla Norte y Chichimene, con menos del 10 % y Akacias, Jaspe, Caño Sur Este, Cajúa y Nueva Esperanza con recobros menores del 2 %.

### 3.1.3 DESARROLLO DE CAMPOS DESCUBIERTOS NO DESARROLLADOS Y CAMPOS INACTIVOS.

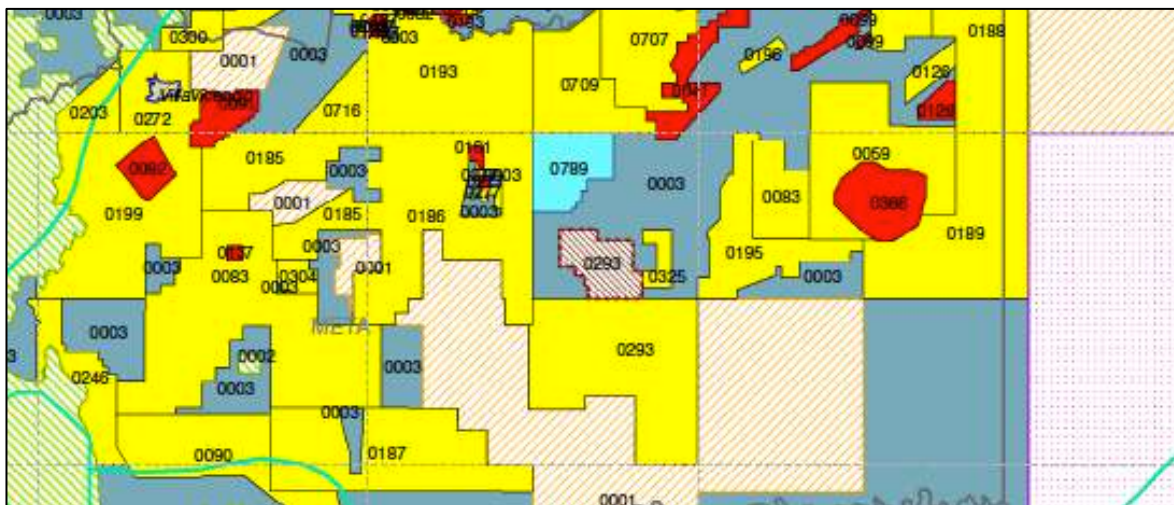
En la última década se han realizado varios hallazgos en el país, en su gran mayoría siguiendo la estrategia de “Near Field Exploration”, que han demostrado que en las áreas maduras faltan descubrir volúmenes, que se han convertido en importante áreas, consideradas inicialmente muy pequeñas; ejemplos de ellos son los campos en las áreas de Tigana-Jacana en los Llanos Orientales, campos Clarinete-Nelson en Valle Inferior del Magdalena, Caño sur, Cajúa y Jaspe en los alrededores de Rubiales -Quifa, Akacias y Nueva Esperanza continuando los yacimientos del campo Chichimene desde el bloque Cubarral hasta el bloque CPO-9, el campo Chipirón en los alrededores de Caño Limón y muchos otros que continúan la tendencia.

Sin embargo, también se han realizado hallazgos que no han tenido desarrollo desde su descubrimiento, algunos de ellos en áreas que mantiene Ecopetrol y otros que fueron devueltos a la ANH.

Por la vía de licitaciones y asociaciones estratégicas Ecopetrol ha escindido sus derechos parcial o totalmente en algunos de estos campos y hoy en día han adicionado reservas de petróleo y gas. Sin embargo, aún Ecopetrol mantiene cerrados o en estado marginal campos en todo el país como Pachaquiario, Quimbaya, Quebrada Roja, Toca, Cedral, Colorado, Catalina, Aguas Claras, Alea, Arce, Chicalá, Petrólea, Carbonera-La Silla, Río de Oro, Puerto Barco, Torcaz, Camoa, Cristalina y otros más. Igualmente, la ANH tiene hallazgos como Búfalo en el Valle Medio del Magdalena, campos descubiertos en los bloques CPO9, CPO 10, CPO 11, CPO 12, Puerto Gaitán y otros que hacen parte de áreas devueltas.

Todos los campos y bloques mencionados requieren de una estrategia conjunta del gobierno y los operadores para un desarrollo en corto o mediano plazo de acuerdo con los diversos factores por los cuales actualmente se encuentran cerrados; algunos por responsabilidad del gobierno y otros de las compañías.

**Figura 70: Mapa de tierras**



Fuente: ANH

En el año 2019 se reportaron hallazgos en el bloque CPO5, registrado en el mapa de tierras con el ID número de identificación 193, y en los últimos 10 años se han realizado hallazgos en las áreas del ID 083 bloque Caño Sur, el ID 090 bloque Río Ariari, ID 185 corresponde al bloque CPO-10, el ID 186 Bloque CPO-11, el ID

199 bloque CPO-9, el ID 246 bloque CPO 16, y el ID 293 bloque CPE-06. También hay una alta probabilidad en los otros bloques exploratorios que se muestran en el área comprendida entre Castilla -Chichimene- Akacias al Oeste y Rubiales, Quifa y Sabanero al este.

Los hallazgos y los bloques exploratorios del área en conjunto generan un gran número de alternativas que ameritan buscar estrategias que permitan desarrollos comerciales, en especial porque la mayoría de bloques mencionados encontró crudos con APIs inferiores a 15 API, solamente el CPO 5 tiene crudos livianos con un potencial en los dos pozos exitosos de Indico 1 X y Mariposa 1 de más de 7000 BPD (Figura 70).

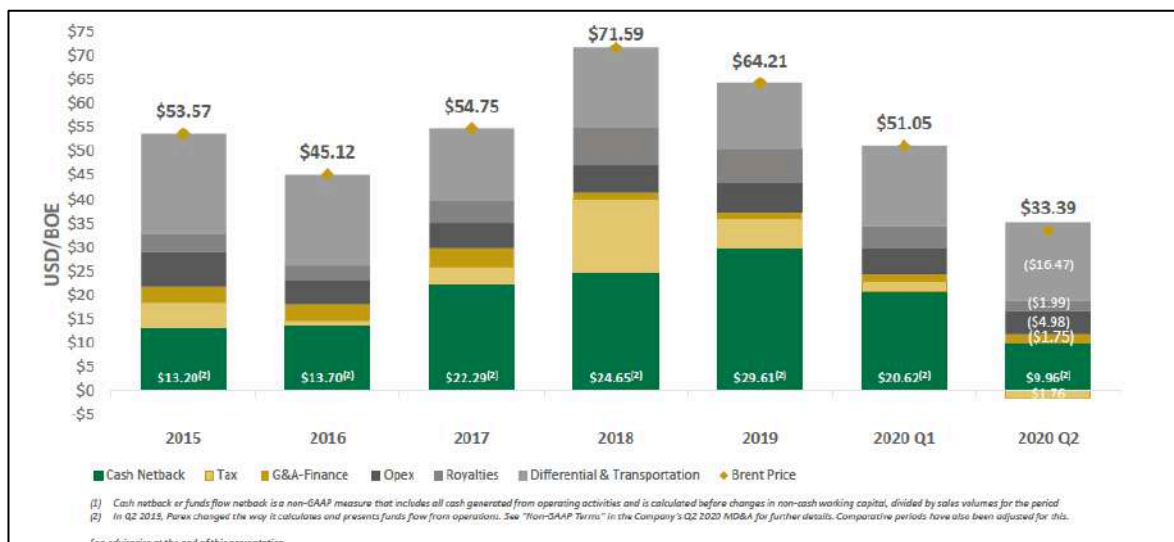
### 3.1.4 MARGEN OPERATIVO (PRECIOS – COSTOS)

Generalmente, el precio del petróleo ha sido uno de los factores más importantes para el incremento de actividades de exploración y producción en el mundo y en Colombia, y es innegable que el incremento de precios del petróleo posterior al 2007 trajo consigo la posibilidad de desarrollar los grandes recursos contingentes de crudo pesado con que contaba el país, sus principales campos pasaron de una producción de 30 KBPD, a valores superiores a 400 KBPD.

Sin embargo, con precios bajos, los operadores para preservar el valor de las compañías deben contar con un manejo de costos totales (operación, transporte y financiación), para no tener que llegar a situaciones en donde destruyan valor y la confianza de los accionistas que pierden su dinero, como fue el caso de la compañía “Pacific Rubiales” en el año 2016. Hoy con una nueva administración (Frontera Energy) aún con precios bajos, sus nuevos propietarios reportan un valor estimado superior a los 2000 millones de dólares.

Existe un alto cuestionamiento, por las tarifas de transporte por oleoducto; el Ministerio de Minas y Energía realiza evaluaciones en este sentido para buscar una posición que acerque a productores y transportadores y mejore los márgenes de los inversionistas actuales y futuros de la industria, en especial en la cuenca de los Llanos Orientales.

Figura 71: Distribución de costos



Fuente: Presentación a los accionistas compañía PAREX. Octubre 2020.

En cuanto al gas, no existe esa controversia en el transporte y los costos son relativamente bajos. Se espera que se mantengan precios del gas entre los 4 y 6 US /MBTU. La entrada de plantas re-gasificadoras llevarán seguramente los precios a niveles superiores, con señales positivas para la exploración y producción de gas.

### 3.2 DECISIONES DE GOBIERNO – ESTADO

#### 3.2.1 TERMINOS FISCALES (REGALIAS, IMPUESTOS, TASAS, CONTRIBUCIONES Y BENEFICIOS TRIBUTARIOS)

En general Colombia tiene un marco adecuado desde el punto de vista fiscal para atraer la inversión en exploración y producción, con regalías variables desde el año 2002 iniciando en 8 % (6 % para crudos pesados inferiores a 15 API y gas). Se crearon en el año 2015 zonas de frontera que reducen o eliminan algunos tributos para los futuros desarrollos de los hallazgos y exploración offshore.

Existe la posibilidad de activar mecanismos como el CERT (Certificado de reembolso tributario) con muy buenos resultados en el proceso desarrollado en los años 2018 y 2019 en proyectos de Explotación pero que no logro ser tan atractivo para los inversionistas en exploración pero que con los ajustes que se requieran pueden ser atractivos para la coyuntura actual.

Igualmente, para los pocos campos que tienen regalías del 20 y 32 %, está disponible el mecanismo para Proyectos de Producción Incremental (PPI) con regalías variables bajo compromisos claros de inversión para obtener el beneficio.

### 3.2.2 TÉRMINOS CONTRACTUALES (PPI, PPAA, PPII, CEPI. CONTRATOS OFFSHORE)

Dado que no se habían desarrollado rondas competitivas desde el 2014 y que las actividades para atraer inversionistas estaban congeladas, la ANH se estructuró un proceso continuo y competitivo denominado “PPAA” (Proceso Permanente de Asignación de Áreas); con este proceso las compañías pueden acceder a áreas disponibles para ser asignadas por la ANH. Las empresas que son previamente habilitadas, cumpliendo requisitos técnicos, financieros y jurídicos, plantean una propuesta inicial sobre las áreas de interés y se llevan a cabo procesos de contraoferta si las hubiese, permitiendo la posibilidad de que la empresa que hizo la oferta original pueda igualar la contraoferta.

Durante el año 2019 la actividad contractual, con el mecanismo de los PPAA se reactivó, pero la coyuntura actual con la pandemia llevó a la asignación reciente de solo 4 áreas ofrecidas y adjudicadas a finales en octubre de 2020.

Igualmente, se avanzó en adecuar los contratos de exploración y explotación de los contratos offshore porque algunas cláusulas del contrato de E&P estaban diseñadas para actividades en tierra y no tenían en cuenta por ejemplo la necesidad de los mayores tiempos en las etapas de la exploración y explotación Offshore, especialmente en las etapas de pruebas y desarrollo. También se están adecuando los términos fiscales que le aplican a las zonas francas creadas para motivar su inversión.

### 3.2.3 MANEJO DE AGUA ASOCIADA A LA PRODUCCION DE PETROLEO (RESOLUCIÓN PENDIENTE DE ACUERDO ANH – ANLA)

*“El agua es fundamental en todas las actividades que realiza el ser humano”.* Hay dos temas pendientes en la regulación gubernamental de la mayor relevancia en la industria petrolera relacionados con el agua.

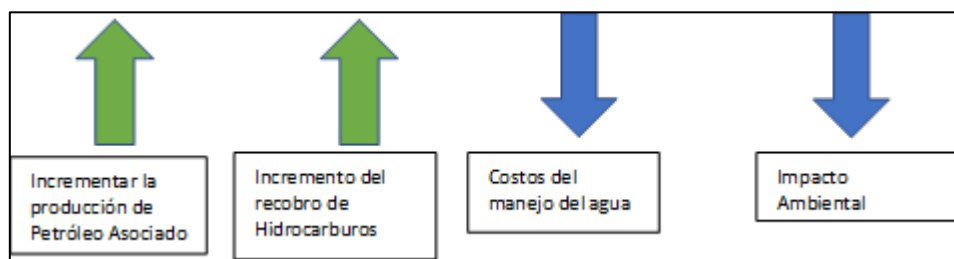
En el primero de ellos los ministerios de Minas y Energía y de Ambiente y Desarrollo Sostenible no han dado curso a la solicitud del plan de desarrollo 2015

a 2018 para el aprovechamiento de aguas industriales (dentro de las cuales se clasifican las que acompañan al petróleo en la producción de hidrocarburos). Este aprovechamiento es particularmente importante en el agua de los campos en los Llanos Orientales, que, con un tratamiento básico, se obtiene un agua de muy buenas características para la utilización y beneficio de los seres vivos que viven alrededor de donde se realizan vertimientos.

El Instituto Humboldt, a través de la hoy directora de la Universidad EAN Brigitte Baptiste, escribió en el año 2018 en los diarios del país sobre la preocupación que existe en los municipios de Arauca, cercanos a la explotación de campos como Caño Limón, dado que la pronunciada declinación de la producción de petróleo en los pozos y la alta producción de agua lleven a cierre de estos; haciendo que la limitación del agua que es vertida a los ríos en buenas condiciones, afecten los ecosistemas circundantes. Es paradójico que la gente de Arauca esté más preocupada por el cierre de pozos y quedarse sin agua, que por el petróleo que se deja de producir.

Un paso en la dirección correcta es el proyecto MEGIA (**M**odelo multi**E**scala de **G**estión Integral de **A**gua) patrocinado por la ANH y que adelanta la Universidad Nacional, orientado al estudio de aguas de campos del Valle Medio del Magdalena. En el estudio se incluyó un módulo a la experiencia de utilización de aguas producidas en el campo Castilla en los Llanos. Sería fundamental que se le dieran los recursos para potenciar la cuenca Llanos que tiene el 90 % de la producción de agua asociada en Colombia (Figura 72).

**Figura 72: Oportunidad de mayor producción y reservas con adecuado manejo de agua en la cuenca de los Llanos**



Fuente: Adaptación Unión Temporal Prospección UPME 2020 de manejo de aguas salabres en argentina.



### 3.2.4 ARTICULACIÓN DE ENTIDADES ESTATALES Y UNIFICACIÓN DE POLÍTICAS

Un asunto que no ha tenido satisfechos a los inversionistas en los últimos años es la falta de coordinación entre dependencias de los Ministerios de Minas y Energía, Ambiente y Desarrollo Sostenible y Del Interior. Hay un avance en ese sentido bastante interesante con la nueva estructura de los PPAA (Proceso Permanente de Asignación de Áreas), en los cuales con un trabajo interinstitucional que está desarrollando la ANH con el IDEAM, el instituto Agustín Codazzi y Parques Nacionales, se espera darles una mejor información a los eventuales inversionistas.

Se pueden explorar diferentes formas en las cuales se pueda lograr una mayor sintonía entre las entidades del estado que tienen que ver con el desarrollo de los diferentes proyectos de exploración y explotación, es importante seguir avanzando en ese sentido. En el ejercicio realizado hace dos años en la UPME se recomendó la posibilidad de tener una base de datos compartida entre la ANH, ANLA, el ICANH y los Ministerios correspondientes.

Es fundamental que la información técnica en materia de hidrocarburos esté disponible de manera inmediata para las dependencias de los Ministerios de Minas y Energía, Medio Ambiente y del Interior que se encargan de la industria de hidrocarburos.

## 3.3 INTERACCIÓN CON LA SOCIEDAD

### 3.3.1 PROTESTA SOCIAL Y ORDEN PÚBLICO (CONSULTA PREVIA, PROTESTAS SOCIALES, LEYES DE REGALÍAS, ACTORES ARMADOS).

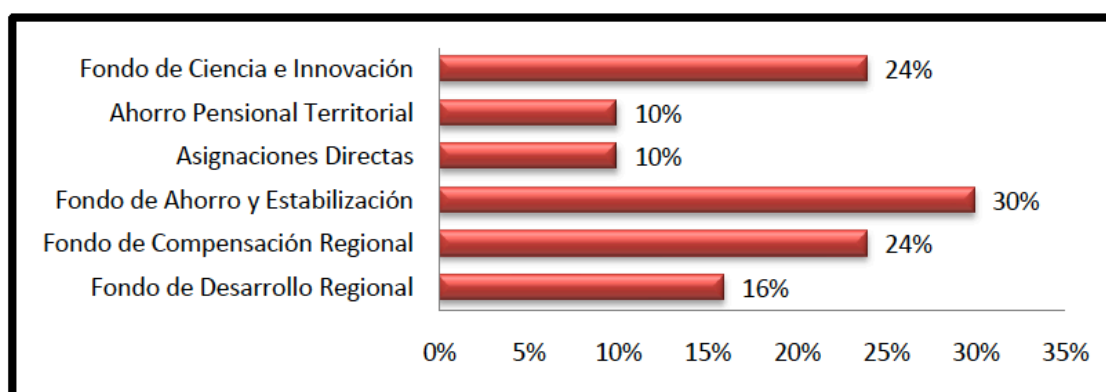
Diferentes cambios como la ley 1530 de regalías de 2012, mayores garantías para la protesta ciudadana en medio de una negociación del proceso de paz con el grupo guerrillero más grande del país y la falta de articulación mencionada anteriormente entre dependencias del estado han afectado en los últimos años, las operaciones de exploración y producción en Colombia.

Los líderes comunales y políticos se encargaron de mostrarle a las comunidades cercanas a los proyectos de explotación petrolera que se les redujeron radicalmente los recursos provenientes del giro de regalías y la posibilidad de tener proyectos para su bienestar.



El espíritu de la reforma de esa ley fue distribuir este beneficio a una mayor cantidad de colombianos productores y no productores de hidrocarburos. De un sistema que le entregaba antes del 2012 el 80 % de las regalías a las regiones productoras y un 20 % al Fondo Nacional de Regalías para la distribución a la Nación, paso a un sistema en el que las regalías se distribuían a través de los fondos y ahorros dejando las asignaciones directas en solo el 10 % que llegó luego al 11 %.

**Figura 73: Asignación de regalías**

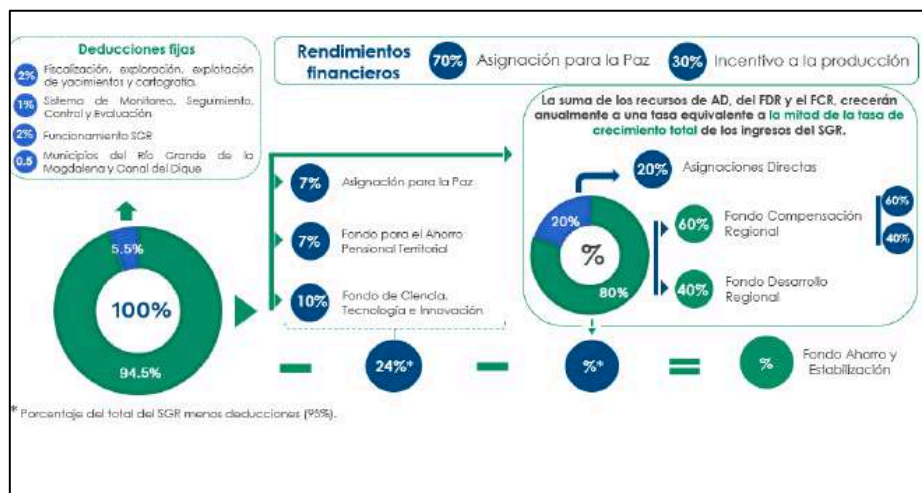


Fuente: SGR

Si bien el sistema aparecía bastante equilibrado, le quitaba el control de la mayoría de los recursos a las regiones y las concentró en el gobierno central tratando de no repetir inversiones innecesarias en las regiones. Pero el modelo centralizado no previno la corrupción y adicionalmente con menos recursos, así fueran obras sin sentido, se generó mayor desempleo en las regiones productoras y les dio a líderes y políticos los argumentos para realizar paros y bloqueos continuos a muchas regiones aledañas a los proyectos petroleros (Figura 73).

Con la aprobación de la Ley 2056 de septiembre de 2020, por la cual se regula la organización y el funcionamiento del Sistema General de Regalía, se busca realizar un ajuste que genere un mejor ambiente en las regiones por la distribución de las regalías y a través proceso de concertación para la inversión de proyectos.

**Figura 74: Distribución de los recursos del sistema general de regalías - SGR**



Fuente: DNP

Las asignaciones directas pasan del 11 al 25 % a departamentos y municipios, con esta distribución las regiones productoras mantendrán por lo menos de un 34 % del total que puede ser superior dependiendo de lo que asigne el Fondo de Compensación Regional.

En cuanto al mecanismo de consultas previas, estas consultas, así como defienden los derechos de las etnias del país que pueden ser afectadas por los proyectos, en regiones cercanas a los proyectos aparecían asentamientos que no existían previamente reclamando derechos y por eso se hizo necesario modificar la estructura de control en el Ministerio del Interior por medio de los decretos 2354 y 2353 del 2019. El Gobierno transformó la Dirección de Consulta Previa, para convertirla en la Dirección de la Autoridad de Consulta Previa como máxima autoridad en la materia. Habrá cambios en la manera en que se determina la presencia de comunidades étnicas; se espera que ese mecanismo mejore la asertividad en el análisis y permisos para acometer los proyectos.

El otro elemento que ha generado cambios en algunas zonas fue el del proceso de paz, especialmente en el Putumayo con una menor conflictividad en zonas petroleras que no están cercanas a áreas de narcotráfico, como los reportan empresas como Gran Tierra el mayor productor de petróleo en la cuenca.

Sin embargo, en el país hay un inquietante aumento de diversos actores armados, guerrillas sin procesos formales, narcotraficantes y otros grupos adicionales de delincuentes.

Regiones como el Catatumbo y sectores de Arauca y Caquetá en donde hay posibilidades de explorar y explotar hidrocarburos tienen una situación de orden público que afecta a la comunidad y los proyectos que allí se desarrollan.

### 3.3.2 ASPECTOS AMBIENTALES (LICENCIAS, TÉRMINOS DE REFERENCIA)

El acuerdo de Río en el año 1997, o el más reciente de París en el año 2015 (COP 21) han planteado requerimientos sobre esfuerzos necesarios de las naciones para disponer cada día de un medio ambiente más limpio; sin embargo, como en la mayoría de las discusiones que enmarcan intereses económicos fuertes y se afectan posibilidades de ingresos a las naciones, hay cambios en miles de empleos, el consenso real no es fácil. En general la mayor parte de los países van en la línea de cumplimiento de reducción de emisiones de carbono con demoras en algunos y con el atraso de otros como Estados Unidos y China, las mayores potencias económicas del mundo.

Dada la posición actual para minimizar este fenómeno climatológico, lo impensable hace unas décadas en el mundo es que China en su mensaje está más cercano a hacer sacrificios para cumplir los objetivos del COP 21, que los Estados Unidos por el pensamiento del gobierno del presidente Trump, con el presidente electo recientemente pareciera que Estados Unidos liderará estos esfuerzos.

En Colombia, como se mencionó en el entorno nacional, el compromiso del estado lleva a metas muy superiores a las adquiridas por el país en el marco del COP 21, con el impulso a las energías no convencionales eólica, solar y de biomasa, que en conjunto con la energía hidráulica lleva al país a disponer en el corto plazo (próximos 5 años), una de las matrices energéticas más limpias a nivel global.

Hay temas que son el centro de atención, como la contaminación del aire en las grandes ciudades. Es particularmente crítico en Colombia en la ciudad de Medellín que por su ubicación en medio del sistema montañoso que la rodea no permite el flujo de aire. Si se compara Medellín con Bogotá, que también tiene problemas en contaminación, más de 8 millones de habitantes y contando las pequeñas ciudades aledañas de Soacha, Chía, y las que conforman el área circundante sobrepasa los 10 millones, pero que al estar en una gran meseta hace más fácil el movimiento del aire contaminado en Bogotá.

La estrategia en las grandes ciudades del mundo, así como en Bogotá y Medellín es reducir el transporte por vehículos movidos por hidrocarburos líquidos, mayor utilización de bicicletas, motores a gas o motores eléctricos. Esta estrategia va a mantener los consumos de hidrocarburo estables por un tiempo y con tendencia a disminuir en los próximos años, debido a los diferentes estímulos impositivos y de movilidad para los vehículos menos contaminantes en los próximos 30 años; cuando se estima que la transición energética privilegie un mayor consumo de gas natural y electricidad mediante medios renovables.

El otro tema de atención es el cuidado y mantenimiento del agua que es crítico en áreas de preservación de humedales y generación de aguas como los páramos. La principal norma que rige la calidad del agua en Colombia es el Decreto 1575 y resolución 2115 del año 2007, por medio del cual se establece el sistema para la protección y control de la calidad del agua para consumo humano.

Desafortunadamente esta norma no considera que varios yacimientos en la cuenca de los Llanos Orientales con unas características muy favorables que producen aguas dulces, a diferencia de muchos yacimientos en el mundo que producen agua salobre, que se extraen con la producción del petróleo y que con tratamientos básicos favorecerían los ecosistemas circundantes como se ha demostrado durante 30 años de explotación de los campos del Contrato Cravo Norte, como Caño Limón.

El agua vertida de estos campos se utiliza en las labores de riego de consumo agrícola y pecuario. Igualmente hay proyectos de aprovechamiento agrario en Castilla y Rubiales desarrollados en los últimos 10 años, pero la regulación actual no es clara, y no tiene en cuenta los estudios científicos desarrollados por estas compañías para alcanzar la calidad de las aguas que se han utilizado en beneficio de la comunidad en los últimos años.

El agua igualmente es el centro del debate sobre la explotación de los yacimientos no convencionales pero este tema se debe decidir con evidencias científicas.

### 3.3.3 PANDEMIA DEL COVID-19.

La aparición de la pandemia del Covid-19 en el mundo ha tenido un efecto muy fuerte sobre la humanidad que ya no se considera de corto plazo, sino de mediano y hasta de largo a pesar de que ven luces de contar con una vacuna en tiempo récord para finales de 2020 o principios del 2021.

Noticias como la de Pfizer de resultados en fase 3 alentadores y los avances de Johnson & Johnson, lo que indican las autoridades rusas y chinas establecen que una eventual vacuna estaría cercana a aprobarse, pero el termino cercano podría ser semanas para unos, meses para la mayoría de la humanidad y años para los países más pobres. Ahora bien, el virus no desaparecerá por varios años, considerando los fenómenos como los que pasan en este momento, noviembre de 2020, en los que hay un incremento de casos de un virus que tiene mutación y tiene en máxima alerta a Europa ocasionando nuevas órdenes de confinamiento en zonas de Inglaterra, España y Francia. No se conoce a este momento la eficacia de la vacuna en la duración de la protección y su efectividad ante estas mutaciones.

Desde el punto de vista de afectación a la industria petrolera, hay proyectos que, por la incertidumbre del impacto de la pandemia en los precios del petróleo, la limitación de la realización de proyectos (temas de bioseguridad) y la expectativa de rentabilidad de las empresas hacen que estos sean diferidos en el tiempo. Se espera que como sucedió en el año 2016, volúmenes entre el 10 y 20 % pasen a ser recursos contingentes, en razón a los precios, costos como el transporte y algunos otros en servicios petroleros que no permitirán la realización de varios proyectos de explotación y exploración.

En cuanto a la producción petrolera esta ha caído en un 11%, de 790 mil barriles de petróleo promedio durante el año 2020, producción a septiembre de 749.225 BPD, a 886 mil barriles por día en el 2019. Las causas significantes han sido el cierre de campos, los precios del petróleo y el postergamiento en las actividades de inversión. La producción de petróleo tuvo su punto más bajo con 729.000 barriles aproximadamente en el mes de junio, pero a partir de julio ha venido aumentando constantemente, pero todo indica que no se alcanzara los 800 mil barriles por día. Se estima que valores cercanos a la producción del 2019 se alcanzaran en el primer semestre del 2021.

En cuanto a gas comercial la afectación ha sido menor en el 2020; el promedio es de 1022 MPCD, con una producción comercial en septiembre de 1070 MPCD, con respecto a la producción de gas comercializada en el año 2019 de 1077 MPCD la disminución ha sido de un 5 % y los niveles de producción se recuperarán a los niveles del 2019 desde comienzos del 2021. Los menores volúmenes que no se consumieron durante los periodos de cuarentena en la industria y el sector vehicular fueron en gran parte compensados para el gas con un mayor consumo residencial y en las plantas de servicios como preparación y venta de alimentos.

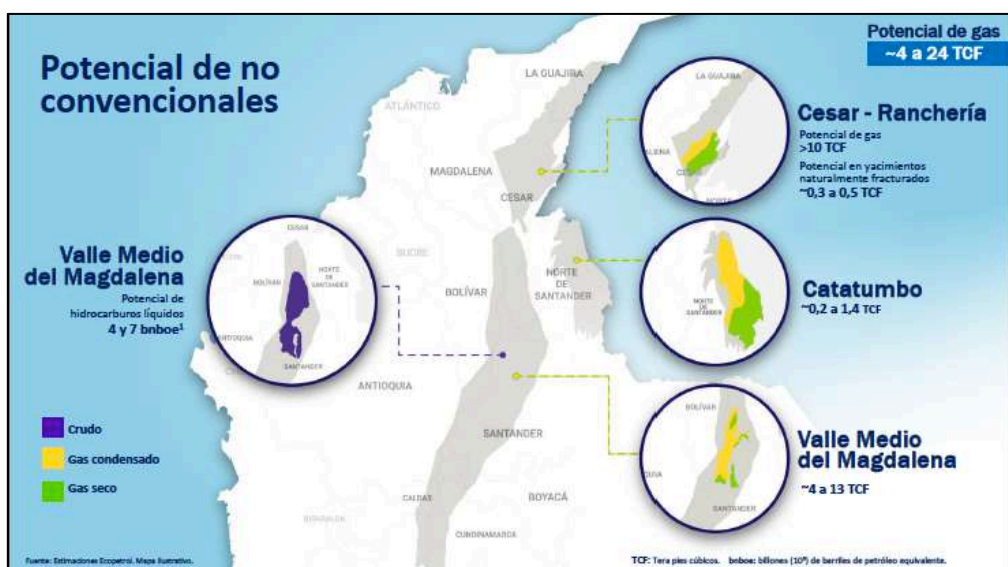
El año más tortuoso para la industria petrolera por efecto del Covid-19 fue el año 2020 y se espera una restauración de producción y volúmenes de reservas de petróleo y gas en el año 2021.

### 3.4 OPORTUNIDADES DE CRECIMIENTO.

#### 3.4.1 DESARROLLO DE LOS YACIMIENTOS NO CONVENCIONALES.

Los yacimientos No convencionales lucen como la gran apuesta del Gobierno y la empresa petrolera más importante del País Ecopetrol.

**Figura 75: Potencial de hidrocarburos no convencionales**



Fuente: Foro ANDI – Expectativas del fracking en Colombia. oct. 2019.

Surtido el proceso de selección de las empresas para el desarrollo de los proyectos piloto de No Convencionales, con la elección de Ecopetrol, ExxonMobil y Drummond se adelanta el proceso de suscripción de los CEPI (Contratos Especiales de Proyectos de Investigación). Seleccionadas las áreas en las cuales se desarrollarían los proyectos piloto con fecha límite del 18 de noviembre, al 25 de noviembre se estima que se estarán suscribiendo los respectivos contratos.

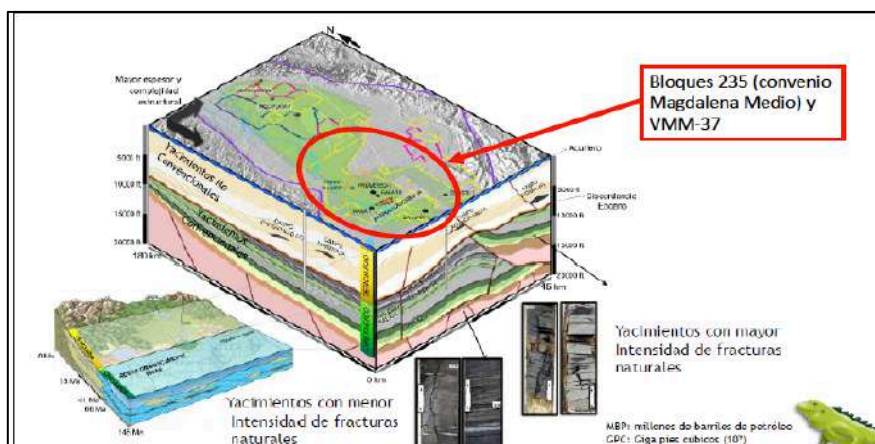
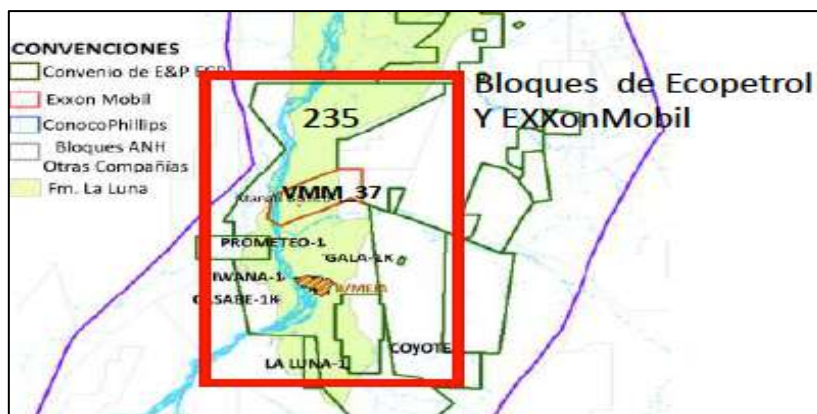
Ecopetrol el 10 de noviembre en la prensa hizo público que en el bloque 235 en donde tiene firmado un convenio de Exploración y Explotación, Convenio Magdalena Medio, es el área en donde se desarrollarían los pilotos, es un área



que concentra prácticamente todos los campos que tiene Ecopetrol en el Valle Medio del Magdalena, a excepción de los campos La Cira-Infantas. En la noticia amplió las expectativas de gas a 18 Tera pies cúbicos y de 7.000 MBIs en petróleo como expectativas altas.

En esta área se encuentra el campo Llanito y el pozo más profundo fue Prometeo perforado en el año 2015, que buscaba determinar la presencia y extensión de las formaciones de La Luna y Tablazo y que mostró potencialidad para continuar con la evaluación de hidrocarburos No Convencionales. Contiguo a Llanito está el bloque VMM-37 de ExxonMobil, en él se perforaron en 2016 los pozos Manatí Blanco y Manatí Gris que igualmente mostraron una potencialidad interesante en estas formaciones y sería el área a proponer por esta compañía, Figura 76.

**Figura 76: Áreas en donde se desarrollarían los CEPIS de ECOPETROL Y EXXON**

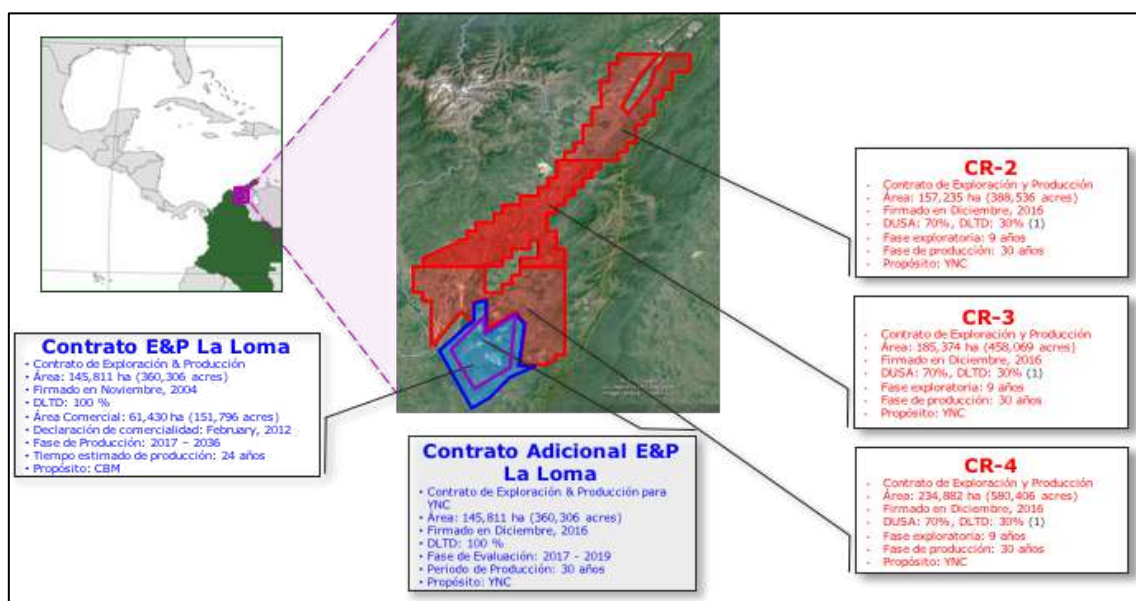


Fuente: ECOPETROL Universidad Nacional 2017. Ajuste Unión Temporal Prospección UPME 2020.



La tercera compañía seleccionada para el desarrollo de proyectos piloto y suscripción de CEPI es Drummond que viene adelantando un importante proyecto que se puede considerar piloto de gas metano asociado al carbón, igualmente considerado no convencional, en el cual estaba avanzando en la producción de volúmenes de gas y agua, el comportamiento característico de estos campos que producen enorme cantidades de agua que van disminuyendo a medida que aparece el gas Figura 77.

**Figura 77: Áreas de Drummond en donde tiene potencial de hidrocarburos no convencionales.**



Fuente: ANH 2017. Áreas de Drummond en la cuenca Cesar-Ranchería.

Teniendo en cuenta los estimativos de Ecopetrol, contando con las licencias ambientales correspondientes los pilotos estarían iniciando en el segundo semestre del 2021, el piloto puede tomar un año, o un poco más hasta finales del año 2022.

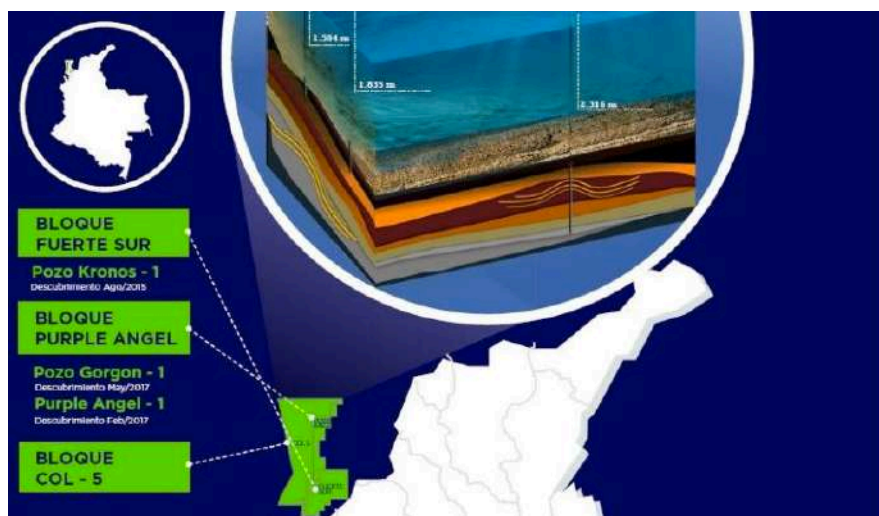
Hay una coyuntura importante en medio de la evaluación de los proyectos piloto, y es que en el año 2022 habrá elecciones presidenciales, la posición que tenga sobre la explotación de hidrocarburos no convencionales el partido que gane, tendrá un peso determinante en la continuidad de los proyectos, es una gran diferencia con la Argentina en donde los dos partidos que han manejado el poder

en los últimos 20 años han acompañado y respaldado la necesidad de la explotación de los importantes yacimientos de Vaca Muerta para la débil economía de ese país, y por eso su avance.

### 3.4.2 DESARROLLO DE CAMPOS DE GAS OFFSHORE.

El offshore Colombia es una de las cuencas de mayor potencial de gas con que cuenta el país. Después de los hallazgos más importantes en el Caribe Colombiano, 40 años después del descubrimiento de los campos Chuchupa y Ballena, estos hallazgos que podrían ser de los más grandes en reservas de gas en el Offshore en Suramérica, se acrecentó el interés de empresas “Major” como Shell, Exxon Mobil, Petrobras y Repsol, unidas a Ecopetrol, Noble y ONGC, por la exploración de las cuencas offshore, cubre con bloques asignados ya en fase exploratoria desde el offshore de la cuenca Sinú San Jacinto en frente al Urabá en los bloques Fuerte Sur y Purple Ángel en donde se ubican los descubrimientos de Kronos, Purple Ángel y Gordon, hasta la frontera marítima con Venezuela en el Offshore de la Guajira en donde se realizó el hallazgo de Orca.

**Figura 78: Offshore Colombia cuenca Sinú San Jacinto**



Fuente: SHELL 2020. Exploración con Ecopetrol cuenca Sinú San Jacinto Offshore

Las expectativas son las de en primer lugar confirmar los entre 2 a 5 Tera pies cúbicos que potencialmente existen en los descubrimientos realizados entre 2014 y 2017, en su momento considerados los mayores hallazgos de ese periodo. Ecopetrol informó que hará las pruebas con un pozo nuevo en Orca-1 desde finales del 2021, y con la compañía Shell que reemplazo a Anadarko como socio,

estudian hacer en el corto plazo las pruebas en los pozos del bloque Purple Ángel (Figura 78).

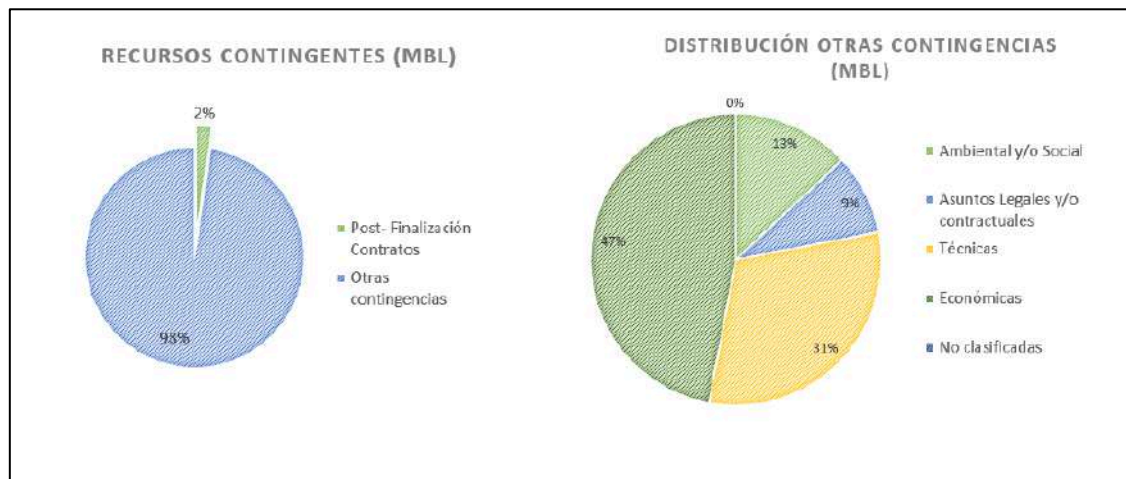
Estos importantes volúmenes ingresarían hacia el año 2025 y plantean volúmenes importantes que podrían aumentar de manera dramática las reservas de gas natural por encima de los requerimientos de reservas del país, y sus resultados mostrarían la posibilidad de disponer de excedentes de exportación que justifiquen proyectos para ese fin.

### 3.5 VALIDACION DE LOS FACTORES CRÍTICOS DE ÉXITO PROPUESTOS

#### 3.5.1 ANALISIS DE LA CONTINGENCIAS REPORTADAS POR LAS EMPRESAS OPERADORAS A LA ANH IRR 2019.

Un importante avance en los reportes de reservas y recursos se dio este año 2020 con la información reportada al 31 de diciembre del 2019 y el interesante análisis consolidado realizado por la ANH (Figura 79 y Figura 80)

**Figura 79: Distribución de contingencias dentro de los recursos contingentes - Petróleo**



Fuente: ANH IRR 2019

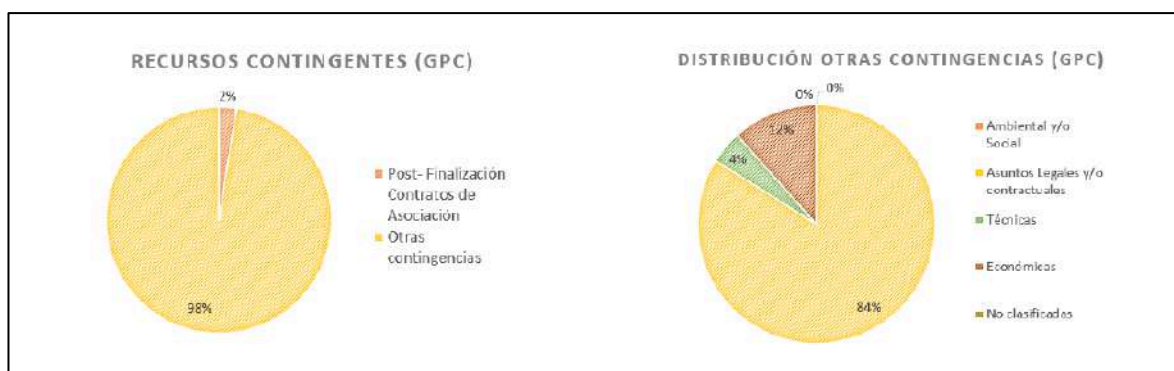
Se ha mejorado en el reporte de volúmenes de recursos contingentes y prospectivos, identificando los factores críticos que se convierten en contingencias a superar para disponer de esos volúmenes como reservas en el mediano plazo. En el análisis que se realizará por cada cuenca se plantearán por la Unión

Temporal Prospección UPME 2020 los factores que afectan la totalidad de los volúmenes reportados sugiriendo como superarlas.

Para el caso del petróleo la ANH asigna a razones económicas la mayor participación en volúmenes contingentes, no da una razón específica si es por calidad del petróleo, por el margen (precio – costo) en el área a explotar afectado, por la caída de precios, por los costos en especial transporte por ausencia de infraestructura, o por las altas tarifas en los oleoductos. Lo anterior será tema de análisis que realizaremos en este estudio.

Un 31% se asigna a contingencias técnicas, en el análisis indicaremos si tiene relación con la madurez de algún proceso de recobro mejorado.

**Figura 80: Distribución de contingencias dentro de los recursos contingentes - Gas**



Fuente: ANH IRR 2019

Para el gas, la contingencia más importante se ubica en los asuntos legales y contractuales y seguramente se relacionan con las decisiones sobre explotación de hidrocarburos No Convencionales, ya en proceso de explotación como los del CBM de la cuenca de Cesar Ranchería y la terminación del último contrato en Piedemonte que implica que la posibilidad de unificación de yacimientos para mantener regalías variables finaliza y habría que mirar el ajuste en el convenio que están en proceso de suscribir la ANH y Ecopetrol, estas circunstancias se analizarán en detalle en la evaluación de Cuencas.

### 3.5.2 INFORMES PERIODICOS DE LA ACP

La Asociación Colombiana del Petróleo en sus informes más recientes, económico, de asuntos ambientales y asuntos sociales, trata entre otros como los factores que afectan a la industria en la actualidad la pandemia del Covid -19, la

guerra de precios entre productores internacionales de petróleo, los costos de transporte, la nueva ley de regalías, las restricciones al fracking, la actividad exploratoria, el manejo del agua y la interacción social. Estos factores están incluidos en la propuesta realizada por la Unión Temporal Prospección UPME 2020.

### 3.5.3 TEMAS RELEVANTES DE LA ANH

La ANH mantiene como una estrategia la “ETH Estrategia Territorial de Hidrocarburos” que desarrollo con sus especialistas en seguridad, comunidades y medio ambiente. Igualmente, se trabaja en una estrategia social para identificar los proyectos más sensibles que se llevarían a cabo con recursos de regalías e impuestos y la modalidad que fue incluida luego del proceso de paz de obras por impuestos, en esta estrategia se detectaron aspectos de la interacción con la sociedad como la desconfianza en la industria en algunas áreas, la corrupción con los recursos del estado, el vacío institucional, falta coherencia entre dependencias del estado.

Igualmente, en el portafolio de proyectos sociales, la disponibilidad de agua potable y su manejo de aguas residuales son relevantes y continuos en las zonas de explotación petrolera.

La Agencia ha llevado a cabo la estrategia PPAA para reactivar la actividad exploratoria y dado su importancia, ha realizado ajustes a los contratos de exploración y explotación en las cuencas del Offshore Colombiano.

Lidera la instrumentación contractual CEPI y procedimiento PPII para la realización de pilotos de hidrocarburos No Convencionales, que se desarrollan con la mayor apertura para que la comunidad tenga la mayor claridad de sus ventajas y eventuales retos a superar.

Todas las acciones que desarrolla la ANH como vitales de la industria hacen parte de la propuesta de factores críticos de éxito.

### 3.5.4 ECOPETROL

El último informe de Ecopetrol, hace alusión al reto de afrontar la pandemia, su disciplina de costos para mantener márgenes rentabilidad en ambiente de precios entre 30 y 40 USD por barril de referencia Brent, el respeto por que las actividades vayan en línea con la preservación del medio ambiente, su impulso a las energías



renovables y su estrategia de mediano y largo plazo para ser un jugador importante en la producción de gas con la explotación de los descubrimientos Offshore y el eventual aporte de gas y petróleo de la apuesta por los Hidrocarburos No Convencionales. A pesar de las limitaciones les han dado prioridad a inversiones en exploración del grupo en las cuencas del Valle Inferior y Valle Medio del Magdalena, Llanos Orientales y el Putumayo.

Otro aspecto fundamental ha sido el acuerdo en los Convenios de E&P con la ANH ajustando este modelo contractual de los campos que terminan contratos de asociación con complementos en la exploración alrededor de ellos con la estrategia Near Field Exploration.

Con los ajustes en los contratos de Exploración y Explotación Offshore, Ecopetrol se alista para la prueba en el 2021 de los importantes hallazgos en el área de Orca en la cuenca de la Guajira y de Purple Ángel en la cuenca Sinú San Jacinto.

Este informe reitera la importancia de los factores críticos de éxito para las actividades de Exploración y Producción.

En la misma línea se pueden ver las presentaciones corporativas en la WEB de las empresas Frontera, Parex, Geopark y Grantierra que tratan retos incluidos en los factores de éxito propuestos.

Estos factores críticos igualmente han sido mencionados al analizar los retos de la industria en eventos como “Colombia Potencia Energética” del diario la República en el comienzo del 2020, o la conferencia de Corredores de valores Davivienda con El Libro 2021 “Colombia Frente al reto de la transformación”.

#### **4 METODOLOGÍA (Objetivo Específico 4)**

Los escenarios de producción tienen un tratamiento por cuenca, analizando los diversos contratos de exploración y explotación, con un análisis detallado de las principales características sedimentarias, el Petróleo Original En Sitio descubierto, y por descubrir y el comportamiento en cada contrato de producción, consolidando el comportamiento de cada cuenca, y determinando los diferentes escenarios de producción en cada una de ellas. De acuerdo con la información aportada por la ANH, la UPME y obtenida por la UT Prospección UPME 2020 de informes técnicos y presentaciones a inversionistas de las principales compañías productoras.

El análisis en cada una de las cuencas inicia con un recuento de su geología, incluyendo localización, estratigrafía, sistema petrolífero y se determinan los potenciales de los hidrocarburos por descubrir, indicando la expectativa de campos por descubrir y su tamaño.

Después de mirar esa potencialidad se revisa la actividad exploratoria en la cuenca por compromisos en los contratos y así se plantean las oportunidades concretas de tener posibles hallazgos con la información el YTF (Yet To Find).

Luego por analogía se buscan campos equivalentes y se proyecta su producción futura con el comportamiento histórico de esos campos.

En paralelo, se toman los recursos contingentes, valorando cuales proyectos tienen mayor certidumbre y cuáles no. De esa manera se evalúan los pronósticos que pudieran ser más asertivos para el caso base que continúe con la tendencia histórica y responda a los planes de desarrollo conocidos,

Con toda esta información y los pronósticos de reservas entregados por la ANH y la UPME, más la información que considera apropiada el equipo de trabajo de la Unión Temporal UPME 2020, se evalúa el comportamiento de producción de los campos y se construyen los diversos escenarios volumétricos tanto para crudo como para gas que incluyen tres visiones al futuro: Alto, Medio y Bajo.

Por otra parte, también se incluyen para cada cuenca las inversiones unitarias para desarrollar las reservas tanto no produciendo o no desarrolladas como posibles y probables. De igual manera se incluyen las inversiones para los contingentes.

Para los hidrocarburos por descubrir, aparte de las inversiones para desarrollo, se incluyen las inversiones unitarias para su hallazgo.

Finalmente, se hace un análisis de costos de producción y transporte para los crudos producidos en cada cuenca y se presentan las principales rutas de evacuación de crudo por oleoducto con sus tarifas unitarias de transporte.

A manera de resultado preliminar, en el numeral final se presenta a nivel país las proyecciones volumétricas de las producciones de crudo y gas para 25 años en los escenarios Alto, Medio y Bajo considerados. El uso de escenarios es una técnica comúnmente utilizada para los efectos de planificación y desarrollo de estrategias en ambientes de alta incertidumbre y donde se requiere hacer



consideraciones de largo plazo (La UPME ha definido tres escenarios de prospección para la presente propuesta a los 5 a los 10 y a 25 años) tomando en cuenta la maduración de los proyectos:

- Los escenarios son posibilidades alrededor de las cuales una organización puede evaluar aspectos estratégicos y operativos.
- La búsqueda de escenarios posibles le añade opciones al estado y la industria, para preparar acciones acordes a esas posibilidades. La industria petrolera tiene varias incertidumbres asociadas y es un negocio de riesgo.
- Los escenarios son construidos con base en aspectos y variables que influyen el desarrollo de un ambiente futuro específico, para un país como Colombia en donde hay mucho terreno para construir y tiene varios aspectos endógenos y exógenos que afectan cada variable y factores de éxito.

Para este estudio se construirán tres escenarios para tres futuros específicos denominados Alto, Medio y Bajo. Para cada uno de ellos se determinarán los factores críticos que inciden en la construcción de este y su contribución a los valores de reservas y producción esperados.

Los valores de producción relacionados con factores críticos como actividad exploratoria, factores de recobro y desarrollo de campos inactivos y no desarrollados, se estimarán para cada una de las cuencas estudiadas y su impacto se verá reflejado en cada escenario teniendo en cuenta el análisis y conclusiones del equipo consultor sobre el éxito exploratorio, los volúmenes originales de gas y crudo, los factores de recobro actuales y los esperados por proyectos de recuperación mejorada en desarrollo y el inventario de campo de campos inactivos por diferentes aspectos incluida la pandemia. Los valores asignados a estos factores serán parte de los elementos diferenciadores entre los escenarios.

De igual manera, para los factores críticos de éxito relacionados con el gobierno y el Estado, se analizarán condiciones particulares que pudieren condicionar la producción tales como el manejo del agua, los contratos próximos a vencerse, los proyectos de producción incremental y su régimen de regalías, entre otros y como resultado de este análisis se determinarán diferentes afectaciones que impactarán los estimativos para la construcción de los escenarios.

Para otros factores críticos como los relacionados con la protesta social o consideraciones ambientales, se describirá en cada escenario cuales son las consideraciones especiales que se deben tener en cuenta para que el futuro de

producción esperado no se vea afectado. En el modelo de proyección se dispone de una opción para manejar sensibilidades de las curvas de producción, que consiste en tomar solo un porcentaje de los valores estimados en cada escenario.

Para los factores críticos específicos relacionados con oportunidades de crecimiento del negocio como el desarrollo de yacimientos no convenciones y el desarrollo de campos offshore, se estudiará la pertinencia de su inclusión en alguno de los escenarios y el cumplimiento de los hitos relacionados con su implementación. La incertidumbre sobre el aporte de estas oportunidades se manejará en el modelo de proyección, modificando sus fechas de entrada en operación y como un porcentaje de las curvas de producción estimadas.

Finalmente, una vez contruidos los tres escenarios base, en modelo económico de proyección se incluirán cuatro proyecciones diferentes de precios para crudo y gas con los cuales se determinarán diferentes valores de producción para cada escenario en función del margen operativo para cada campo de producción.

El modelo económico de proyección también dispondrá de facilidades para modificar en los escenarios variables tales como: la incorporación de las reservas posibles, los recursos contingentes y el volumen de recursos por descubrir. Adicionalmente se podrán modificar los costos de operación y transporte y afectar el perfil de producción particular de un campo así como las inversiones estimadas para hallazgo y producción de campos nuevos.

Por otra parte, debido a que para el gas adicional al estimado de reservas también se dispone de una declaración de producción enviada por la empresas al Ministerio de Energía, el equipo consultor incorporará esta información para los análisis y verificará su consistencia y pertinencia de incluirla en los resultados y recomendaciones que resulten del estudio.

#### **4.1 ESCENARIOS**

Nuestra propuesta adaptará los escenarios a los tiempos previstos en el presente proceso competitivo: Escenario de Corto Plazo 2020-2025 (5 años), Mediano Plazo 2020 – 2030 (10 años) y Largo Plazo 2020 – 2045 (25 años), Figura 81.

**Figura 81: Escenarios de la propuesta**



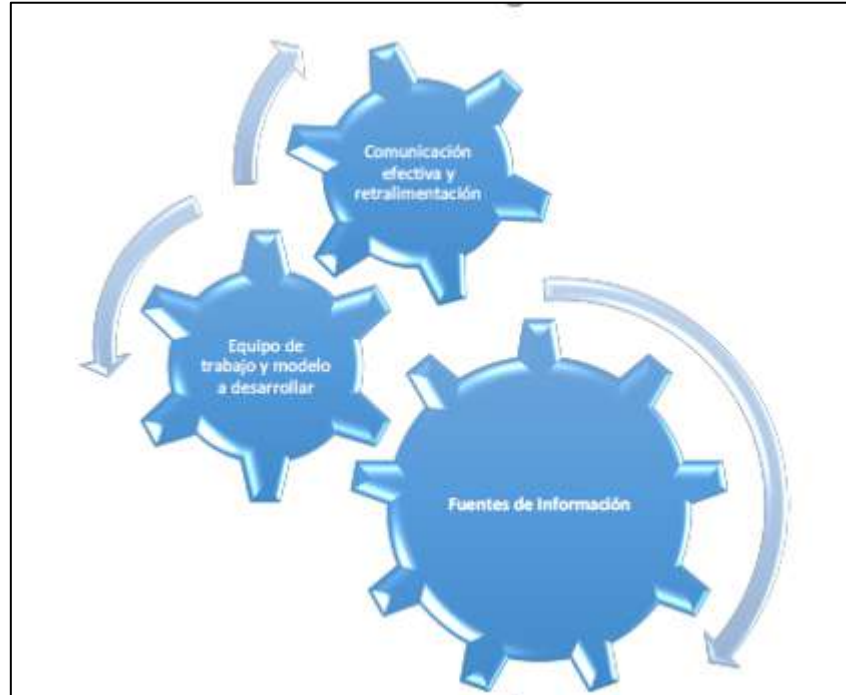
Fuente: Propuesta metodológica UPME 2020 Proceso competitivo UPME 012 2020.

Para el desarrollo de los escenarios, se consideraran los factores críticos como los de mayor fuerza en el futuro del sector hidrocarburífero en Colombia y que fueron desarrollados en el numeral 4 del presente documento.

## 4.2 LOGÍSTICA Y RECURSOS PROPUESTOS

El éxito del proyecto depende fundamentalmente de disponer de información confiable y reciente, proveniente de los organismos responsables de suministrarla, del conocimiento del equipo consultor que cuenta con la experiencia y conocimientos sólidos en los temas específicos del estudio y de una adecuada comunicación y de la retroalimentación efectiva tanto con la UPME como con los grupos de interés Figura 82.

**Figura 82: Manejo de información y comunicaciones para el éxito del estudio**



Fuente: Propuesta metodológica UPME 2020 Proceso competitivo UPME 012 2020.

#### 4.2.1 FUENTES DE INFORMACIÓN

Tal y como se expresó en la propuesta presentada por la Unión Temporal Prospección UPME 2020 se requiere:

- Disponibilidad de los estudios previos que, sobre la incorporación de hidrocarburos, prospección exploratoria, escenarios de demanda y oferta, y proyecciones de variables asociadas realizados por la UPME, la ANH, el Ministerio de Minas y Energía y otras entidades, a ser facilitados por la UPME.
- Proyecciones internacionales de precios y producción de crudo y gas.

- Estudios comparables nacionales o internacionales para definir escenarios de hidrocarburos.
- Retroalimentación con actores claves de la industria petrolera nacional, de la industria privada y entidades del estado.
- Consultas internas del equipo de trabajo y la información disponible en su trayectoria profesional para el desarrollo e hidrocarburos convencionales y no convencionales, la infraestructura de transporte y refinación disponible en el país, y trabajo interdisciplinario para plasmar todo lo anterior en el estudio solicitado.

#### 4.2.2 EQUIPO DE TRABAJO Y MODELO A DESARROLLAR

- El equipo base cuenta con una alta experiencia combinada en la formulación de estrategias y ejecución de proyectos de exploración y producción que en su conjunto cubren actividades relacionadas con planeación estratégica y operativa, de yacimientos y evaluación financiera.
- Contaremos con el apoyo de profesionales que soporten y complementen nuestros conceptos en aquellos temas que lo ameriten para una mayor solidificación del estudio.
- Modelos geológicos actualizados para cada campo a partir de la revisión de las fuentes de información.
- La revisión y eventuales ajustes al modelo determinístico en Excel buscarán que sean amigable para su futura utilización en la UPME partiendo del compromiso del estudio que es una actualización del mismo, que facilite la incorporación de escenarios de incorporación de reservas de petróleo y gas, en yacimientos convencionales, o no convencionales, con sensibilidades de las variables claves y los balances de oferta y demanda del país.

#### 4.2.3 COMUNICACIÓN EFECTIVA Y RETROALIMENTACIÓN

- Consideramos que la mejor garantía para lograr los resultados que espera la UPME, es la adecuada retroalimentación de manera continua con la Unión Temporal.
- Consecuentemente construiremos en conjunto con el personal de la UPME designado un sistema de comunicación y retroalimentación efectiva, con reuniones de seguimiento y avances parciales con el fin de validar lo realizado y facilitar el desarrollo del estudio.
- Siguiendo lo planteado en este proceso los informes escritos, tanto los de avance como el final, deberán seguir las Normas que solicite la UPME.
- Los informes de avance serán presentados en formato digital. El informe final se presentará al terminar el contrato y dará cuenta de todas las actividades ejecutadas, incluyendo el resultado del estudio con los anexos que sean del caso, las conclusiones y recomendaciones pertinentes, cumpliendo a cabalidad los objetivos y alcances señalados en estos términos.
- Se dispondrá de un resumen ejecutivo del informe final. Se hará una presentación final del estudio a la UPME y si ésta lo considera necesario otra presentación a las entidades del Ministerio de Minas y Energía.

#### **4.3 DEFINICIONES TÉCNICAS QUE SE UTILIZARÁN EN EL ESTUDIO**

El estudio tiene en cuenta las definiciones que utiliza toda la industria petrolera internacional, que se encuentra reseñada en detalle en el Acuerdo 11 del año 2008 de la Agencia Nacional de Hidrocarburos que reúne lo establecido por:

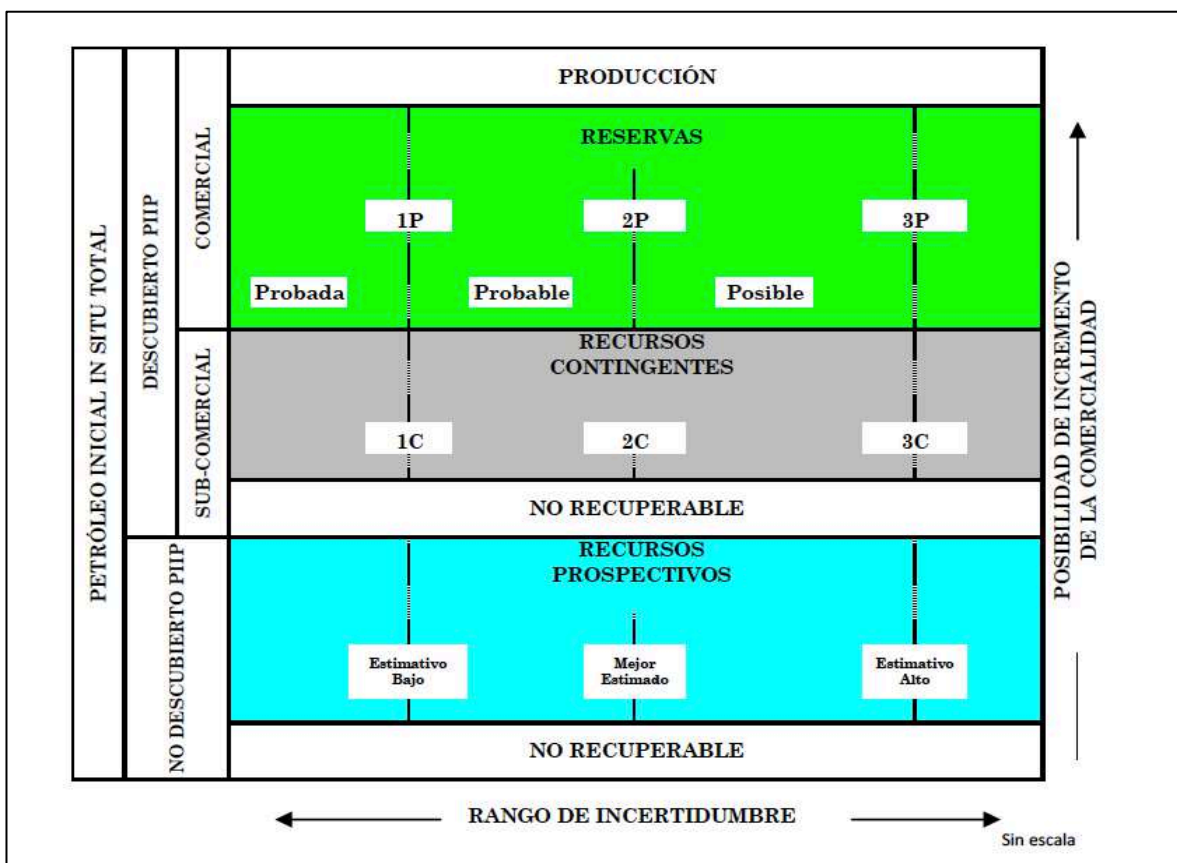
- Society of Petroleum Engineers (SPE)
- American Association of Petroleum Geologists (AAPG)
- World Petroleum Council (WPC)
- Society of Petroleum Evaluation Engineers (SPEE)

Así como los conceptos nuevos para hidrocarburos que todavía no cuentan con una división muy clara entre recursos contingentes y prospectivos como pasa en las oportunidades de los Yacimiento No Convencionales (hidrocarburos en roca generadora, CBM (CoalBed Methane), gas en los lechos de carbón, etc..). Dado

su avance en el país a la fecha la mayoría de volúmenes de estos hidrocarburos se comportan en nuestro concepto como recursos prospectivos.

Marco de clasificaciones de recursos y reservas de acuerdo con el nivel de incertidumbre (Figura 83).

**Figura 83: clasificaciones de Recursos y Reservas de acuerdo con el nivel de incertidumbre**



Fuente: Acuerdo 11 de 2008 ANH.

Estas definiciones aceptadas en toda la industria desde hace varios años incluyen los siguientes términos de acuerdo con su rango de incertidumbre y posibilidades de comercialidad:



### **Petróleo Inicial in Situ Total**

Incluye todos los hidrocarburos gas y petróleo que se estima fueron generados. Se subdivide en el Petróleo Inicial In Place (PIIP) descubierto, que es el que le reportan a la Agencia Nacional de Hidrocarburos como POES (Petróleo Original En Sitio) más el GOES (Gas Original En Sitio). Igualmente, el Petróleo In Place (PIIP) por descubrir que se plantea con el YTF (Yet To Find), todavía por encontrar.

**NO DESCUBIERTO (PIIP).** El volumen por encontrar se define como Recursos prospectivos, y hay una fracción que se considera no es recuperable.

Estos recursos se subdividen a la vez en el estimado bajo, el mejor estimado y estimado alto. Para los fines del presente estudio trabajaremos como el mejor estimado en la medida de contar con la información actualizada.

Este mejor estimado se define por las empresas por la variable estadística que sea definida por la empresa operadora, están la media, la mediana, o probabilidad mayor al 50 %.

### **DESCUBIERTOS (PIIP) - SUBCOMERCIALES O RECURSOS CONTINGENTES.**

Como su nombre lo indica, están pendiente de definir su estructuración como un proyecto comercial, por coyunturas que producen una contingencia como los precios de los hidrocarburos, los costos de extracción, costos de transporte, dificultades contractuales, términos fiscales, y en general gran parte de las variables que definimos como factores críticos de éxito.

Los recursos contingentes se dividen así:

**1C: recurso contingente uno** que tiene una baja incertidumbre técnica, económica o contractual, pero que tiene que vencer una contingencia para su desarrollo comercial. Una vez superada la contingencia, estos volúmenes pueden pasar directamente a ser reservas probadas, en periodo de precios bajos como los actuales una buena parte de las reservas probadas pasan a ser recursos contingentes 1. Igualmente, si un campo está pendiente de una licencia o un permiso como contingencia al obtenerlo pasa a ser reserva probada.

**2C: recurso contingente dos** tiene una incertidumbre técnica media, pero tiene que vencer igualmente contingencias de diverso orden. Generalmente al vencer la contingencia, estos volúmenes pasan a ser reservas probables. En Colombia, si

bien la ANH ha avanzado en el reporte de estos volúmenes no todas las empresas guardan la rigurosidad para reportar los recursos contingentes por separado, sino que reportan una sola cifra incluyendo 1C, 2C y 3C.

**3C: recurso contingente tres** tienen una incertidumbre técnica alta, y también tiene que vencer contingencias importantes. Un ejemplo de esta clasificación son los volúmenes de gas de CBM, que hasta este momento tienen pozos perforados con algunas pruebas, y tienen que surtir todos los pasos para superar las controversias de los hidrocarburos no convencionales, y la definición definitiva de los términos contractuales de explotación.

### **DESCUBIERTOS (PIIP) - VOLÚMENES COMERCIALES O RESERVAS.**

Estas reservas son las cantidades estimadas por la geociencia y la ingeniería que cuentan con las definiciones que harán a estos volúmenes de hidrocarburos como comercialmente explotables, se subdividen por el nivel de certidumbre, técnica contractual o económica, por ejemplo, la terminación de un contrato, una nueva información técnica que modifique el entendimiento de los yacimientos, o un cambio en los parámetros económicos mundiales que se estime no varíen a futuro.

**Reservas probadas** son las cantidades de petróleo que, por el análisis de los datos de geociencia e ingeniería puede estimarse con certeza razonables que van a ser comercialmente recuperables, a partir de una fecha, de yacimientos conocidos y bajo condiciones económicas, métodos de operación, y regulaciones gubernamentales definidas. Si se utilizan métodos determinísticos, el término “certeza razonable” expresa un alto grado de confianza de que las cantidades serán recobradas. Si se utilizan los métodos probabilísticos, debe haber por lo menos un 90% de probabilidad de que las cantidades realmente recuperadas igualarán o superarán el estimativo.

**Reservas probables** son las reservas adicionales a las probadas en las que los análisis de datos de geociencia e ingeniería indican que es menos probable que sean recuperadas que las reservas probadas. Es igualmente probable que las cantidades reales que están por recuperar sean mayores o menores que la suma de las reservas probadas y las reservas probables (2P) estimadas. En este contexto, cuando se usan los métodos probabilísticos, debe haber por lo menos un 50% de probabilidad de que las cantidades realmente recuperadas serán iguales o excederán el estimativo 2P.

**Reservas posibles** son aquellas reservas adicionales en las que el análisis de datos de geociencia e ingeniería sugieren que es menos probable que sean recuperadas que las reservas probables.

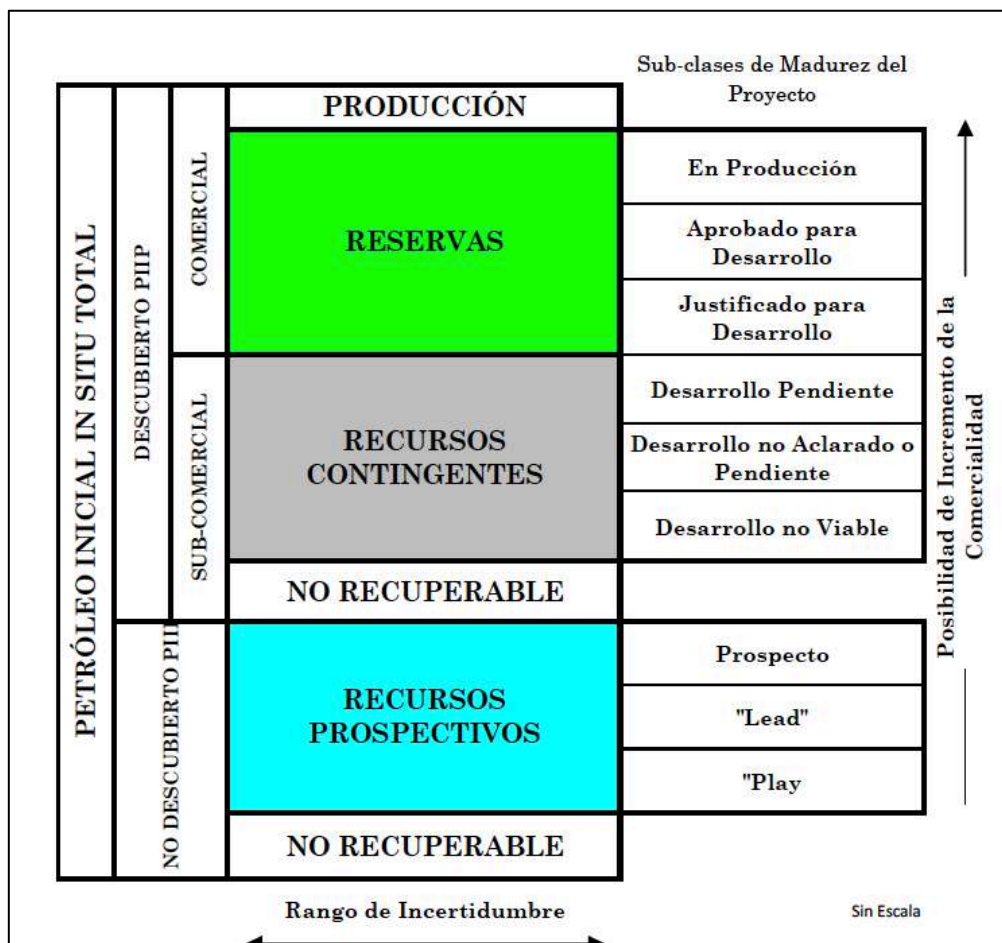
Las cantidades últimas totales recuperadas del proyecto tienen una baja probabilidad de exceder la suma de las reservas probadas más las probables, más las posibles (3P), lo cual equivale al escenario estimado alto. En este contexto, cuando los métodos probabilísticos se utilizan, debe haber por lo menos un 10% de probabilidad de que las cantidades realmente recuperadas serán iguales o excederán el estimativo.

**Producción** Son todos los volúmenes que han sido explotados de los yacimientos y han sido comercializados o utilizados.

**División de recursos y reservas por el grado de madurez de los proyectos.**

Las empresas igualmente definen los recursos y reservas de hidrocarburos de acuerdo con la madurez de los proyectos (Figura 84).

Figura 84: Subclases de Madurez en un proyecto de Exploración y Producción



Fuente: Acuerdo 11 de 2008 ANH.

Es así como en la etapa exploratoria Los recursos prospectivos se subdividen en play, lead y prospecto.

**Los plays** son modelos iniciales con rasgos geológicos comunes que combinan un cierto número de factores con el resultado de la existencia de acumulaciones de hidrocarburos en un determinado nivel estratigráfico.

**Los leads** son entrampamientos de hidrocarburos en rocas parcialmente mapeadas y no perforadas sobre un play, es una trampa estructural si tiene control de movimiento de fluidos por falla de gran extensión y/o estratigráfica control por cambios en las facies, y tamaños de roca de permeables a impermeables, sin

definición suficientemente como aprobarse su perforación y sin un trabajo adicional que reduzca su incertidumbre.

**El prospecto** es la localización en un mapa del sitio en el cual se recomienda perforar un pozo.

De acuerdo con el grado de madurez del proyecto los recursos contingentes se dividen de acuerdo a la viabilidad comercial del proyecto al momento de evaluación de los recursos y reservas y su viabilidad.

**Recursos contingentes con desarrollo no viable:** A la fecha esa es la situación de los Yacimientos No Convencionales y el Gas Offshore. Se requieren los pilotos en los No Convencionales, y las pruebas extensas en los hallazgos Offshore para definir si pasan a ser proyectos con desarrollos pendientes.

**Recursos contingentes con desarrollo no aclarado o pendiente:** En estos recursos están incluidos los descubrimientos pendientes de desarrollo y los campos inactivos por alguna razón.

**Recursos contingentes con desarrollo pendiente:** Volúmenes que están listos para ser producidos comercialmente y faltan o permisos gubernamentales o decisiones de las empresas para darles presupuesto para su desarrollo.

En Cuanto a las reservas se tienen:

**Reservas justificadas para su desarrollo:** Son los volúmenes que ya hacen parte de los portafolios para evaluar inversión, están justificados, pero no han sido aprobados para su desarrollo inmediato.

**Reservas aprobadas para su desarrollo:** Para el caso de la industria colombiana son los campos aprobados después descubiertos para realizar desarrollos comerciales por parte de la Agencia Nacional de Hidrocarburos, para el caso de campos de Ecopetrol anteriores al 2003, los proyectos incrementales que no requieran cambios de regalías, los que apruebe esta empresa en sus presupuestos.

**Reservas en producción:** Son los volúmenes actualmente en producción de petróleo y gas.

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

La producción del país a diciembre de 2019 fue del orden de 885 KBPD y se contaba con unas reservas 3P de 3388 millones de barriles.

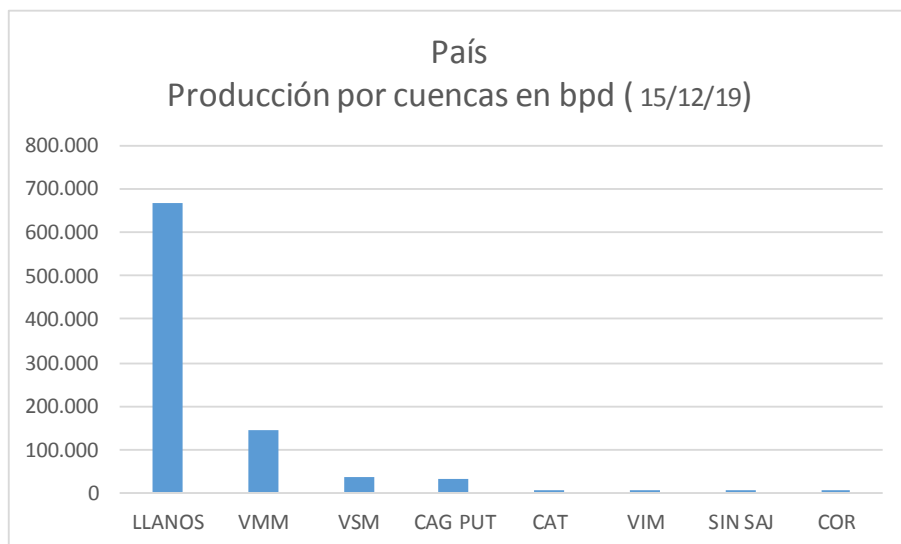
**Figura 85: Reservas y recursos petróleo y gas año 2019**

Clasificación	año 2019	
	Petróleo (Mbl)	Gas (Gpc)
Reservas Probadas	2.041	3.163
Reservas Probables	718	660
Reservas Posibles	629	362
Recursos Contingentes	1.888	2.362
Recursos Prospectivos (P50) *incluye offshore para Gas	3.137	17.690

Fuente: balance de reservas y recursos 2019 ANH

A lo largo de este capítulo se detallarán los contratos de las cuencas más importantes en volumen de reservas y sus campos. El país tiene aproximadamente 420 campos y entre las cuencas Llanos y Valle Medio se produjo del orden del 91 % de la producción del país

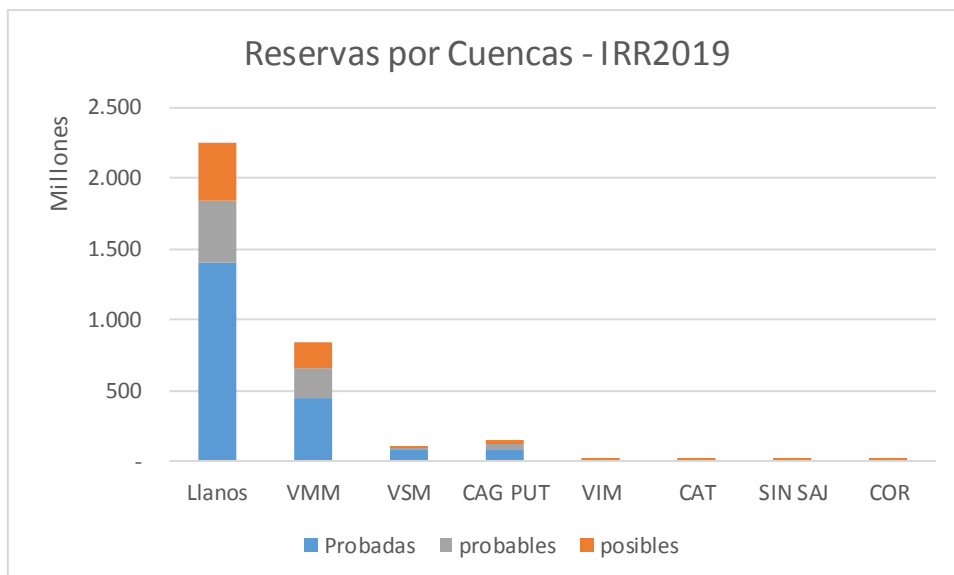
**Figura 86: Producción de petróleo por cuencas en diciembre de 2019 (bpd)**



Fuente: UT PROSPECCIÓN UPME 2020

En cuanto a las reservas, también las cuencas de los Llanos y del Valle Medio del Magdalena son las que más aportan al consolidado del país

**Figura 87: Reservas de petróleo por cuencas IRR de 2019 (MBIs)**

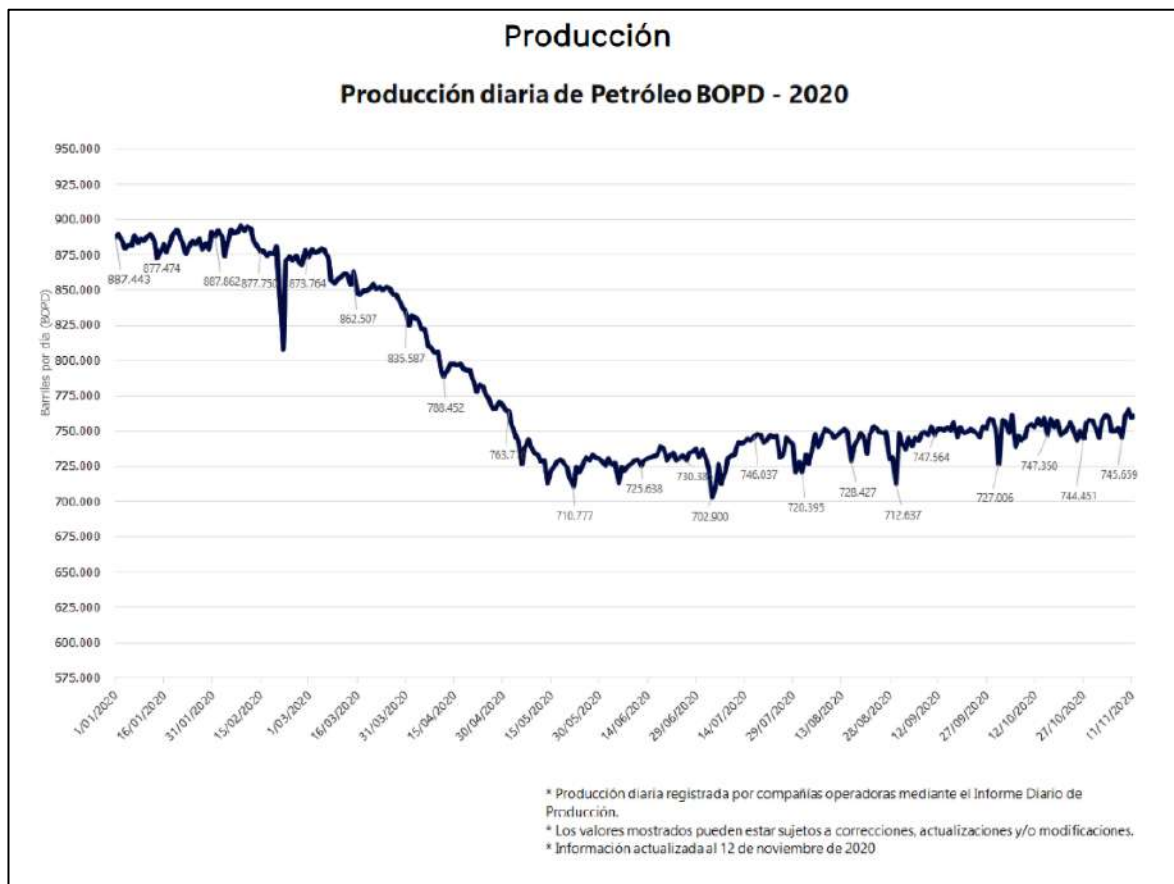


Fuente: UT PROSPECCIÓN UPME 2020



En la siguiente figura, tomada de la ANH tomada de la ANH con información hasta el 12 de noviembre de 2020, se observa una tendencia creciente en la producción, lo cual indica se están empezando a superar los problemas de restricción en producción generados por la pandemia.

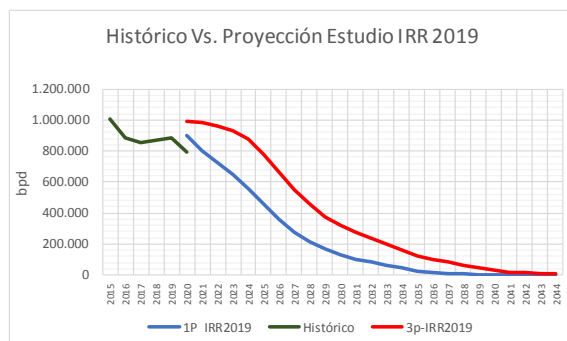
**Figura 88: Producción diaria de petróleo total país año 2020 (BPD)**



Fuente: Agencia Nacional de Hidrocarburos - Estadísticas

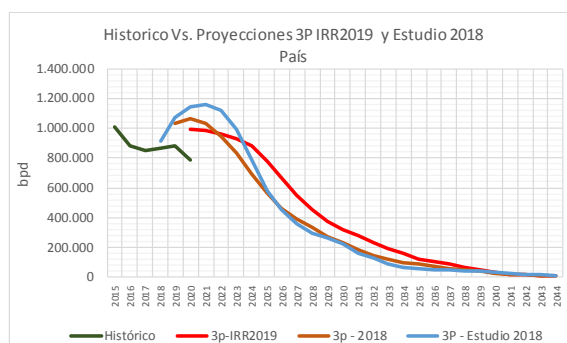
La Figura 89 presenta el IRR 2019 en cuanto a sus 1P y 3P y en la Figura 90 el dinamismo que han tenido las reservas 3P comparando su proyección de los IRR 2019, IRR 2018 y el estudio de 2018 que fue basado en el IRR 2017.

**Figura 89: Historia de producción IRR2019**



Fuente: UT PROSPECCIÓN UPME 2020

**Figura 90: proyección 3P IRR2019 - IRR2018 –Estudio 2018**



Fuente: UT PROSPECCIÓN UPME 2020

La producción histórica promedio en lo corrido del año a septiembre de 2019, presenta un menor valor de aproximadamente 200.000 barriles, comparado con el punto de partida de las reservas 3P IRR2019. La razón de lo anterior es que las actividades programadas fueron aplazadas por efectos de la pandemia.

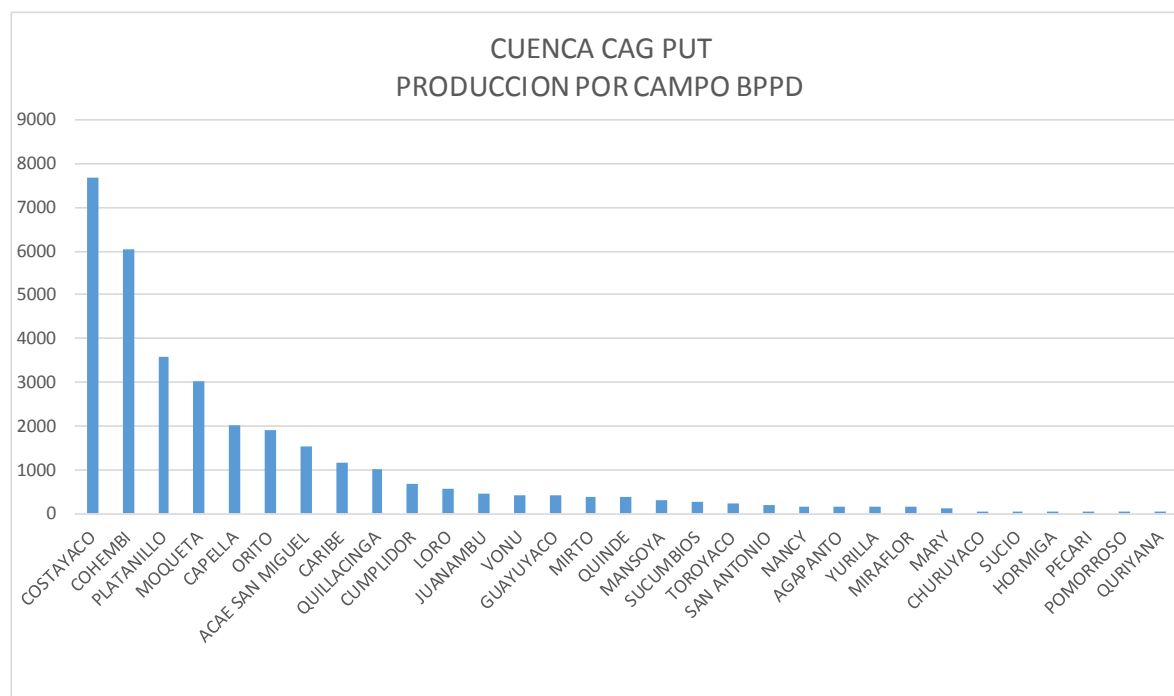
Las reservas 3P para el año 2019, superan las curvas de los años anteriores a partir del año 2020. Este mismo análisis se realizará para los contratos más relevantes de las diferentes cuencas del país.

## 5.1 CUENCA CAG PUT – PETRÓLEO

Los campos de la cuenca de Caguán Putumayo, presentan mecanismos de producción de gas en solución con empujes débiles de agua, razón por la cual se requiere de procesos de recobro mejorado para la optimización del factor de Recobro. Los campos activos, cuentan con unas reservas probadas de 78,43 millones de barriles y unas reservas 3P de 155,3 millones de barriles.

En la cuenca se encuentran aproximadamente 31 campos, con la mayor producción está concentrada en cinco contratos considerando la producción al 30 de diciembre de 2019 (Figura 91) y que serán objeto de este análisis.

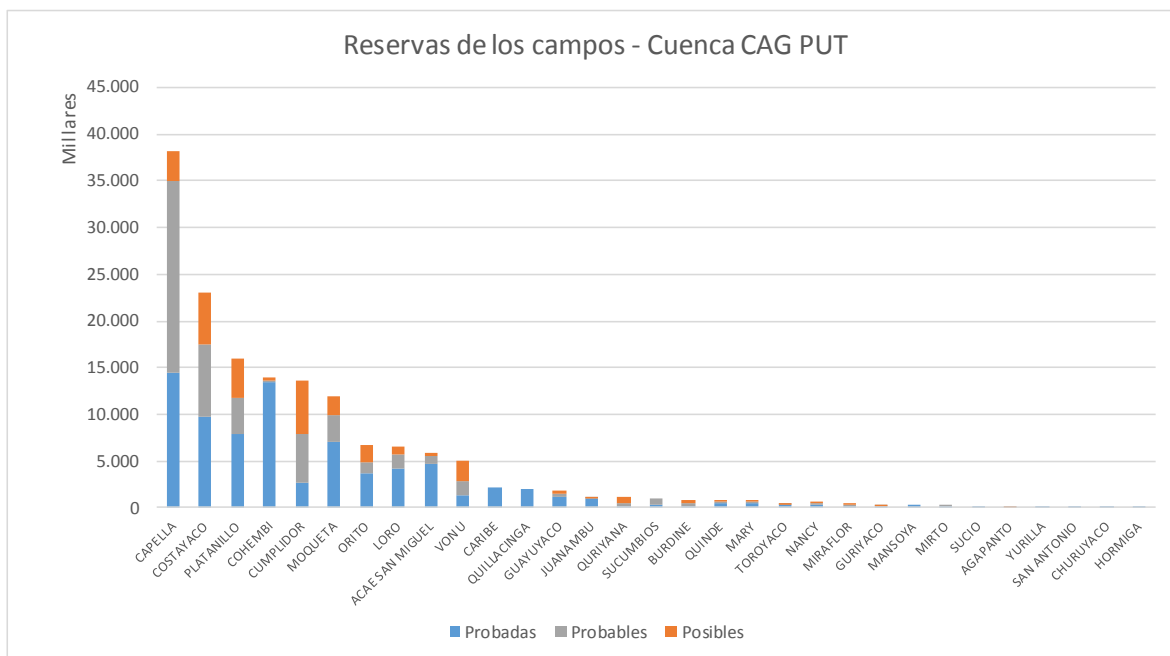
**Figura 91: Histograma – cuenca VVM –Producción de petróleo a dic/2019 (bpd)**



Fuente: UT PROSPECCION UPME 2020

En la Figura 92, se presentan las reservas de los campos de la cuenca, tomados de la información de reservas del año 2019, al igual de lo que se observa en el histograma anterior, los campos con mayores producciones son los que tienen más reservas.

**Figura 92: Histograma – cuenca VVM – Reservas IRR 2019**



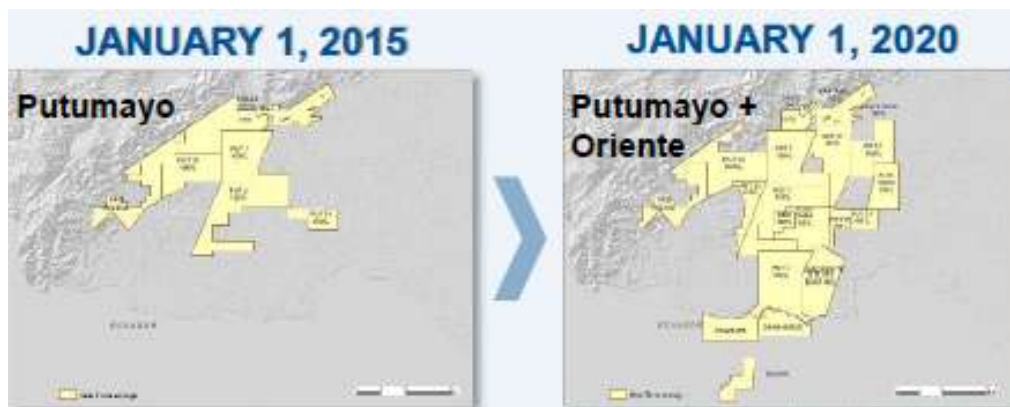
Fuente: UT PROSPECCIÓN UPME 2020

### 5.1.1 CONTRATOS CHAZA

Los campos del contrato Chaza son los más importantes en reservas y producción actual de la cuenca de Caguán Putumayo.

En los campos de Costayaco y Moquetá se estima un POES de 314 millones de barriles con una recuperación actual del 21 % y dada su buena respuesta a la inyección de agua se estima que se alcanzará un recobro ponderado del 34 %.

**Figura 93: Adquisición de Bloques de Grantierra y Geopark**

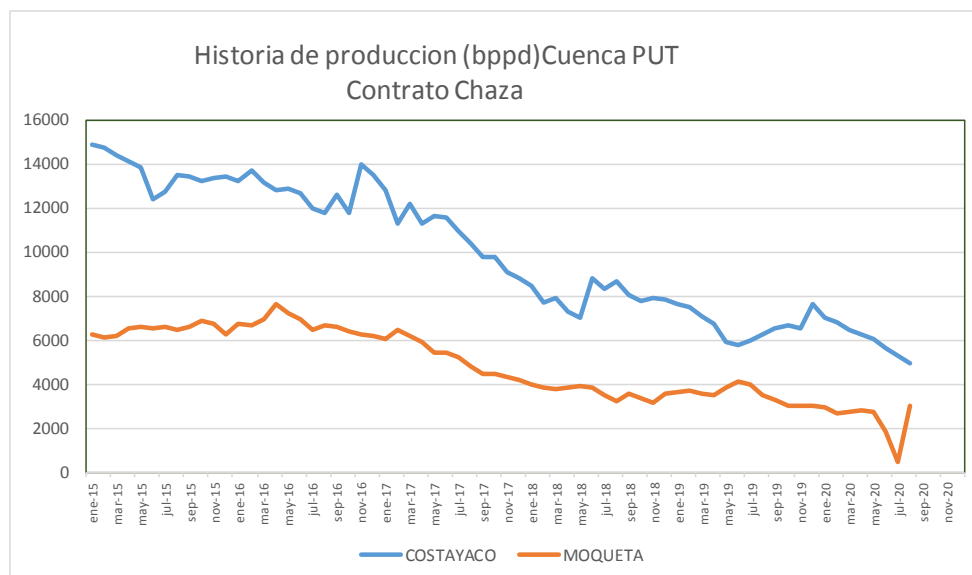


Fuente: Informes de Grantierra y Geopark

Grantierra ha avanzado en adquisiciones de bloques y su visión al igual que la de la empresa Geopark, que compró recientemente Amerisur, es encontrar campos que sigan el enorme tren de campos productores del Nororiente del Ecuador (Figura 93).

En la Figura 94, se presenta la historia de producción que Incluye los campos Costayaco y Moquetá, asociados al este contrato.

**Figura 94: Historia de producción contrato Chaza**

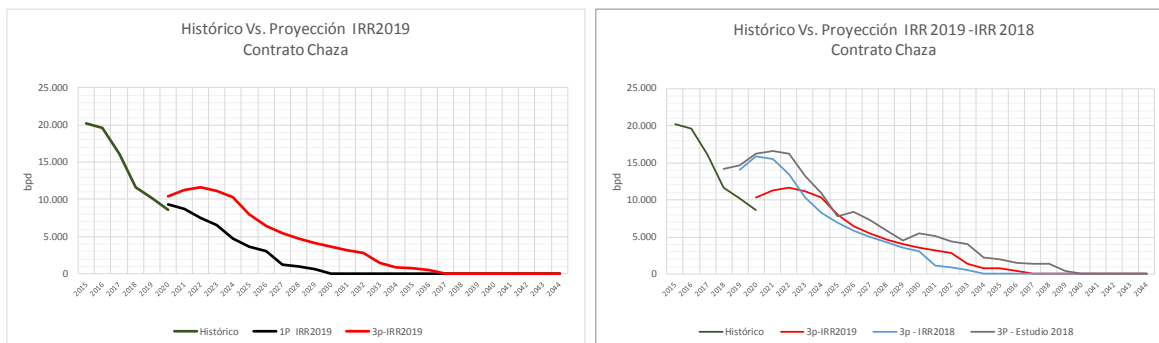


Fuente: UT PROSPECCIÓN UPME 2020

Las restricciones de la pandemia redujeron en aproximadamente 4.000 bpd la producción, que tiene la tendencia de recuperarse a finales del presente año 2020. La declinación del campo Costayaco ha sido bastante fuerte entre 2016 y 2017, y se logra disminuir su tendencia hacia el año finales del 2017. Trabajos remediales en el campo hacen que el equipo técnico de Grantierra en las reservas 3P estime un escenario de producción superior, desde hace unos tres años. Grantierra ha encontrado una respuesta positiva a la apertura y estimulación en las Calizas A y M de la formación Villeta. El reto operativo más importante de estos dos campos que producen por recuperación secundaria es el manejo de altas cantidades de agua al reiniciar la operación.

En la Figura 95, se presenta la producción histórica vs. la proyección de las reservas 1P y 3P IRR 2019 y los comparativos con las reservas del IRR 2018 y del estudio del 2018.

**Figura 95: Historia de producción vs. proyección 3P IRR 2019 – contrato Chaza**



Fuente: UT PROSPECCIÓN UPME 2020

Los estimados de Producción en los IRR 2018, y el estudio 2018 (IRR 2017) eran superiores al IRR 2019 en el corto plazo en cerca de 2000 bpd.

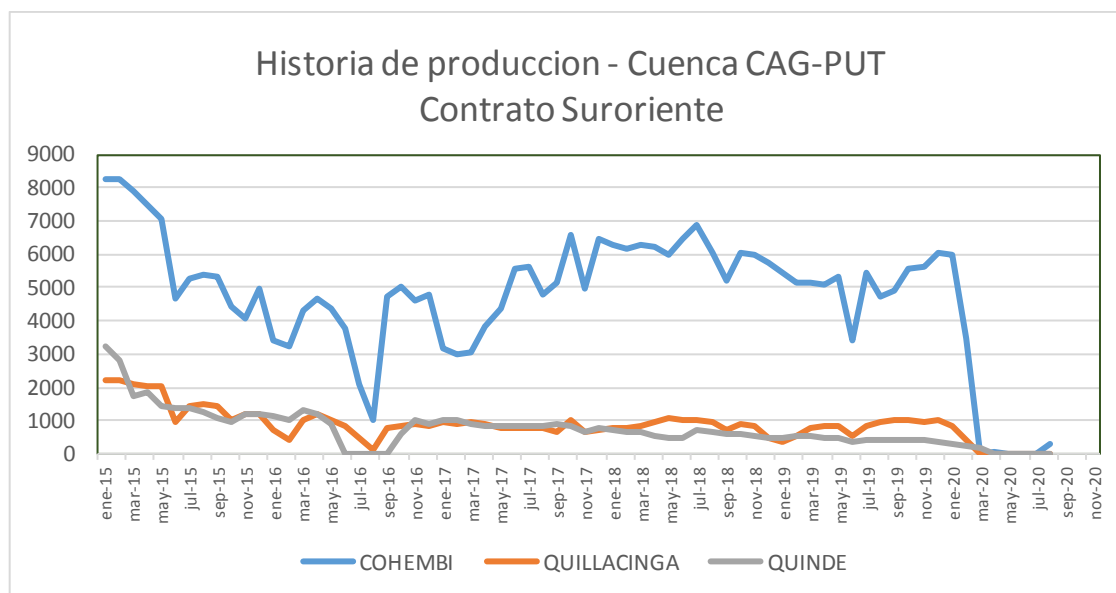
La empresa Grantierra luego de la compra de Petrolatina Energy en 2016, se concentró en la explotación del campo Acordionero en el Valle Medio del Magdalena con incrementos notables y retomó sus planes para el Putumayo en el 2019. La pandemia afecta la realización de los mismos y los volúmenes estimados en los IRR se van a diferir entre 2021 y 2022.

### 5.1.2 CONTRATOS SURORIENTE

Los campos del contrato Suroriente tienen cerca de 500 millones de barriles de POES con un recobro actual del 6 % y una expectativa del 18 %. La fórmula de factor R de los contratos que reactivaron estos campos, hoy en día por el comportamiento del Factor R, le da una mayor producción a Ecopetrol haciéndolo poco atractivo o rentable para el socio actual Grantierra; es más rentable la operación en sus otros campos en donde es 100 % dueño de las reservas y de la producción tanto en el CAG-PUT y VMM. Igualmente, otro factor de desinterés es el término de finalización del contrato de asociación que va hasta el año 2024.

En la Figura 96, se presenta la historia de producción de los campos del contrato, manteniendo la mayor producción Cohembí.

**Figura 96: Historia de Producción contrato Suroriente**



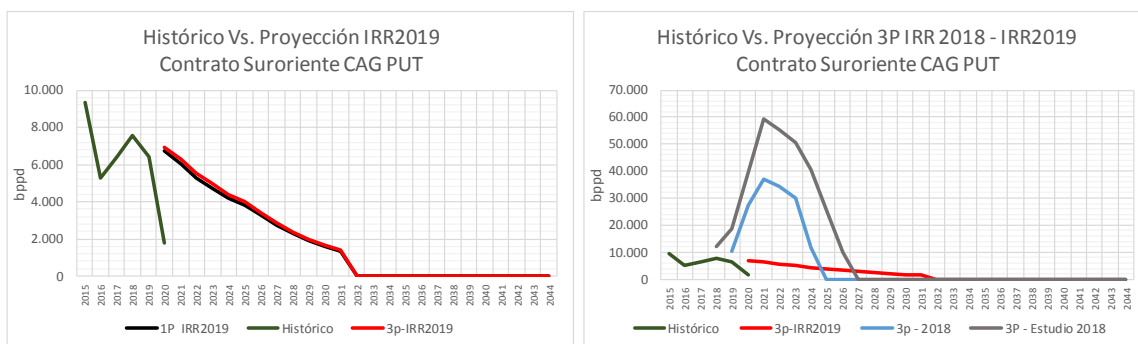
Fuente: UT PROSPECCIÓN UPME 2020

Las oportunidades técnicas en especial el proyecto de recuperación secundaria en Cohembí es muy promisorio, seguramente los socios explorarán cual es el mejor modelo para que ante una caída abrupta de precios, o eventos como los de la pandemia se mitiguen las razones del cierre actual de los campos de este contrato



En la Figura 97, se presenta el comportamiento histórico de la producción y las proyecciones de las reservas con el IRR 2019 y de reservas las reservas 3P del IRR 2018 y estudio 2018.

**Figura 97: Historia de producción vs. proyección 3P IRR 2019 – contrato Surorienté**



Fuente: UT PROSPECCIÓN UPME 2020

Evidentemente la caída de precios de comienzos del año 2020 y la pandemia han tenido un efecto muy fuerte en la producción de los campos de este contrato. El IRR 2019 muestra que no hay incentivos para reducir las incertidumbres de las oportunidades que se veían por parte del equipo técnico del operador en el IRR 2018 e igualmente en el estudio 2018 (IRR 2017) y que aceleraban la explotación de los campos del contrato por la continuación del desarrollo del proyecto de recuperación secundaria.

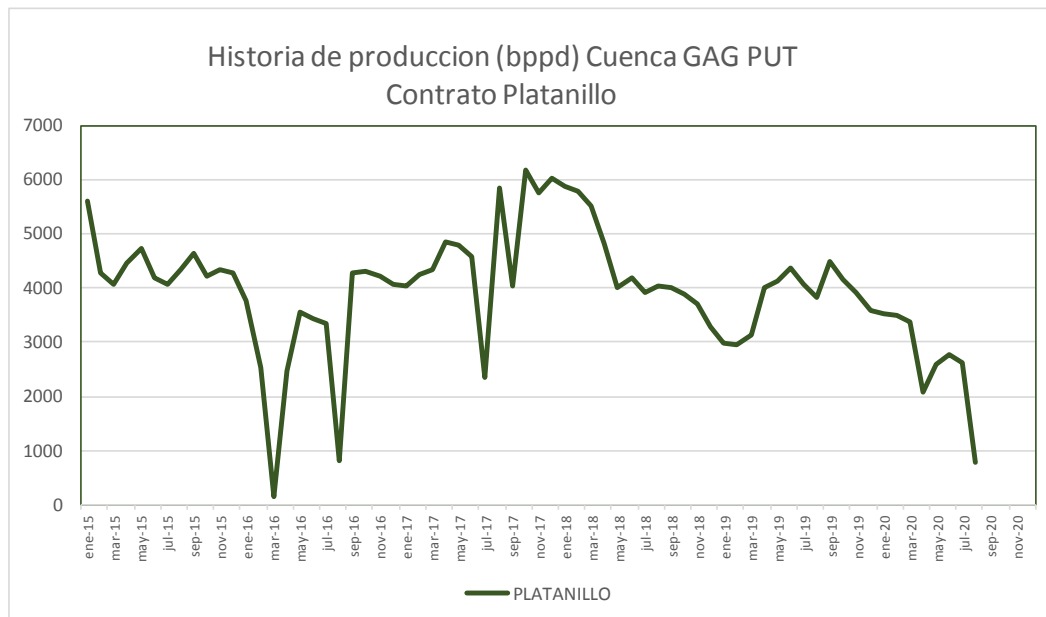
### 5.1.3 CONTRATOS PLATANILLO

El petróleo Original en el campo Platanillo, que dio origen al contrato es de 90,9 millones de barriles con una recuperación del orden de 12 % y con una expectativa del 31 % de recobro final.

Todos los activos de la empresa Amerisur fueron adquiridos por la empresa Geopak que incluyen 13 bloques, 12 de los cuales están localizados en el Putumayo y uno en Llanos el CPO-5 con el hallazgo más importante del 2019.

En la Figura 98, se presenta la historia de producción del campo Platanillo.

**Figura 98: Historia de Producción contrato Platanillo**

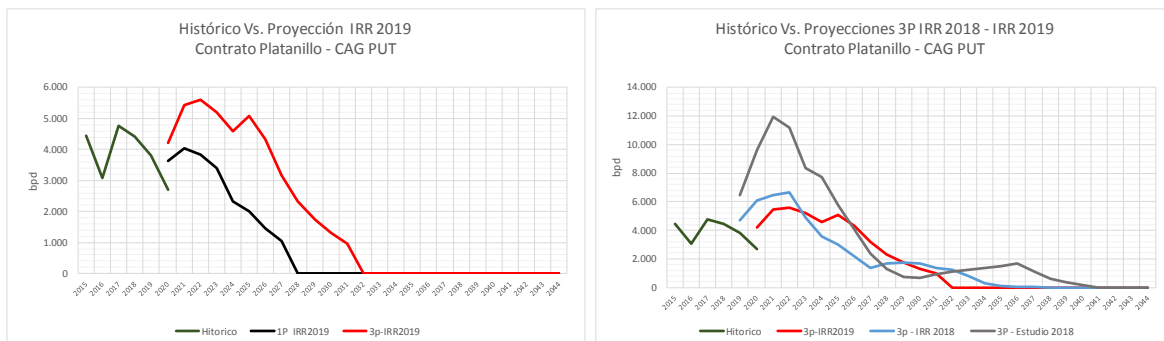


Fuente: UT PROSPECCIÓN UPME 2020

La producción se vio afectada por los efectos de la pandemia y por la toma de la operación por el nuevo operador con operaciones nuevas y compromisos en áreas más promisorias que ocasionan optimizaciones de OPEX y CAPEX. En todo caso para septiembre 2020 se reporta que la producción de platanillo superó los 2000 bpd y se estima que para diciembre este por encima de los 3.000 bpd.

En la Figura 99 se presenta el comportamiento histórico vs. las proyecciones de las reservas para el IRR2019, y comparativos 2018 y del estudio de 2018.

**Figura 99: Historia de producción y pronósticos IRR 2018, IRR 2019, y estudio 2018 contrato Platanillo**



Fuente: UT PROSPECCIÓN UPME 2020

A pesar de los efectos de la pandemia y la transición en las decisiones de la reciente compra, se espera que en el primer trimestre del 2021 y con una recuperación de precios de Brent del orden de 45 a 50 USD/BI, la producción regrese a valores por encima de los 4000 bpd.

El nuevo operador por su experiencia en campañas de crecimiento en zonas de alta potencialidad, podría llevar la producción a los niveles planteados en el año 2018 a más de 10.000 bpd.

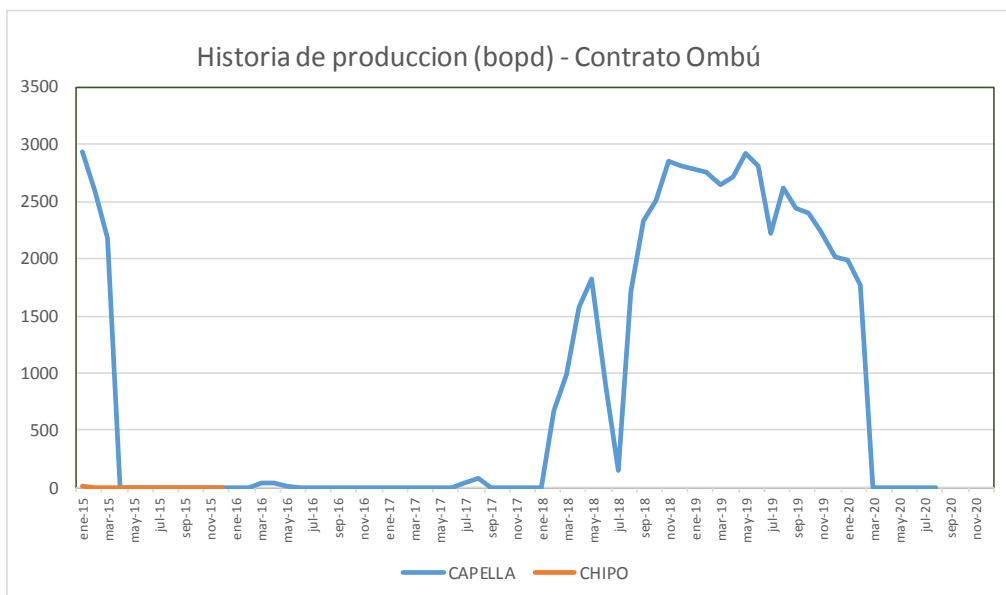
#### 5.1.4 CONTRATOS OMBÚ

El contrato Ombú tiene un Petróleo Original En Sitio estimado en 397,3 millones de barriles con una recuperación de 0,8 % y un recobro último con el desarrollo actual del 9,5 %.

El contrato Ombú en el Caguán, tiene un alto potencial de acumulaciones de crudos pesados, con un infraestructura muy deficiente, sin oleoductos, por lo se requiere llegar por carrotanque a Florencia en el Caquetá y continuar hasta conectar con el oleoducto del Alto Magdalena. Por su tamaño y la potencialidad de hallazgos en el contrato es un activo de valor para Sinochem dueño de Emerald continúan produciendo aún a 50 USD/BI. que sería su precio de equilibrio.

En la Figura 100, se presenta la historia de producción de Capella el único campo de los dos del contrato, que estaba en producción.

**Figura 100: Historia de producción contrato Ombú**

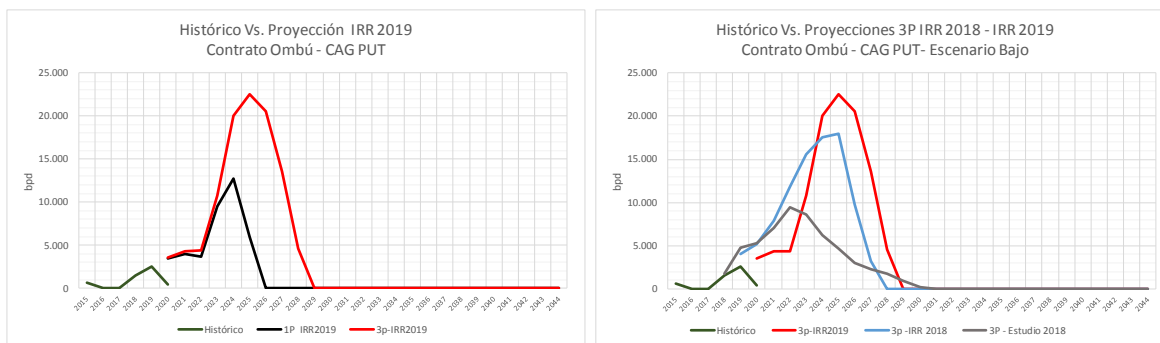


Fuente: UT PROSPECCIÓN UPME 2020

La producción de petróleo del campo Capella se vio afectada por el cierre total del campo durante la pandemia. El campo continúa cerrado a pesar de la recuperación de precios, hasta que se establezcan alrededor de los 50 USD/BI.

En la Figura 101 se presenta el comportamiento histórico vs. las proyecciones de las reservas para el IRR2019 y comparativos 2018 y del estudio de 2018.

**Figura 101: Historia de producción y pronósticos IRR 2018, IRR 2019, y estudio 2018 contrato Platanillo**



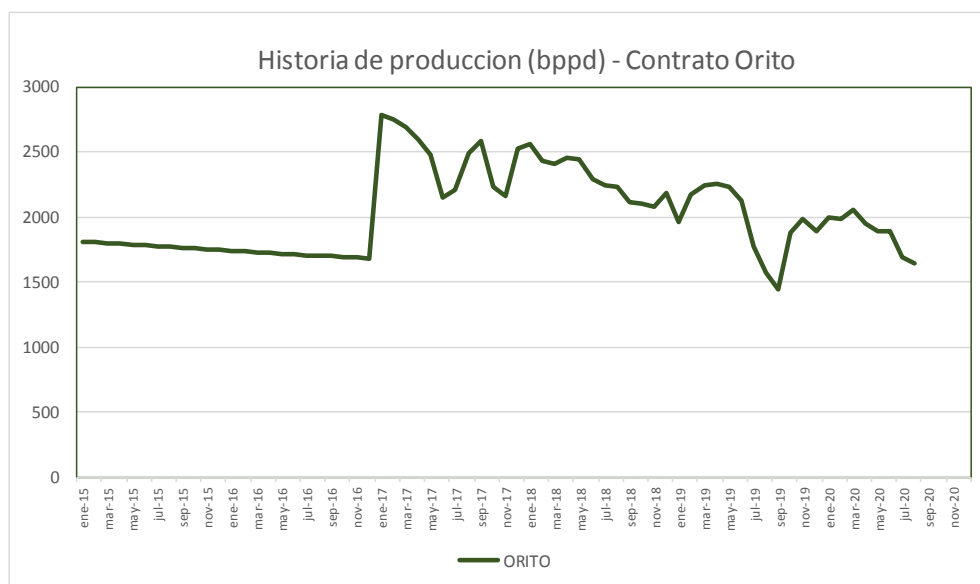
Fuente: UT PROSPECCIÓN UPME 2020

Los estimados de los diferentes pronósticos de recursos y reservas IRR 2018, IRR 2019 y estudio 2018, muestran la potencialidad de los campos del contrato Ombú bajo escenarios de precios de 50 y 60 USD/BI.

### 5.1.5 CONTRATOS ORITO

El campo Orito tiene un Petróleo Original en Sitio de 1178 millones de barriles, y alcanzó en 1971 una producción de más de 70 mil barriles por día. Después de cincuenta años produce un poco más de 2 mil barriles día con un recobro acumulado del 20,9 %, que luce como bajo para las características de la roca y fluidos del único campo de la cuenca con producción de la formación caballos. Desde finales de los años 90 este campo ha sido candidato para un proyecto de inyección de agua. En la Figura 102, se presenta la historia de producción de Orito con un comportamiento de declinación permanente.

**Figura 102: Historia de producción contrato Orito**



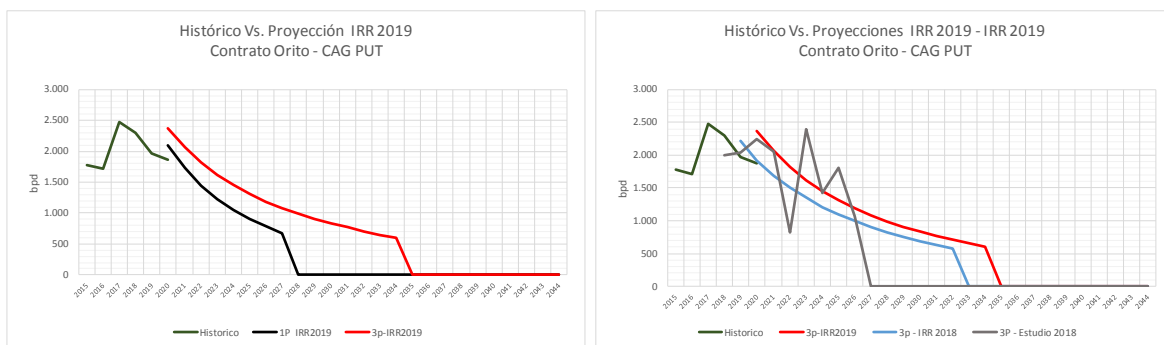
Fuente: UT PROSPECCIÓN UPME 2020

La producción del campo ha estado entre los 1.500 y 2.000 barriles por día, y no se ve efecto significativo por la pandemia. El desarrollo de este campo no se ha favorecido por el contrato de producción incremental firmado por Ecopetrol con Petrominerales, hoy Frontera Energy, porque como se mencionó anteriormente el Factor R, en su valor actual no lo hace atractivo para realizar inversiones y porque

el contrato de producción incremental finaliza en el año 2023. Un esfuerzo real de inversiones para este, el único campo grande de la cuenca por el POES descubierto, se dará después de esa fecha.

En la Figura 103 se presenta el comportamiento histórico vs. las proyecciones de las reservas para el IRR2019 y comparativos 2018 y del estudio de 2018.

**Figura 103: Historia de producción vs. proyección 3P IRR 2019 – contrato Orito**



Fuente: UT PROSPECCIÓN UPME 2020

Como se aprecia en los diferentes pronósticos de los informes de Reservas y Recursos IRR 2018 y 2019, no hay interés en obtener producciones incrementales, y se mantiene la declinación del campo. Este es un activo que sigue teniendo la posibilidad de aumentar el recobro a cerca del 30 %, lo que significan cerca de 100 millones de barriles, pero que requiere esfuerzos de inversión importantes.

#### 5.1.6 OTROS CONTRATOS DE LA CUENCA CAGUÁN PUTUMAYO

Existen otros contratos de menor impacto en reservas y producción en la actualidad, a pesar de tener un POES tan alto como el estimado en el área Sur del Putumayo.

**Tabla 1: Información de POES y Factores de Recobro**

Contratto	POES	Recobro actual	FR último
Area SUR	610.042.312	9,80%	13%
Area Occidente	231.173.997	10,90%	21%
Nancy_Burdine	43.060.383	17%	21%
Guayuyaco	46.658.000	15%	21%
Maranta	24.996.747	4%	6%

Fuente: ANH

En el campo Acaé San Miguel, con más de 600 millones de POES y un factor de recobro último del 13% sigue siendo un reto evaluar la mejor opción de desarrollo de estos yacimientos. En varios periodos Ecopetrol ha llevado a cabo campañas de perforación de pozos, la última fue en los años 90, sin embargo, los pozos declinaron rápidamente con producciones iniciales entre 500 y mil barriles por pozo. En el IRR 2019 Se plantea una campaña incremental para este campo.

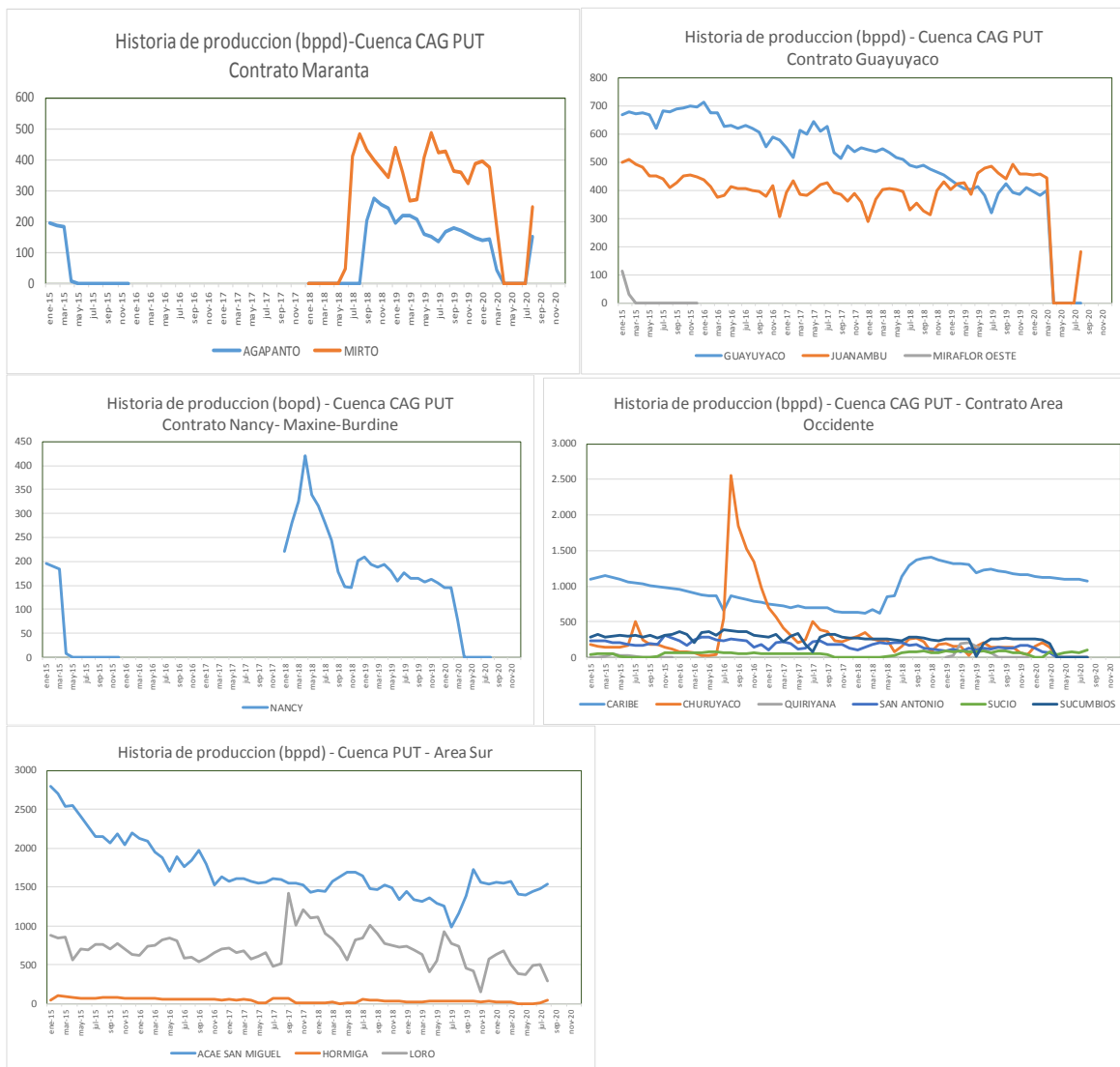
Existe una potencialidad interesante en el área Occidente porque el valor de POES amerita evaluar alternativas de explotación.

Desde el punto de vista de márgenes de producción, debido a que los crudos de estas áreas se transportan por el Oleoducto Transandino (OTA), que tiene costos estimados de 7,3 USD/BI del área Occidente al puerto de Tumaco y de 10,36 USD/BI del área Sur al puerto de Tumaco, para la producción marginal que se transporta, los costos son altos, por lo cual varios productores del área han optado por transportarla por el oleoducto Binacional de propiedad de la empresa Geopark a tarifas de menos de 1 USD/BI desde Platanillo al sistema de oleoductos del Ecuador, que agrega de 3 USD/B I. más al costo de transporte hasta el puerto de Esmeraldas para un valor total de 4 USD/BI.

En la Figura 104, se presenta el comportamiento histórico de estos otros campos mencionados en la tabla.



**Figura 104: Historia de producción de otros contratos CAG – PUT**



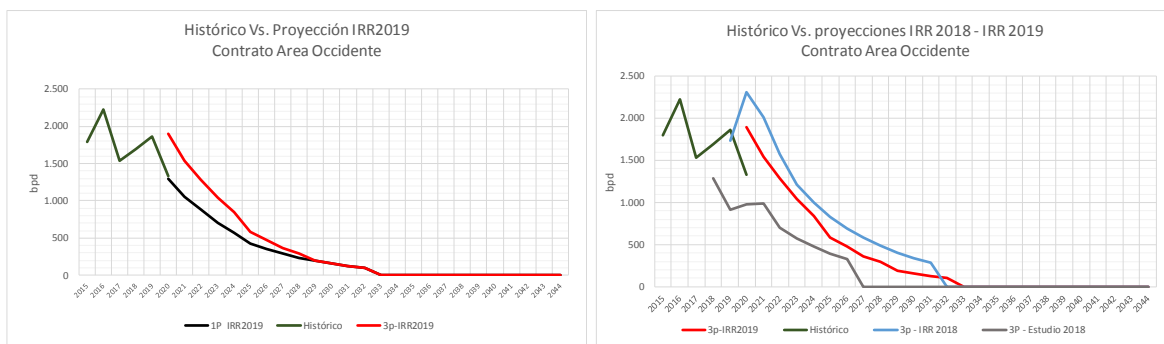
Fuente: UT PROSPECCIÓN UPME 2020

Como se observa, la mayoría de estos campos fueron afectados con el cierre por efectos de la pandemia; sin embargo, en algunos de ellos ya se está dando la reapertura.

A continuación, en la Figura 105 se presenta la comparación del comportamiento histórico y los pronósticos.

**Figura 105: Historia de producción – pronósticos IRR 2018, 2019 y estudio 2018**





Fuente: UT PROSPECCIÓN UPME 2020

Al observar el comportamiento histórico de los contratos Marantá, Área Occidente y Guayuyaco con los pronósticos IRR realizados por los operadores para los campos en producción se ve una muy buena consistencia, con una caída en el año 2020 por efectos de cierre por pandemia, se considera que las producciones se recuperarán a los niveles del mes de marzo, por la tendencia posterior al confinamiento. Estos campos no tienen planes incrementales como los muestran los pronósticos de reservas 3P.

En el contrato del área Sur, actividades incrementales en los campos Acae-San Miguel y Loro llevarán la producción a volúmenes de 5.000 BPD en los próximos dos años. En el contrato de los campos Nancy Burdine y Maxine, con la apertura de estos dos últimos cerrados desde hace unos años, se plantean volúmenes incrementales que alcanzarían cerca de 700 BPD.

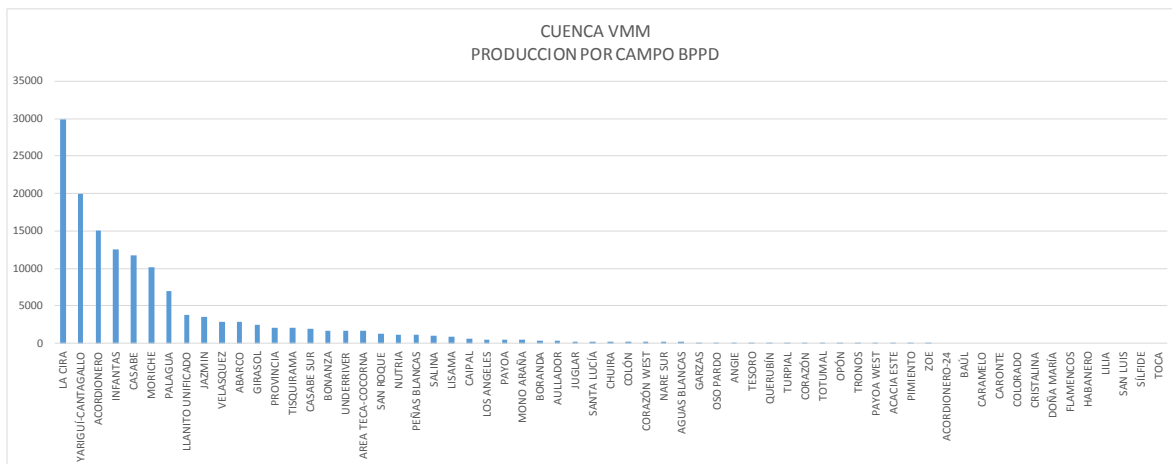
## 5.2 CUENCA VMM – PETROLEO

En los campos de la cuenca del Valle Medio del Magdalena, a diferencia de los campos de los Llanos, el mecanismo de producción es gas en solución, razón por la cual se requiere de procesos de recobro mejorado para la optimización del factor de recobro. Los campos activos, cuentan con unas reservas probadas estimadas en el IRR 2019 de 458 millones de barriles y unas reservas 3P de 853 millones de barriles.

En la cuenca se encuentran aproximadamente 63 campos de los cuales el 74% de la producción al 30 de diciembre de 2019 se encontraba concentrada en siete campos que producen más de 5.000 BPD (Figura 106) y serán objeto de este análisis.

Veinticuatro campos producen menos de 100 BPD.

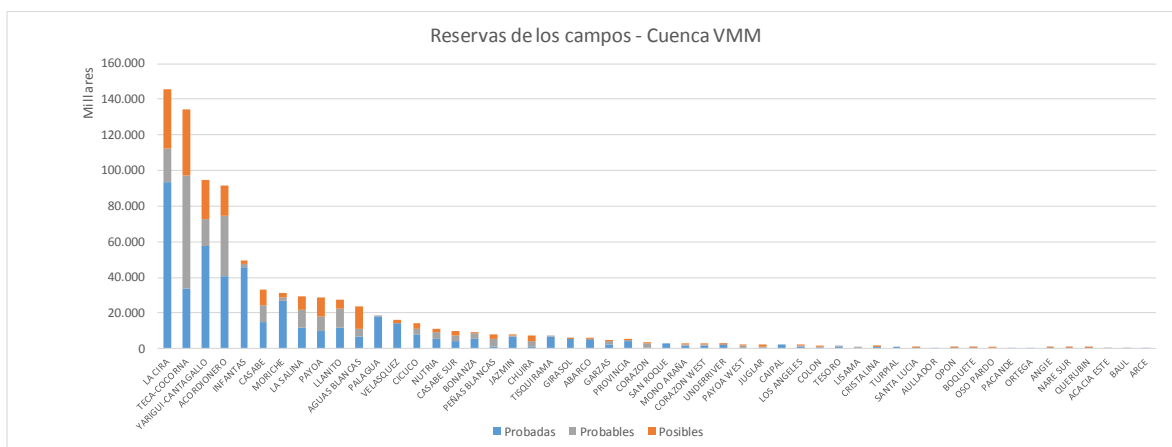
**Figura 106: Histograma – cuenca VVM –Producción de petróleo a dic/2019 (BPD)**



Fuente: UT PROSPECCIÓN UPME 2020.

En la Figura 107, se presentan las reservas de los campos de la cuenca, tomados de la información de reservas del año 2019, al igual de lo que se observa en el histograma anterior, los campos con mejores producciones son los que tienen más reservas.

**Figura 107: Histograma – cuenca VVM – Reservas IRR 2019**



Fuente: UT PROSPECCIÓN UPME 2020.

### 5.2.1 CONTRATO LA CIRA - INFANTAS

Los campos de la Cira - Infantas son el origen de la industria petrolera con un Petróleo Original en Sitio estimado en 4.045 millones de barriles y un recobro del orden del 21 % a la fecha, el recobro último llegaría a un poco más del 30 %, con el proyecto de recuperación secundaria que se lleva a cabo en estos campos.

En la Figura 108, se presenta la historia de producción que incluye los dos campos asociados a este contrato como son Infantas y la Cira.

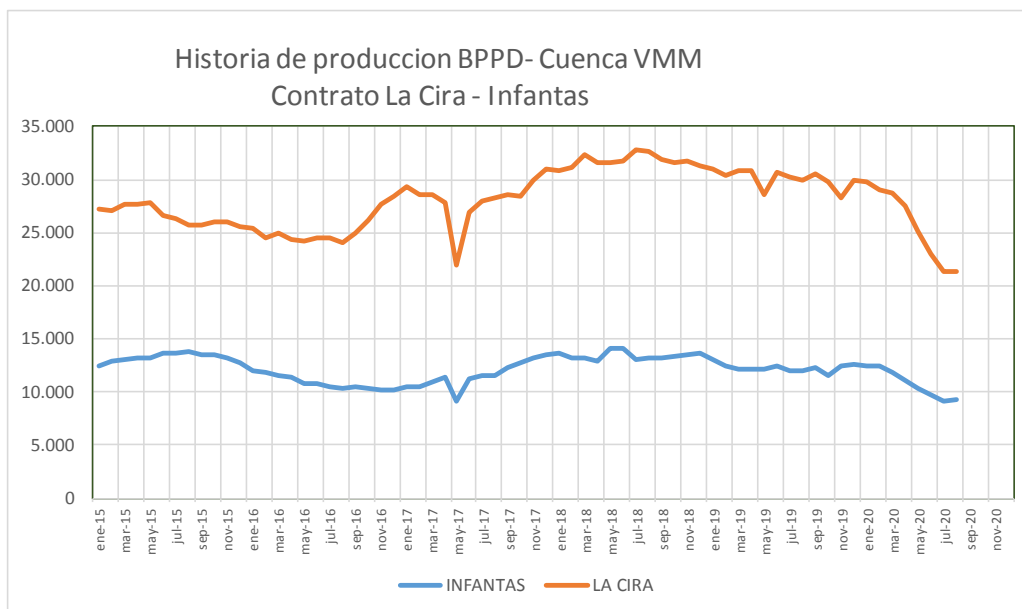
La producción de los dos campos ha sido bastante estable con una tendencia incremental desde septiembre del año 2016, con una pequeña caída en mayo 2017, asociada a una reorientación en la inyección de agua de parte del yacimiento por reclamos de comunidades vecinas de pequeñas afectaciones.

Los campos estaban comportándose de acuerdo con los planes de OXY y Ecopetrol que tienen como objetivo superar los 50.000 barriles día con los proyectos de recuperación secundaria en la Zona C, el desarrollo incremental en las zonas A y B, así como la ampliación de la zona piloto de inyección de polímeros en la zona C.

Hay dos eventos que causan una caída desde enero de 2020, que se acentúa con uno de ellos, la pandemia. El otro evento es, la afectación en la estructura financiera de OXY, luego de comprar ANADARKO, parte de sus compromisos de pago se vieron afectados por la caída de precios debido a la disputa comercial de China y Estados Unidos, y la llamada guerra de precios que han tenido Rusia y Arabia Saudita, esa deficiencia en sus finanzas ocasionó que OXY tomará la decisión de vender sus activos Onshore en Colombia, los más importantes La Cira Infantas y Caño Limón.

Como ha sucedido en otros campos en el informe de producción fiscalizada del mes de septiembre ya se nota una lenta recuperación de la producción, dado que son proyectos de recobro secundario, se estima que durante el primer semestre del 2021 se recuperará la producción en los niveles del año 2019.

**Figura 108: Historia de producción contrato La Cira - Infantas**

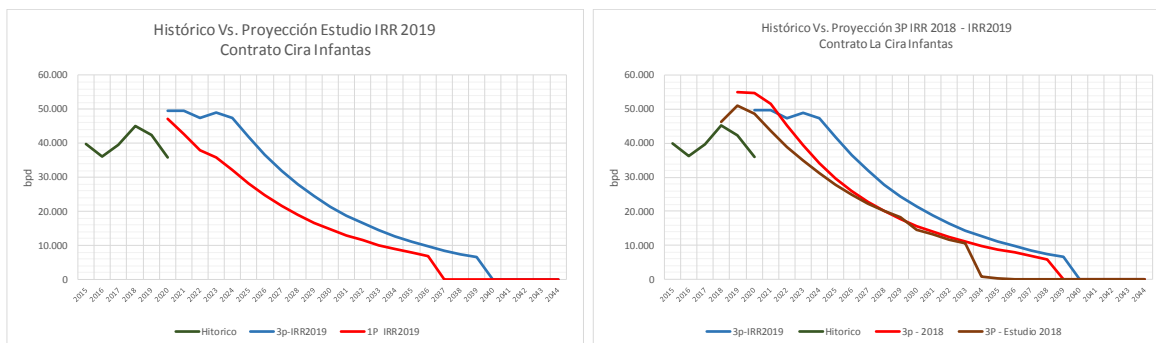


Fuente: UT PROSPECCIÓN UPME 2020

Entre los meses de abril a julio de 2020, la producción del contrato presentó una caída de aproximadamente 7000 BPD, especialmente afectada por las restricciones de la pandemia.

En la Figura 109, se presenta la producción histórica vs reservas 1P y 3P del informe de reservas IRR 2019 y el comparativo con el informe IRR 2018 y del estudio del 2018.

**Figura 109: Historia de producción vs. proyección 1P y 3P IRR 2019 y comparativos - contrato La Cira-Infantas**



Fuente: UT PROSPECCIÓN UPME 2020

Todas las proyecciones de los informes IRR 2018 y 2019, y el estudio 2018 muestran estimados superiores a la tendencia histórica debido a que, por los efectos de la pandemia, y la venta se difirieron inversiones del proyecto incremental.

Como se mencionó desde el 2021 se volverá nuevamente con la tendencia ascendente para alcanzar el objetivo de disponer de producciones superiores a los 50.000 barriles por día. Con el incremento de la producción desde cerca de 5.000 BPD que estos campos tenían al inicio del 2000, a los valores actuales que demuestran el éxito de este proyecto y que sugieren que seguirá con buenos resultados, con posibilidades de tener costos de transporte de menos de 1 USD/Bl a la refinería de Barrancabermeja y menos de 3 USD/Bl., así como bajos costos operativos.

#### 5.2.2 CONTRATO MAGDALENA MEDIO

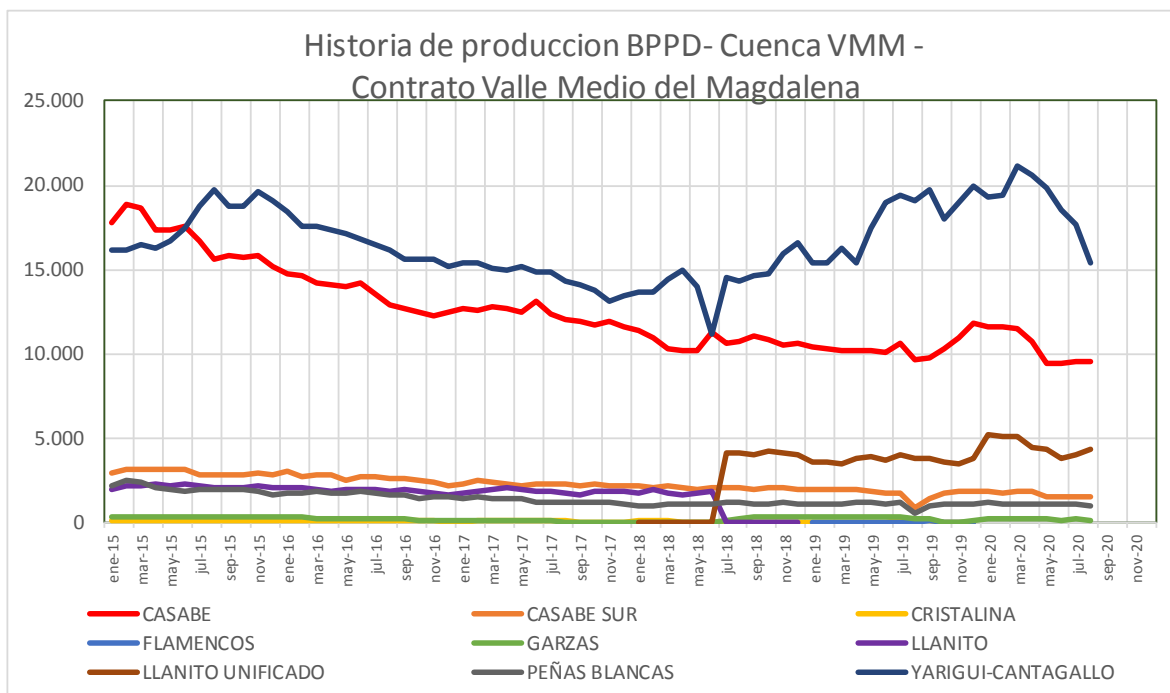
Los campos del contrato Magdalena Medio, tienen un Petróleo Original En Sitio del orden de 4324 Mbls, y una recuperación ponderada del 11 %, con campos como Llanito, Colorado y Garzas con recuperaciones entre 6 y 8 % : Con el desarrollo de proyectos de recuperación secundaria en actividad e inicios prometedores en otros, se espera que en el área se obtengan recobros del orden del 30 %.

Esta zona que se consideraba una de las más maduras del país en el pasado, con los proyectos de recobro mejorado y la búsqueda de nuevas acumulaciones con la estrategia del “Near Field Exploration”, más la exploración de Yacimientos No Convencionales, en conjunto con los contratos La Cira y Playón conforman un área tan promisorio como las áreas de mayor potencial en los Llanos Orientales.

En la Figura 110, se presenta la historia de producción que Incluye los campos asociados a este contrato.



**Figura 110: Historia de producción contrato Magdalena Medio**



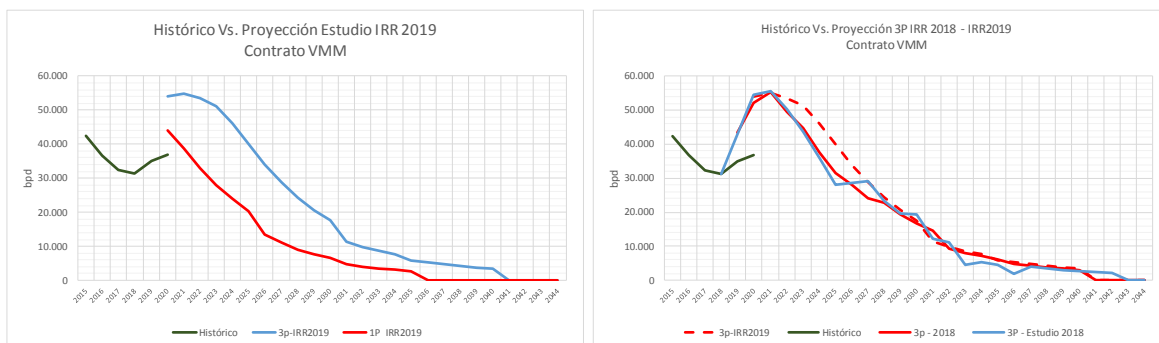
Fuente: UT PROSPECCIÓN UPME 2020

Entre los meses de abril a agosto de 2020, la producción del contrato presentó una caída de aproximada de 9000 BPD, especialmente afectado por la pandemia.

En particular la pandemia afectó fuertemente a los campos Yariguí – Cantagallo, Casabe y Llanito, los mayores productores del contrato Magdalena Medio. Debido a que se difirieron varias de las actividades de los proyectos incrementales de estos contratos, las producciones que se derivan de éstas, se irán recuperando y se estima un avance importante en el año 2021.

En la Figura 111 se presenta la producción histórica vs reservas 1P y 3P del informe de reservas IRR 2019 y el comparativo con el informe IRR 2018 y del estudio del 2018.

**Figura 111: Historia de producción vs. proyección 3P IRR 2019 – contrato Magdalena Medio**



Fuente: UT PROSPECCIÓN UPME 2020

La tendencia de la producción histórica muestra que venía respondiendo positivamente a los proyectos incrementales para alcanzar el objetivo de los 50.000 BPD, se estaban cumpliendo las inversiones y el avance de los proyectos incrementales.

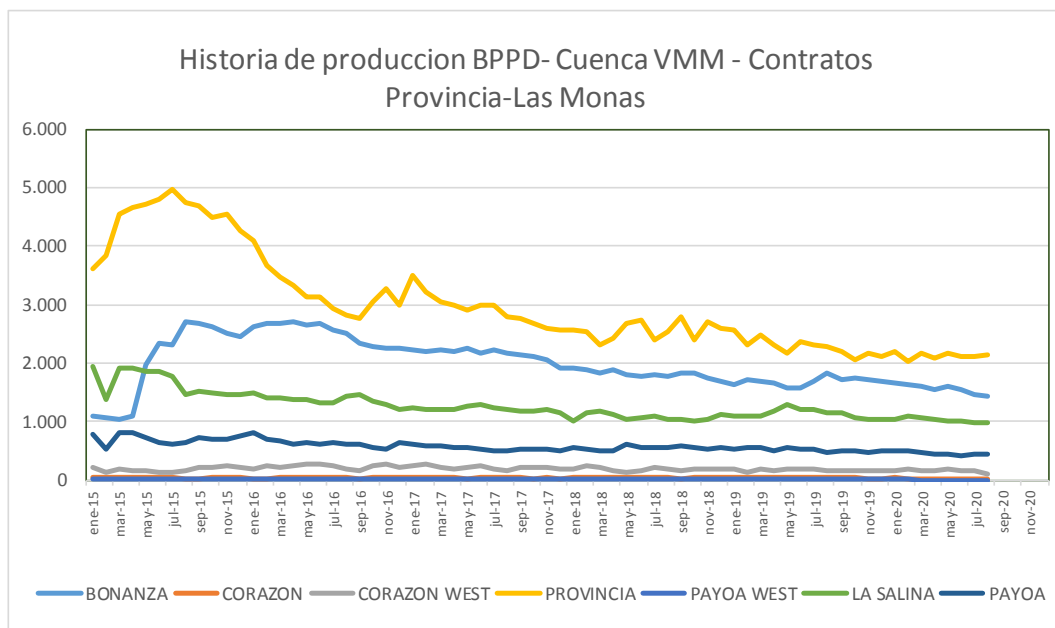
Se reduce la tendencia incremental por el reordenamiento de las inversiones en especial las del proyecto de Llanito Unificado en donde se visualizaban en las propuestas del proyecto incremental producciones del orden de 15 a 20 mil barriles por día, unido a las producciones en Yariguí- Cantagallo y Casabe de 20 mil y 10 mil barriles por día respectivamente. En todo caso se tendrán en el corto plazo (2021-2025), volúmenes como los estimados en los IRR 2019 y 2018.

### 5.2.3 CONTRATOS PROVINCIA – LAS MONAS

Los campos de estos contratos de Provincia y Las Monas, poseen crudos de muy buena calidad y alto contenido de gas asociado. Se estima un Petróleo Original En Sitio del orden de 1.511 millones con una recuperación actual del 24 %, y posibilidades técnicas de llevar el recobro al 35 %, en Payoa se proyecta un 40 % de recobro final.

En la Figura 112, se presenta la historia de producción que Incluye los campos asociados a estos contratos.

**Figura 112: Historia de producción contrato Provincia-Las Monas**



Fuente: UT PROSPECCIÓN UPME 2020

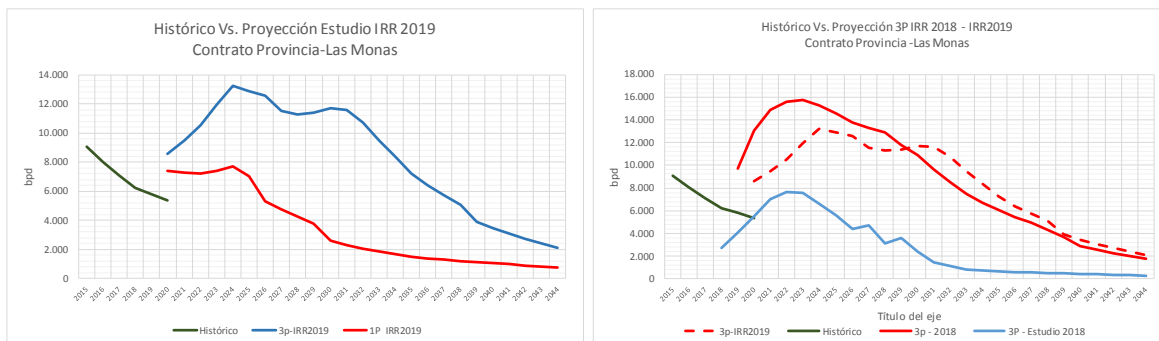
Entre los meses de abril a julio de 2020, la producción del contrato presentó una caída de aproximadamente 7,000 BPD, especialmente afectado por las restricciones de la pandemia.

Dos proyectos incrementales, en el campo Provincia reinyección de gas y de inyección de agua en el campo Bonanza que iniciaron en el año 2015, no han continuado, la caída de precios del 2016 obligó a suspender actividades de perforación y reacondicionamiento. Se ha mantenido la producción desde el 2016 a la fecha.

Ecopetrol tiene un portafolio muy competitivo de opciones de inversión. Si se retoman las inversiones en estos campos se alcanzarían producciones entre 3 y 4 mil barriles en Provincia y Bonanza.

En la Figura 113 se presenta la producción histórica vs reservas 1P y 3P del informe de reservas IRR 2019 y el comparativo con el informe IRR 2018 y del estudio del 2018.

**Figura 113: Historia de producción vs. proyección 3P IRR 2019 – contrato Provincia Las Monas**



Fuente: UT PROSPECCIÓN UPME 2020

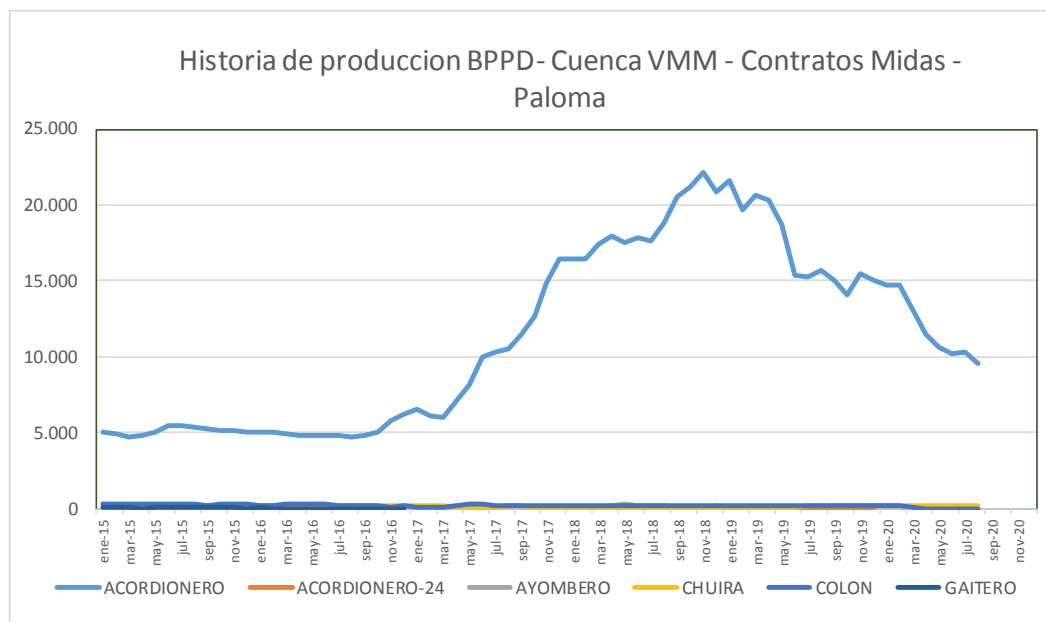
Los campos de los contratos Provincia y Las Monas cuentan con la ventaja de disponer de Proyectos de Producción Incremental, por lo cual cuentan grandes oportunidades reflejadas en las gráficas de los pronósticos 3 P de los informes IRR 2018 y 2019 presentados por el operador. El estudio del año 2018 era más conservador, los pronósticos que muestran volúmenes de una magnitud muy superior a la producción reciente indican la expectativa que tienen de lograr esas producciones con inversiones planteadas en los PPI (Proyectos de Producción Incremental).

#### 5.2.4 CONTRATOS MIDAS - PALOMA

En el contrato Midas se localiza el hallazgo más importante de la formación Lisama en la cuenca del Valle Medio del Magdalena, el campo Acordeonero. El Petróleo Original En Sitio estimado en estos contratos es de 387 millones de barriles con un recobro a la fecha cercano al 5 %. En el campo Acordionero se concentra el 95 % del POES, está sometido a inyección de agua y se espera que el factor de recobro alcance una recuperación final del 30 %.

En la Figura 114, se presenta la historia de producción de los contratos Midas (campos Acordionero, Chira y Zoe) y Paloma (campos Colon y Juglar); el campo con mayor producción es el campo Acordionero y los campos Chuira, Colon y Juglar producen entre 200 y 300 BPD.

**Figura 114: Historia de producción contratos Midas y Paloma**



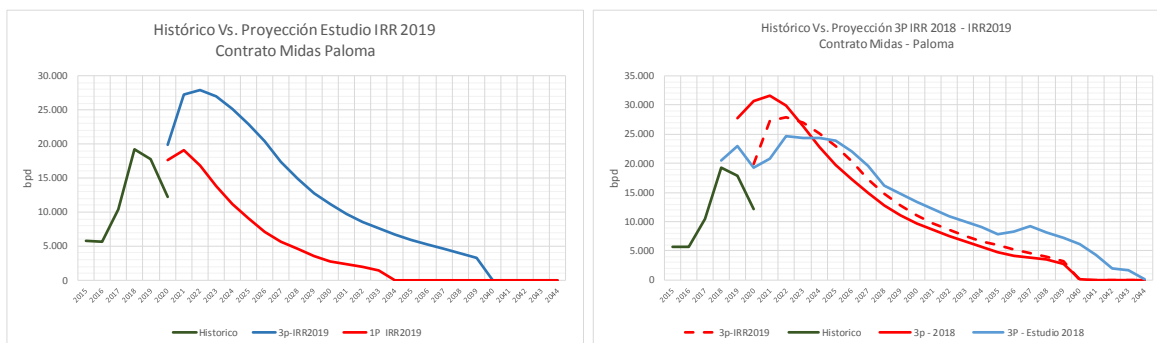
Fuente: UT PROSPECCIÓN UPME 2020

Además de la pronunciada declinación que ha tenido el campo Acordionero, los contratos se vieron afectados durante la pandemia en menor producción y en el cierre de los campos Colón y Juglar del contrato Paloma.

La alta producción de agua en un sector del campo Acordionero se venía controlando desde mayo del 2019 hasta marzo del año 2020 cuando la producción se estabiliza en 15.000 BPD, cuando la pandemia llevó a una reducción de 5.000 Barriles por día, teniendo 8 pozos pendientes de trabajos de reacondicionamiento que se retomaron en octubre. La producción volverá a sus niveles de 15.000 BPD en el primer semestre del año 2021 de acuerdo con los estimados del operador.

En la Figura 115, se presenta la producción histórica y las tendencias de las reservas del IRR 2019, IRR 2018 y del estudio del 2018.

**Figura 115: Producción histórico vs reservas IRR 2019, IRR 2018 y estudio 2018**



Fuente: UT PROSPECCIÓN UPME 2020

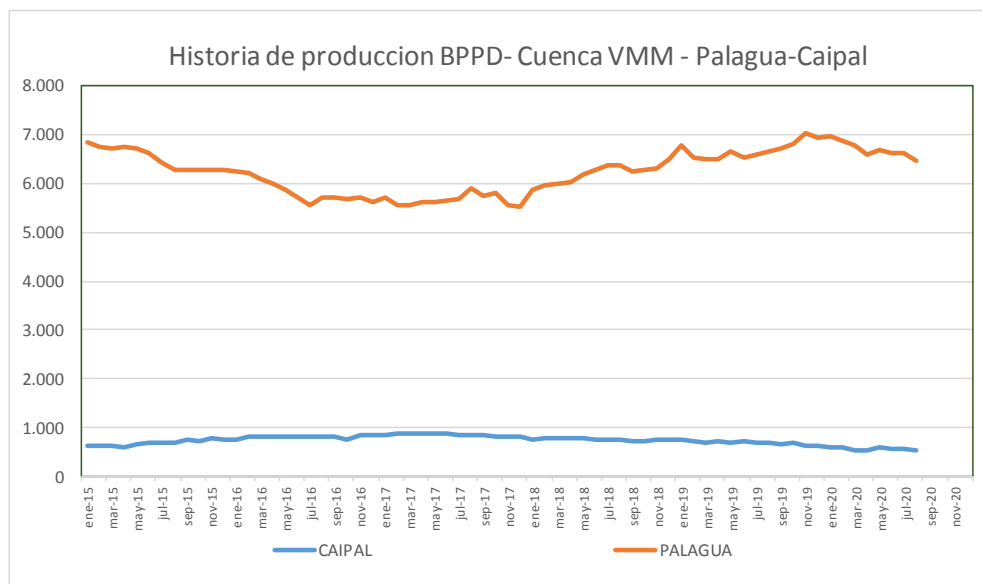
Los estimativos de los pronósticos de producción de los informes IRR 2018 e IRR 2019 y el estudio 2018 que coinciden en su proyección, presentan las expectativas de los equipos técnicos de la empresa Grantierra, en ellos se aprecia claramente que la producción esperada sin las limitaciones operacionales y de entorno que de manera anómala se presentaron en el año 2020, alcance los niveles planteados en el estudio del año 2018 y el IRR 2019 de cerca de 25.000 BPD no se ve que se alcancen los estimados del IRR 2018 de 30.000 BPD.

### 5.2.5 CONTRATOS PALAGUA – CAIPAL

Los campos de Palagua y Caipal tuvieron una revaluación del Petróleo Original En Sitio que llevó de valores de 600 millones de barriles en los estimativos al estimativo actual de 1.443 millones con un factor de recobro de solo el 9 % realizado por los socios de este Contrato de Producción Incremental entre Ecopetrol y el Consorcio de Joshi-Ismocol-Parko. La heterogeneidad de los yacimientos y arenas con alto contenido de arcillas lleva a que las expectativas de recobro no alcancen sino hasta un 20 % de recobro último.

En la Figura 116 se presenta el comportamiento histórico de la producción de los campos Palagua y Caipal.

**Figura 116: Historia de Producción campos Palagua Caipal**



Fuente: UT PROSPECCIÓN UPME 2020

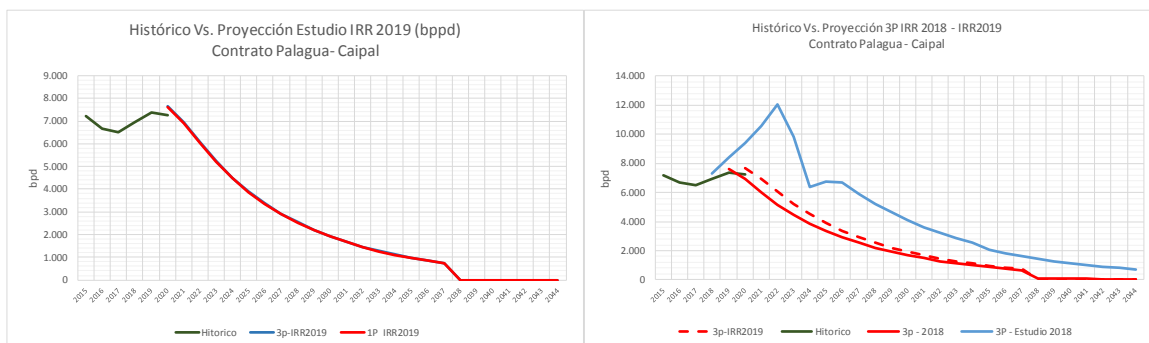
Estos campos presentan un comportamiento estable y no fueron mayormente afectados durante las restricciones de la pandemia.

Este campo mantuvo una producción de 3.000 BPD por cerca de 20 años desde antes de terminar el contrato de Concesión existente entre Ecopetrol y la Texas Petroleum Company en el año 1989, hasta la década de los años 2000 una vez se firma el CPI de Palagua, el consorcio que lo opera alcanzó un pico de 7.400 BPD la producción del 2014, se mantenido en los últimos 8 años entre 5.000 y 7.000 barriles por día, con la perforación espaciada de pozos cercanos a la falla de Velásquez.

En la Figura 117, se presenta la producción histórica y las tendencias de las reservas del IRR 2019, IRR 2018 y del estudio del 2018.



**Figura 117: Producción histórico vs reservas IRR 2019, IRR 2018 y estudio 2018**



Fuente: UT PROSPECCIÓN UPME 2020.

El gráfico muestra la declinación de los campos Palagua y Caipal, los ejercicios de las reservas IRR 2018 y 2019 en los cuales prevalecen las reservas 1P con casi ningún desarrollo incremental adicional. Este contrato está en el último periodo de dos años para decidir si continua con el operador actual, el consorcio, o regresa a Ecopetrol para su manejo directo, lo que presentó el pronóstico del año 2018 era el estimativo de un proyecto incremental que mezclaba inyección de agua y vapor.

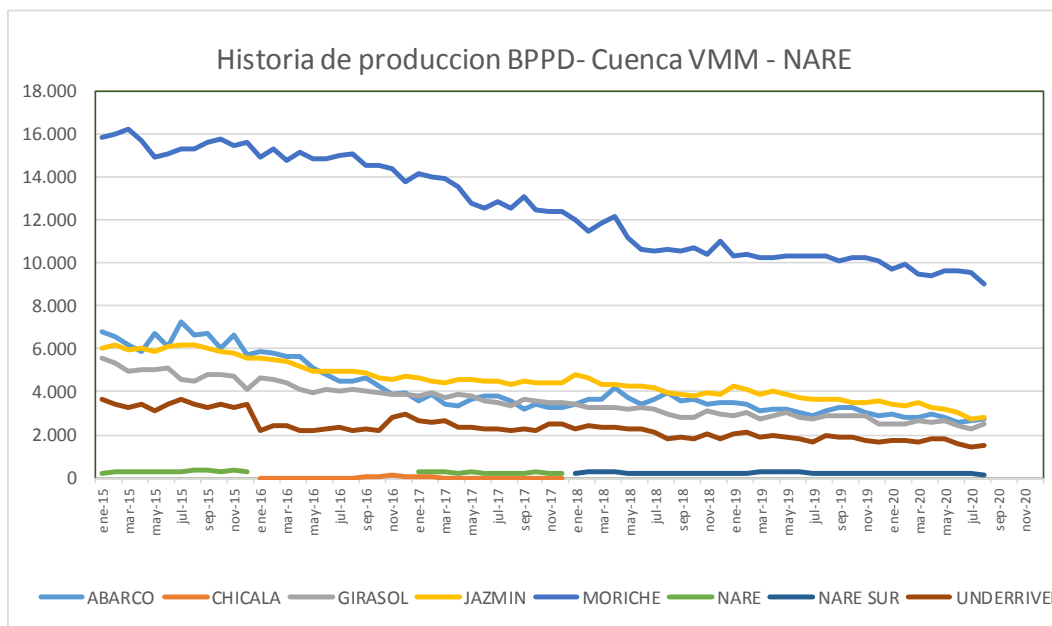
## 5.2.6 CONTRATOS NARE

Los campos del contrato Nare, en conjunto con el campo de Teca, son los únicos que han sido desarrollados con la inyección de vapor desde el año 1966, con muy buenos resultados dada la poca profundidad de los pozos que mantenían la calidad del vapor y el fluido llegaba caliente al yacimiento.

El Petróleo Original En Sitio de los campos del contrato Nare, se estima en 1896 millones de barriles, con una recuperación estimada a la fecha del 6,9 %, en especial los campos de Abarco con 606 millones (recobro actual del 2 %) y de Moriche con 795 millones (Recobro del 5,2%) que iniciaron su explotación comercial hace 10 años; la mayoría de reservas quedan en los yacimientos a consideración de la estrategia de explotación de Ecopetrol.

En la Figura 118 se presenta el comportamiento histórico de la producción de los campos del contrato Nare, que finaliza el 4 de noviembre del año 2021 y pasa a Ecopetrol. La producción total del contrato esta alrededor de 18.000 BPD

**Figura 118: Historia de producción del contrato Nare**

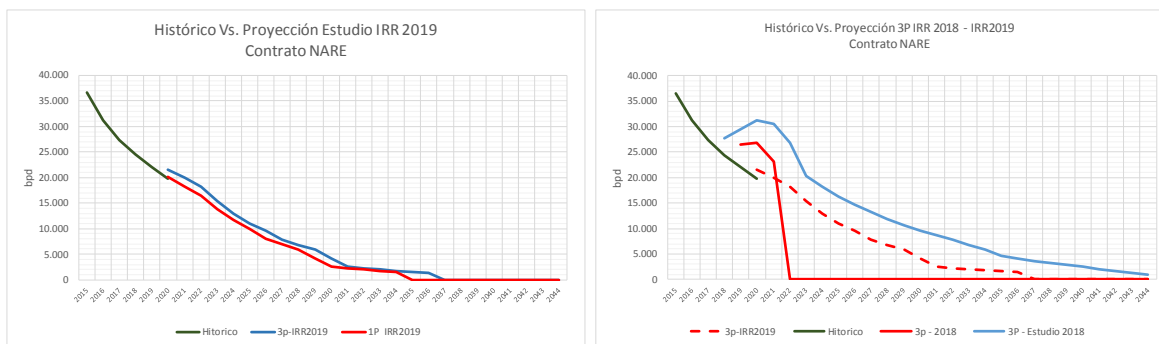


Fuente: UT PROSPECCIÓN UPME 2020

El contrato, durante la pandemia fue afectado en una producción cercana a los 2.000 BPD. Dada la terminación en un año del contrato y la complejidad de la operación de inyección de vapor, se estima que la producción va estar en el orden actual en el año 2021.

En la Figura 119, se presenta la producción histórica y las tendencias de las reservas del IRR 2019, IRR 2018 y del estudio del 2018.

**Figura 119: Producción histórico vs reservas IRR 2019, IRR 2018 y estudio 2018**



Fuente: UT PROSPECCIÓN UPME 2020

Los Pronósticos del operador actual muestran que no va a haber inversiones adicionales por estar terminando el contrato, solamente hasta el año 2022 Ecopetrol plantearía un proyecto incremental nuevo, luego de recibir la operación, y revisando la disponibilidad de gas para la operación del campo. Los estimativos del IRR 2018 solo incluían el pronóstico de producción hasta el término del contrato, situación irreal, los del año 2019 continúan la declinación actual situación altamente probable hasta el 2022, los del estudio del año 2018 presentaban la continuidad del proyecto piloto de inyección de vapor continua por eso era más alto, situación que hacía parte de una eventual negociación que no se dio.

### **5.3 CUENCA VSM – PETROLEO**

Los campos de la cuenca del Valle Superior del Magdalena se caracterizan en general por una alta complejidad estructural, solamente los descubiertos por la empresa Hocol cerca de la ciudad de Neiva, tenían mayor continuidad y no con los cambios por movimientos tectónicos de otros sectores de la cuenca.

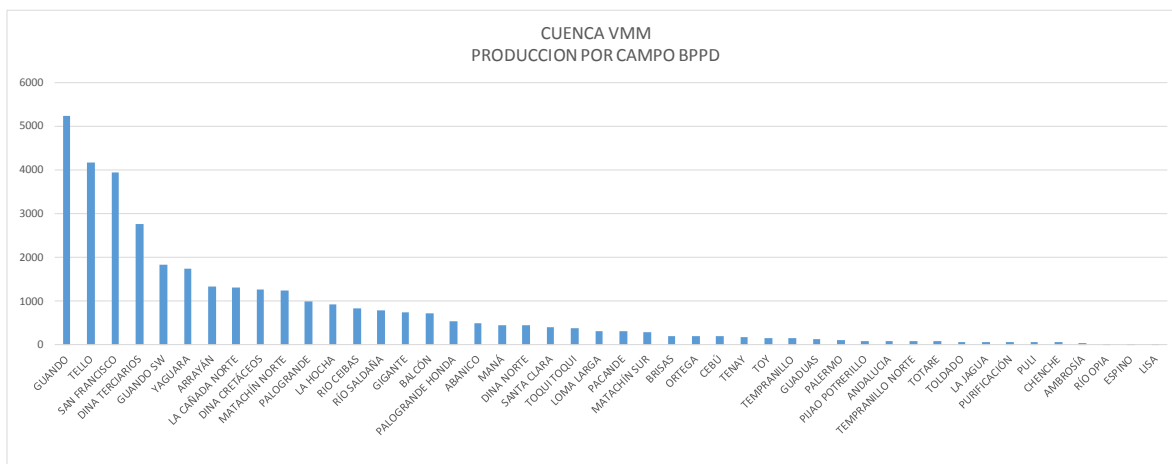
Desde hace unos 30 años inicio la recuperación secundaria en campos de Dina Cretáceo y San Francisco. Hoy después de pilotos de inyección de químicos exitosos se avanza en la primera etapa de proyectos de inyección de polímeros también en Dina Cretáceo y en Palogrande.

El campo con mejores resultados en un piloto fue el campo de Tello, sin embargo, ese campo no es atractivo para adelantar el proceso para Ecopetrol, dado que el dueño del campo es la Agencia Nacional de Hidrocarburos, Ecopetrol es el socio con el 50 % de propiedad, pero los costos operativos e inversiones son efectuados por Ecopetrol. Para lograr mejor recobro se deberían buscar opciones que sean atractivas para los socios en Tello, la ANH y Ecopetrol.

Los campos activos, cuentan con unas reservas probadas de 61,3 Mbbls y unas reservas 3P de 85,9 millones de barriles.

En la cuenca se encuentran aproximadamente 46 campos, con una producción a diciembre de 2019 de 35.368 BPD, los mayores productores son Guando, Tello, San Francisco y Dina Terciario (Figura 120) y serán objeto de este análisis.

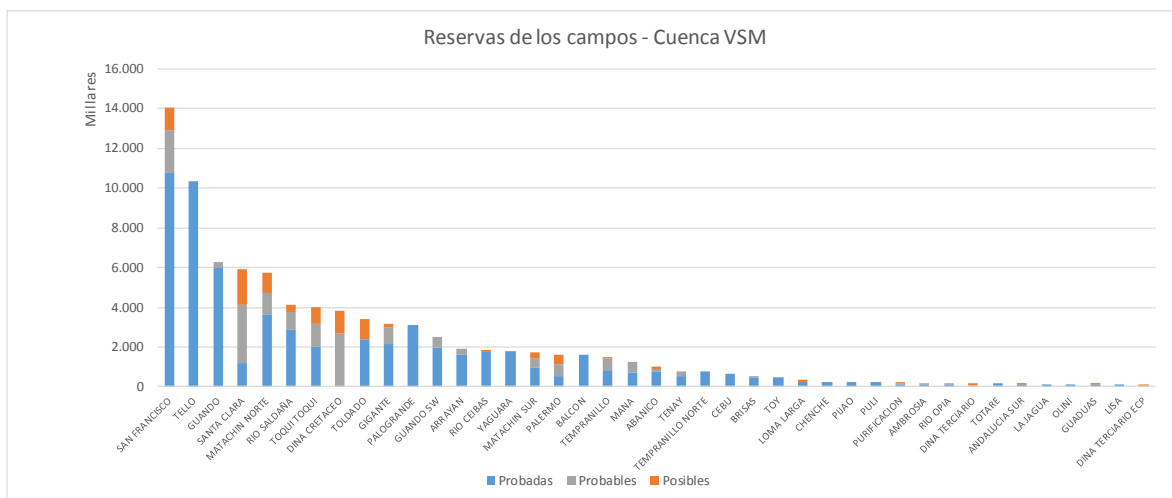
**Figura 120: Histograma – cuenca VSM –Producción de petróleo a dic/2019 (BPD)**



Fuente: UT PROSPECCIÓN UPME 2020

En la Figura 121, se presentan las reservas de los campos de la cuenca, tomados de la información de reservas del año 2019, al igual de lo que se observa en el histograma anterior, los campos con mejores producciones son los que tienen más reservas.

**Figura 121: Histograma – cuenca VSM – Reservas IRR 2019**



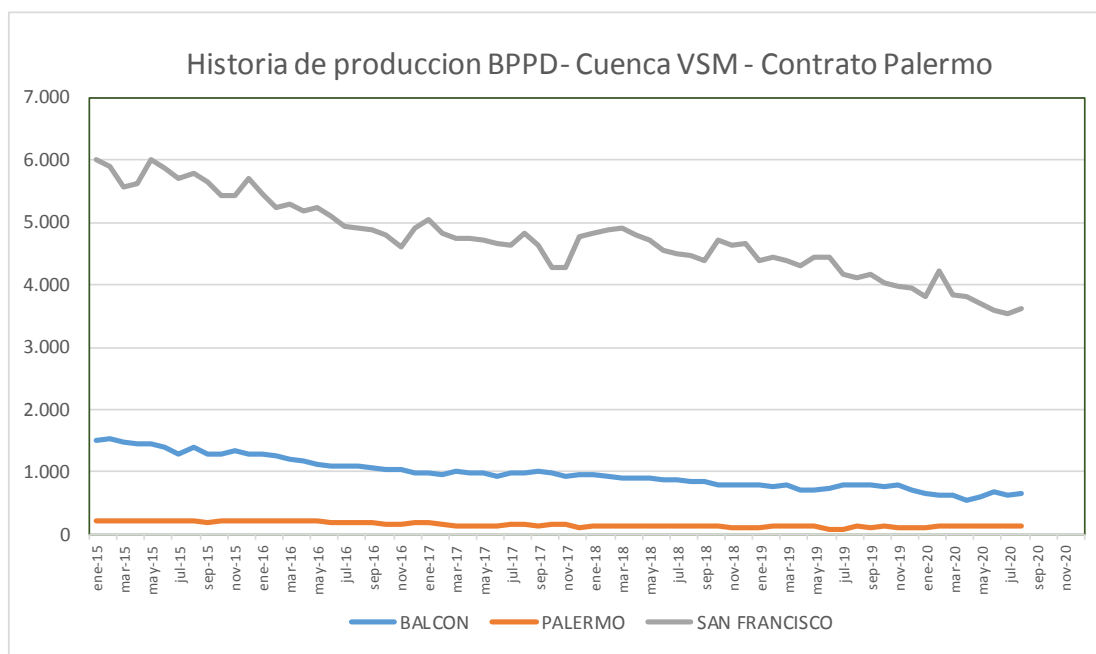
Fuente: UT PROSPECCIÓN UPME 2020

### 5.3.1 CONTRATO PALERMO

En los campos del contrato Palermo se estima que se ha encontrado un Petróleo Original En Sitio de 782 millones de barriles, con un recobro actual del 28 %, y un recobro último del 32 % con la operación normal del campo y la posibilidad de un proyecto EOR con mayor recobro con ASP (Alcalí, Surfactantes y Polímeros), en San Francisco, con los resultados positivos de un proyecto piloto.

En Figura 122 se presenta la historia de producción que Incluye los tres campos asociados a este contrato como son San Francisco, Balcón y Palermo.

**Figura 122: Historia de producción contrato Palermo**



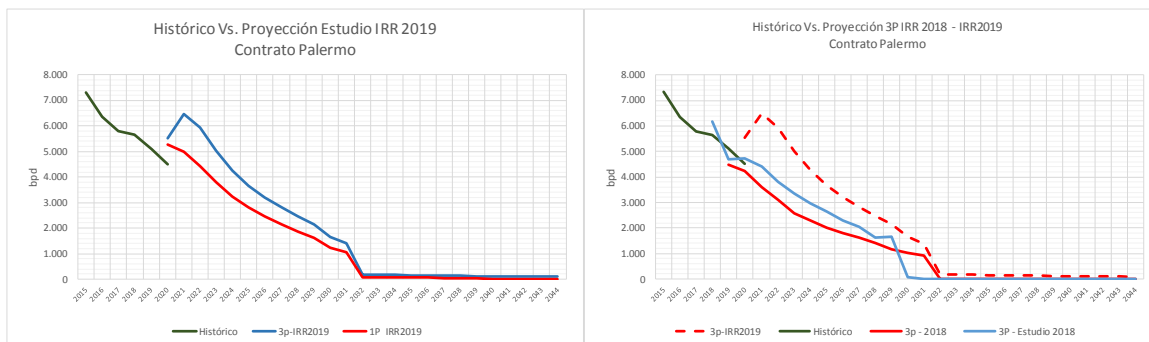
Fuente: UT PROSPECCIÓN UPME 2020

Las producciones de los campos del contrato no presentaron mayor afectación durante las restricciones de la pandemia.

Tanto San Francisco, como Balcón mantienen una declinación consistente. En Palermo que comparte yacimiento con el campo Santa Clara, está pendiente la implementación de un proyecto de recuperación secundaria.

En la Figura 123, se presenta la producción histórica vs reservas 1P y 3P del informe de reservas IRR 2019 y el comparativo con el informe IRR 2018 y del estudio del 2018.

**Figura 123: Historia de producción vs. proyección 1P y 3P IRR 2019 y comparativos – contrato Palermo**



Fuente: UT PROSPECCIÓN UPME 2020

La proyección de las reservas probadas del IRR 2019 desde la producción histórica es consistente, solamente con una pequeña desviación que corresponde a los efectos de la pandemia, las reservas 3P muestran el efecto que tendría disminuir la incertidumbre en el proyecto de recobro mejorado, en el comparativo con el IRR 2018 y el estudio 2018, la diferencia con el IRR 2019 radica en la expectativa mencionada.

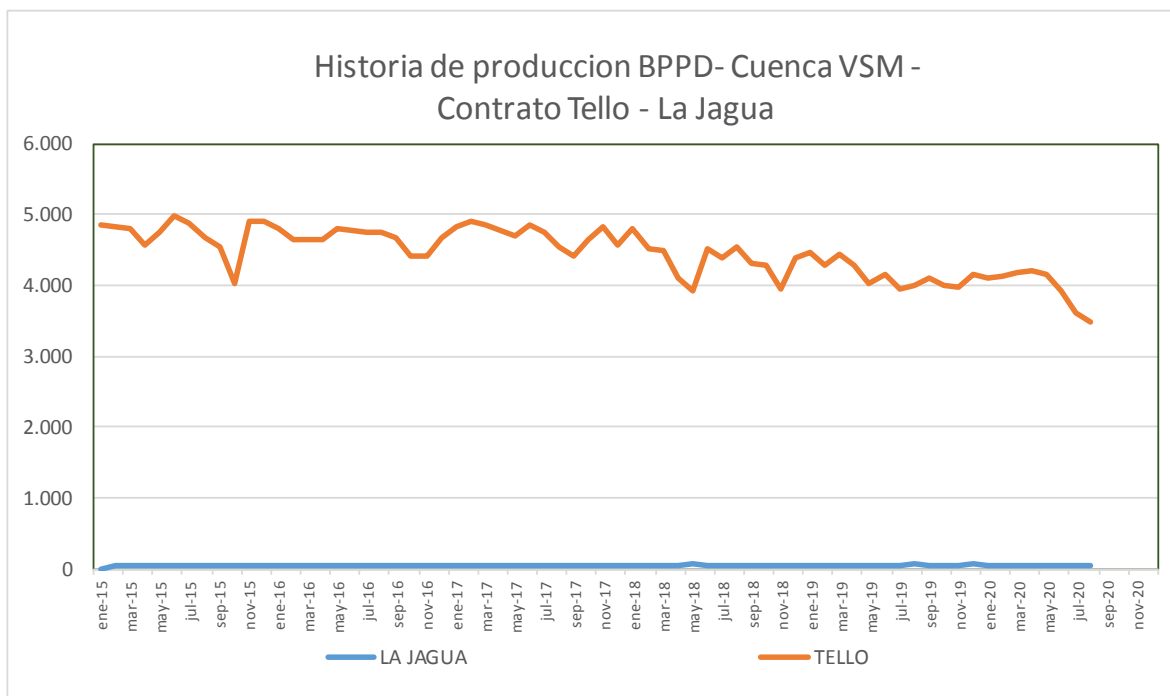
### 5.3.2 CONTRATO TELLO LA JAGUA

Los campos del contrato Tello-La Jagua poseen de acuerdo con los estudios realizados un Petróleo Original En Sitio de 453 millones de barriles con un recobro a la fecha del 26,4 %, y un recobro último estimado en 31 %.

El piloto con mejores resultados en barriles por kilo de polímero con la tecnología ASP en la cuenca del Valle Superior del Magdalena fue el realizado en el campo Tello. Las particularidades de este contrato mencionadas anteriormente y el acuerdo para que las inversiones sean a cargo de Ecopetrol, requerirían de un de la posibilidad de mayores volúmenes a su favor, para asumir los costos del proyecto, y no se ha podido llegar a un acuerdo satisfactorio para las partes.

En la Figura 124, se presenta la historia de producción que Incluye los campos asociados a este contrato.

**Figura 124: Historia de producción contrato Tello -La Jagua**



Fuente: UT PROSPECCIÓN UPME 2020

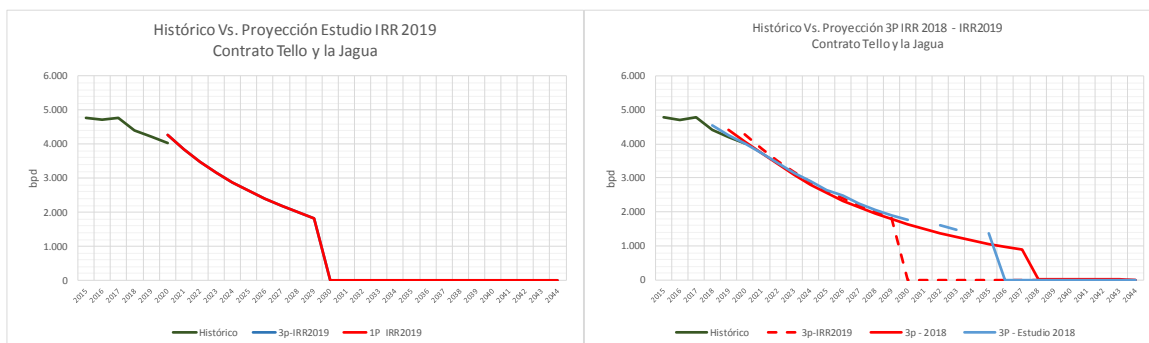
Entre los meses de abril a agosto de 2020, el campo Tello ha presentado una caída de producción de aproximadamente 600 bpd afectado por la pandemia.

En todo caso, la declinación de este campo Tello es muy baja, y el hallazgo de la Jagua no ha sido de interés para un eventual desarrollo para el socio operador. La ANH por la estructura del contrato no presenta, ni propone alternativas a pesar de recibir el 50 % de la producción diaria después de regalías, un ingreso importante para pensar en evaluar conjuntamente con el socio las mejores oportunidades de este yacimiento.

En la Figura 125, se presenta la producción histórica vs reservas 1P y 3P del informe de reservas IRR 2019 y el comparativo con el informe IRR 2018 y del estudio del 2018.



**Figura 125: Historia de producción vs. proyección 3P IRR 2019 – contrato VMM Central**



Fuente: UT PROSPECCIÓN UPME 2020

Todos los pronósticos del campo son consistentes en la declinación de la producción de los IRR 2018 y 2019, y el operador solo estima las reservas probadas del yacimiento, bajo el supuesto de que luego de más de 30 años de explotación el yacimiento está plenamente conocido, y no habrá proyectos incrementales.

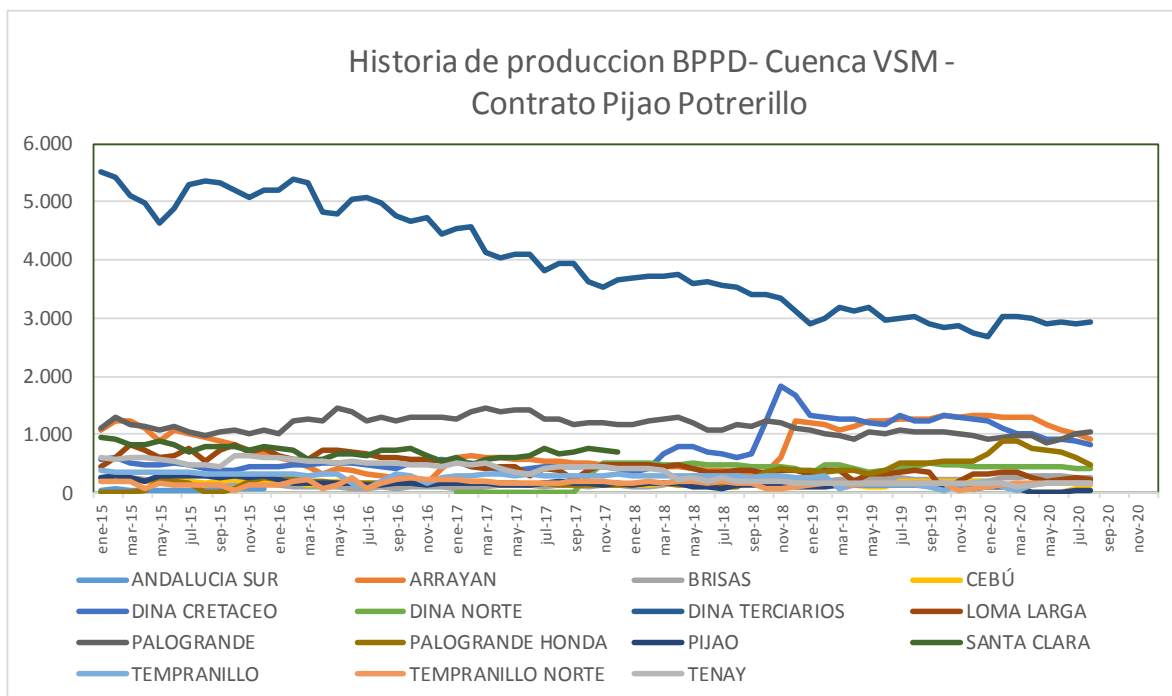
### 5.3.3 CONTRATO PIJAO POTRERILLO

En los campos de este contrato de potrerrillo se estiman 905,3 millones de barriles de Petróleo Original En Sitio, con un recobro a la fecha del 25 % y una expectativa del 30 %.

La cantidad de campos encontrados al costado de una muy buena infraestructura vial y a minutos de la ciudad de Neiva con facilidades aeroportuarias hace de esta área, un sector del país en donde los costos de producción son relativamente bajos aun con los insumos de inyección de agua y su reinyección se sitúan alrededor de los 10 a 15 USD/Bl. Con una tarifa de transporte del OAM (Oleoducto del Alto Magdalena) de 2,83 USD/Bl. entre Tenay y Vasconia, y de 2 a 3 dólares de Vasconia a la refinería, o su exportación a Coveñas, un costo total del orden de 15 a 20 USD /Bl.

En la Figura 126, se presenta la historia de producción que Incluye los campos asociados a estos contratos.

**Figura 126: Historia de producción contrato Provincia-Pijao Potrerillo**



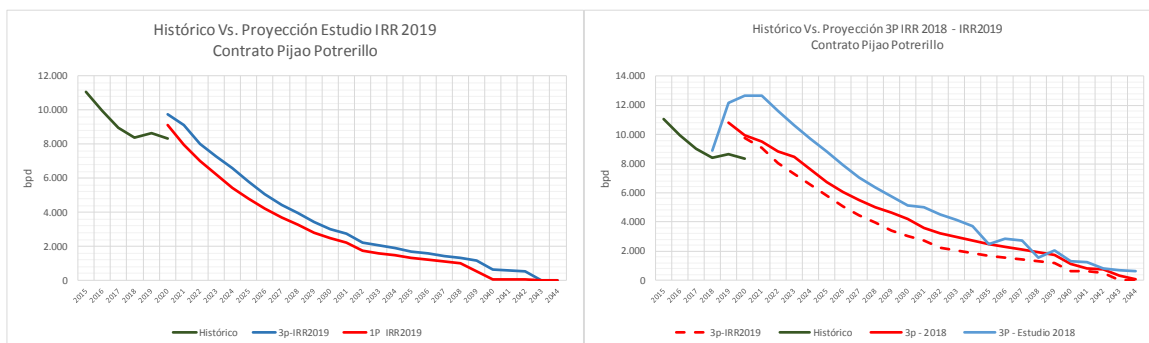
Fuente: UT PROSPECCIÓN UPME 2020

Durante la pandemia los efectos no fueron significativos en la producción, ya que puede resistir sin problemas costos de 30 USD/Bl., o menores con un buen margen en su operación.

campos como Dina Cretáceo y Palogrande campos sometidos por varios años a la inyección de agua, está en una fase inicial la inyección de polímeros con un piloto entre 2015 y 2016, que inicia desde el año 2018.

En la Figura 127, se presenta la producción histórica vs. reservas 1P y 3P del informe de reservas IRR 2019 y el comparativo con el informe IRR 2018 y del estudio del 2018.

**Figura 127: Historia de producción vs. proyección 3P IRR 2019 – contrato Pijao Potrerillo**



Fuente: UT PROSPECCIÓN UPME 2020

Con el recobro mejorado en Dina Cretáceo, y el desarrollo de Dina Terciario que estuvo pendiente de una definición para la aplicación de un Proyecto de Producción incremental, desde el año 2018 cambia la tendencia de declinación y en los estimados de las 1P, plantean que no hay reservas probadas por desarrollar. Los pronósticos 3P marcan la expectativa de un mayor desarrollo en Dina Terciario y la posibilidad de aplicar la inyección de polímeros a mayores sectores del campo.

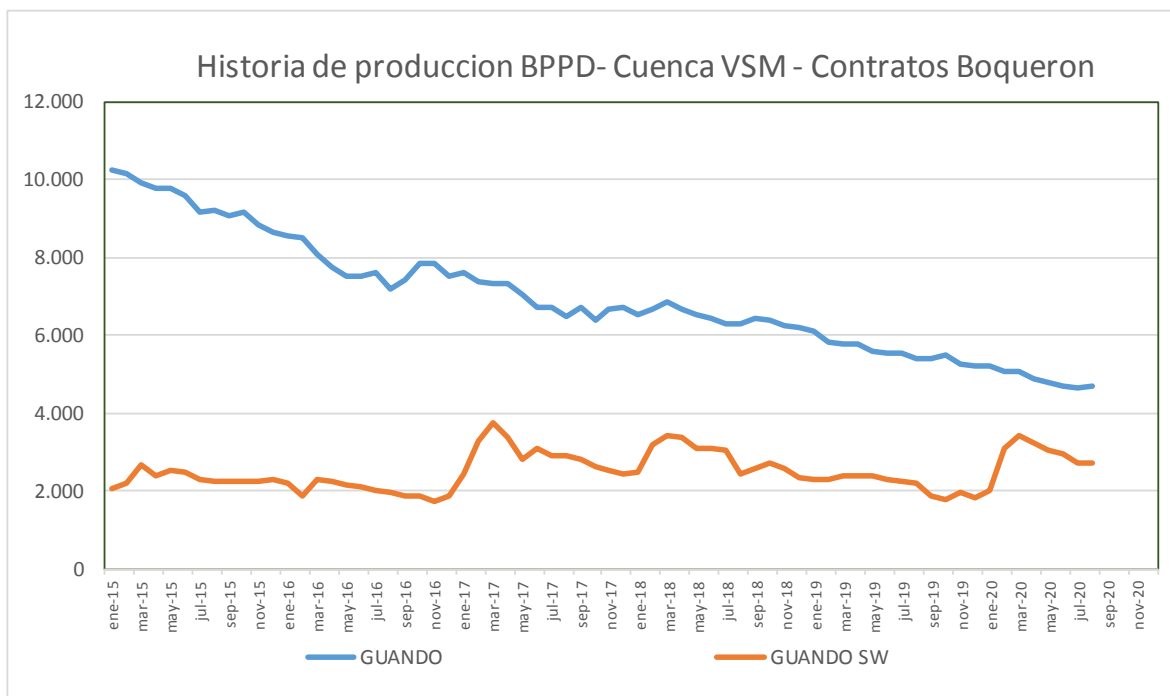
#### 5.3.4 CONTRATO BOQUERÓN

El contrato Boquerón, marca el mayor hallazgo en el sector occidental de la cordillera oriental con un Petróleo Original en Sitio estimado en 578,3 millones de barriles con un recobro acumulado del 18 %, se espera un recobro final del 25 %.

Este campo fue uno de los primeros campos sometidos a inyección de agua desde el inicio de su explotación hace más de 20 años, alcanza una producción de 31.400 bpd en el año 2006, momento en el que comienza su proceso natural de declinación.

En la Figura 128, se presenta la historia de producción del contrato Boquerón (campos Guando y Guando SW). El contrato tiene una producción aproximada de 7500 BPD.

**Figura 128: Historia de producción contratos Boquerón**



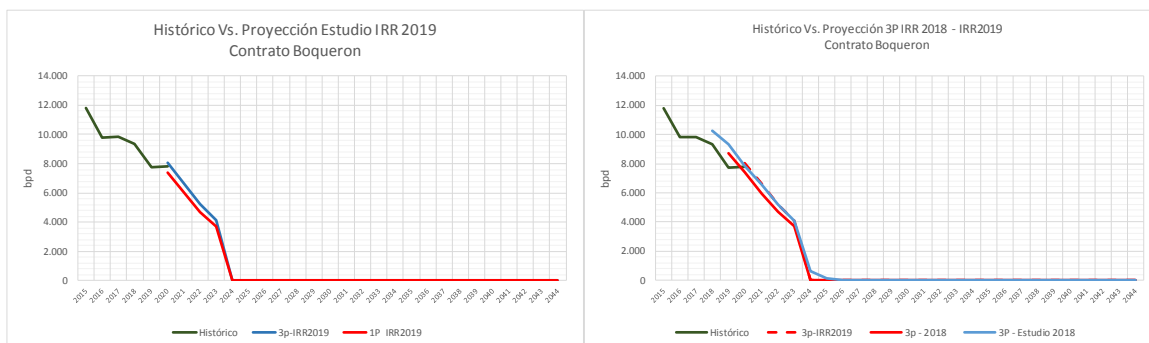
Fuente: UT PROSPECCIÓN UPME 2020

El campo Guando presenta una alta declinación a medida que incrementa la irrupción del frente de agua en el proyecto de inyección de agua. Si los precios futuros lo permiten, sería de interés técnico valorar la posibilidad de la inyección de polímeros para un mejor barrido del yacimiento y reducir la alta declinación actual.

Guando SW es un hallazgo reciente del año 2014. Este hallazgo muestra que hay posibilidades exploratorias en el área, que tiene la dificultad de quedar muy cerca de sectores de descanso y casas de recreo en Girardot y el sector de Ricaurte en donde se localizan los campos, que hoy generan resistencia a las operaciones extractivas.

En la Figura 129, se presenta la producción histórica y las tendencias de las reservas del IRR 2019, IRR 2018 y del estudio del 2018.

**Figura 129: Producción histórico vs reservas IRR 2019, IRR 2018 y estudio 2018**



Fuente: UT PROSPECCIÓN UPME 2020

La tendencia de los informes técnicos presentados por el operador son los de una declinación como la de Guando, pero que no tiene en cuenta la estabilidad en la producción de Guando SW, de ahí un valor de reservas que pareciera no ser consistente. Hay información del avance en los frentes de agua no disponible para el consultor que seguramente influyen en la visión del operador.

### 5.3.5 CONTRATO HOBO

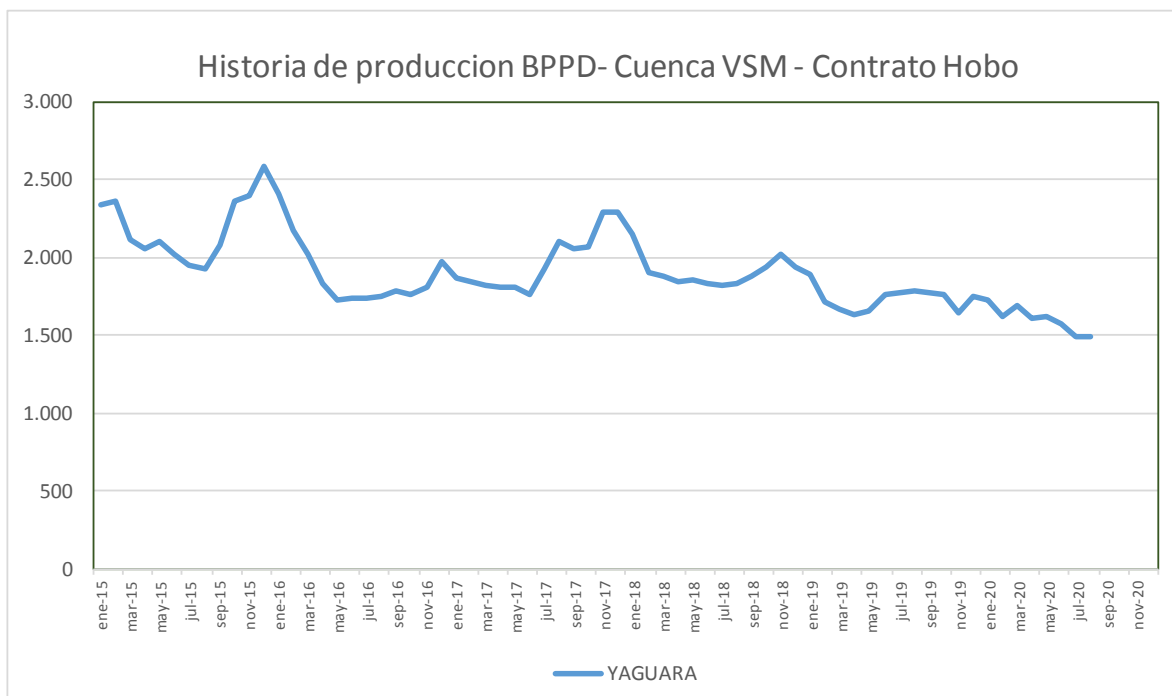
El campo Yaguará- Los Mangos es el que se ha desarrollado en el contrato Hobo, con un Petróleo Original En Sitio estimado en 195,5 millones de barriles con un recobro a la fecha del 25 % y un estimado último del 27 %.

Este campo produce con altas cantidades de agua, y un mayor recobro requiere la evaluación de tecnologías de recobro mejorado como la inyección de polímeros, o de ASP.

El campo venía con una declinación del 10 al 12 % anual desde el año 2010, en el año 2017 algunos trabajos remediales redujeron esa tendencia. Es importante la labor para mitigar la declinación que se ha realizado en los últimos cinco años.

En la Figura 130 se presenta el comportamiento histórico de la producción de los campos Yaguará

**Figura 130: Historia de Producción campos Hobo**

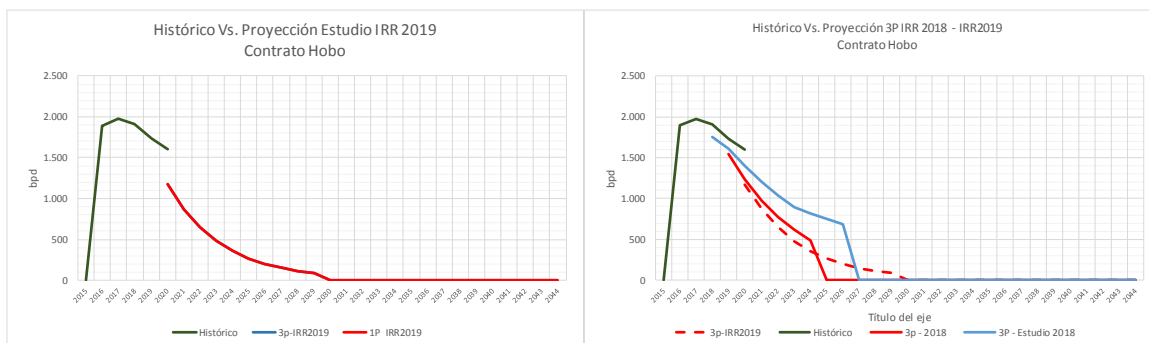


Fuente: UT PROSPECCIÓN UPME 2020

Este campo no fue afectado mayormente durante las restricciones de la pandemia, con una declinación actual del 3 % anual.

En la Figura 131, se presenta la producción histórica y las tendencias de las reservas del IRR 2019, IRR 2018 y del estudio del 2018.

**Figura 131: Producción histórico vs reservas IRR 2019, IRR 2018 y estudio 2018**



Fuente: UT PROSPECCIÓN UPME 2020

El operador solamente estima la tendencia de las reservas probadas sin espacio para su desarrollo, y con una tendencia mucho mayor a la historia reciente, seguramente soportada en el modelo dinámico de simulación con una irrupción más fuerte del agua del proceso de inyección de agua que lleva más de 30 años.

El estudio del año 2018, muestra un volumen superior a los estimados por los técnicos del operador y que concuerda mejor con la tendencia histórica del campo.

## **5.4 CUENCA LLANOS – PETRÓLEO**

### **5.4.1 CONTRATOS CRAVO NORTE, CHIPIRÓN, COSECHA, RONDÓN Y CHIPIRÓN (AREA CAÑO LIMÓN)**

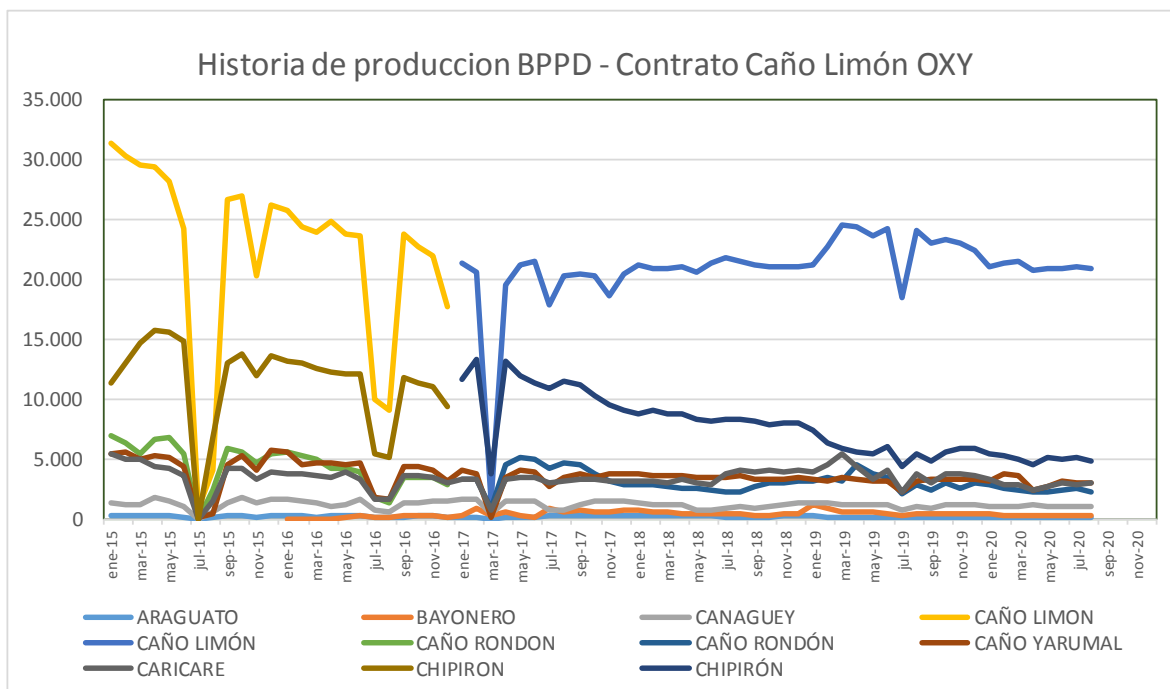
El Petróleo Original en Sitio encontrado en el área es del orden de 2.155 millones de barriles con una recuperación ponderada de todos los campos estimada en un 64% a la fecha y se considera un recobro último de un 70%.

Los campos en el área de Caño Limón tienen uno de los yacimientos más continuos y de mejor calidad de roca del país, con un empuje natural y activo de agua prácticamente de libro, hidrocarburos medios a livianos, porcentajes de recobro muy por encima de los campos de su misma madurez no solamente a nivel nacional y sin recuperación mejorada.

En la Figura 132, se presenta la historia de producción que Incluye, los campos asociados a los contratos.



**Figura 132: Historia de producción contrato Caño Limón**



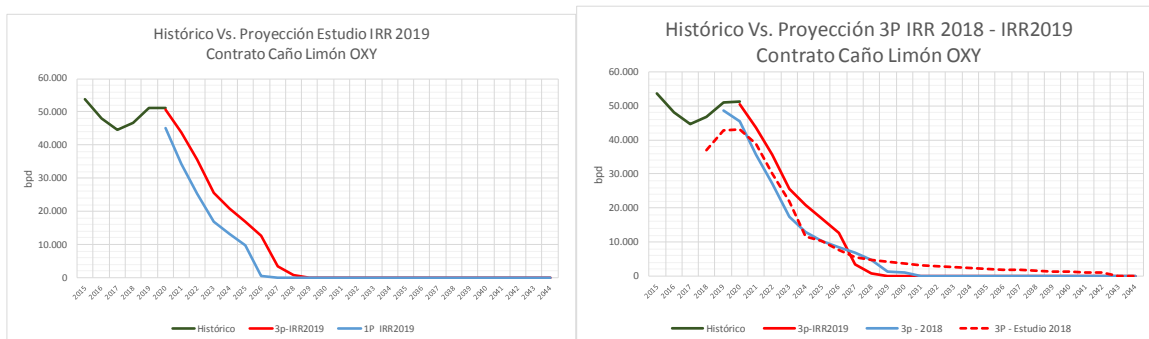
Fuente: UT PROSPECCIÓN PROSPECCIÓN UPME 2020

En la historia de producción reciente y como se observan en la gráfica, hay varias caídas de producción, efecto de los atentados a la infraestructura del oleoducto hasta el año 2017, previo a la firma del acuerdo de paz del gobierno con la guerrilla de las FARC; aunque guerrilla del ELN es la de mayor presencia en esta zona. Hay posteriormente un pequeño evento en el 2018. La producción de estos campos ha permanecido bastante estable sin un efecto que sea relevante por la pandemia en el 2020.

En caño limón se produce hasta cortes de 98 y 99 % de agua y el criterio para suspender los pozos es el de producir 500 barriles de agua por cada barril de petróleo.

En la Figura 133, se presenta la proyección de las reservas 1P y 3P IRR 2019 y comparativos con las curvas 3P IRR 2018 y 3P del estudio de 2018.

**Figura 133: Historia de producción vs. proyección 3P IRR 2019 – contrato Caño Limón**



Fuente: UT PROSPECCIÓN UPME 2020

Como se aprecia en las gráficas de historia reciente y pronósticos 3P, los campos de estos contratos Cravo Norte y Chipirón (Área de Caño Limón), están respondiendo mejor que los estimados en los pronósticos 3P tanto en el año 2018, como en el año 2019, y el estudio realizado en el año 2018. Esto se debe a que se había estimado que el agua afectaría en mayor medida la explotación de los yacimientos en el campo Caño Limón, pero este se mantiene en su nivel de producción ampliando el recobro de sus yacimientos. El campo Chipirón declinó fuertemente hasta el año 2017, cuando igualmente ha mantenido una producción estable.

Este es un conjunto de campos de difícil predicción porque depende del momento en el cual el agua irrumpa en los pozos a tasas superiores de 500 barriles de agua por cada barril de petróleo, el promedio en la actualidad es de unos 30 barriles de agua por barril de petróleo con valores muy superiores en los campos más maduros.

Esta es un área del país que muestra cómo se puede producir con altos vertimientos de agua dulce, con un ecosistema que se ha modificado un tanto por la temperatura de vertimiento, pero en la cual la comunidad está preocupada porque el campo se agota y en épocas de sequía no dispondrían de esta agua que es muy útil para el riego, y la vida animal en sus alrededores.

#### 5.4.2 CONTRATO CUBARRAL

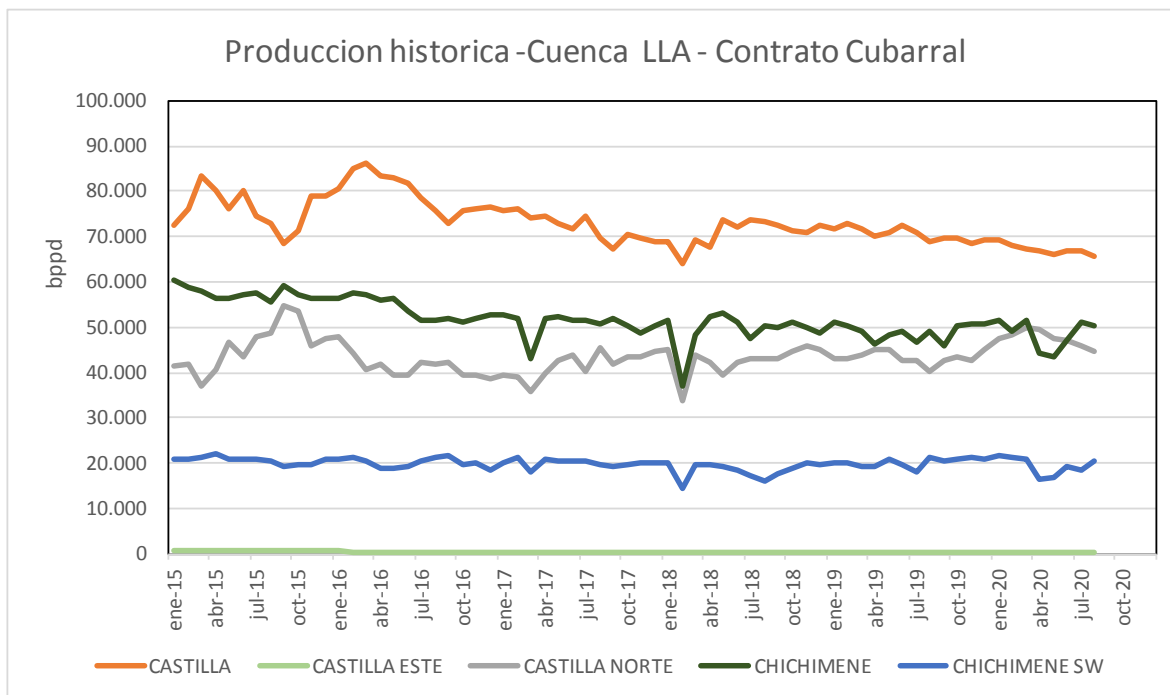
El contrato de Cubarral en conjunto tiene el mayor Petróleo Original del país, tomando el IRR 2018, ha encontrado un volumen de 9.700 millones de barriles, y

presenta un factor de recobro acumulado del orden del 8,7 %, con la expectativa de alcanzar técnicamente más de un 20 %.

Este contrato en sus campos de crudo pesado y extrapesado, cuenta con unas características muy propias de un yacimiento anómalo térmicamente con altas temperaturas de fondo de más de 200 grados Fahrenheit que hace que estos crudos de alta viscosidad en el yacimiento, se comporten como crudos livianos y de ahí sus alta tasas de producción. En el caso de Chichimene la inyección en fondo de diluyente permite que el choque térmico de pérdida de temperatura entre el yacimiento y la superficie no genere un incremento en la viscosidad y no restrinja la producción.

En la Figura 134 se presenta la historia de producción que Incluye todos los campos asociados al contrato.

**Figura 134: Historia de producción contrato Cubarral**



Fuente: UT PROSPECCIÓN UPME 2020.

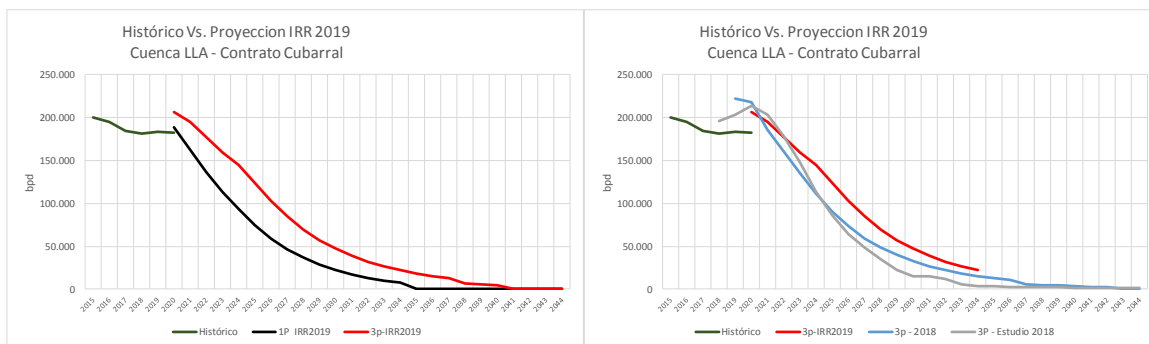
Se aprecia como en este contrato, que aporta la mayor producción al país, Ecopetrol ha logrado una operación que permite afrontar todos los costos, incluido el necesario para diluir y llevar a cabo tanto la inyección de agua para los

proyectos de recuperación secundaria, como el manejo del agua producida y poder mantener la producción con precios de 30 USD/BI.

Con la recuperación de precios y si estos se mantienen por encima de 40 USD/BI, los procesos más costos de recobro mejorado en evaluación en el área, de inyección de polímeros y recuperación térmica con combustión in situ, se pueden llevar a cabo, con lo cual el mantenimiento de los volúmenes de producción se estima que se mantendrá y le permite adicionar mayores volúmenes futuros del petróleo original in situ.

En la Figura 135, se presenta la proyección de las reservas 1P y 3P IRR 2019 y los comparativos con las curvas 3P IRR 2018 y 3P del estudio de 2018.

**Figura 135: Historia de producción vs. proyección 3P IRR 2019 – contrato Cubarral**

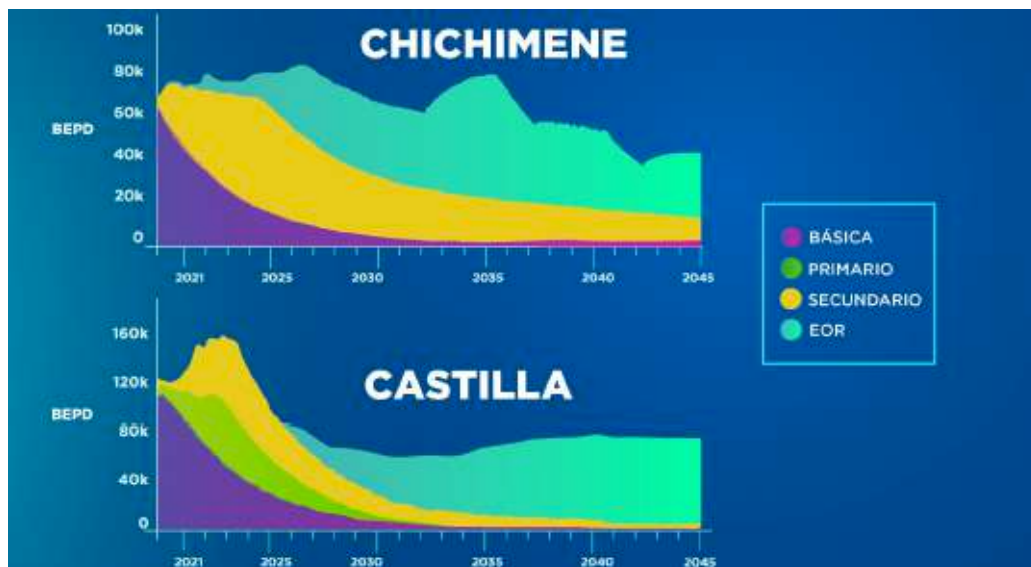


Fuente: UT PROSPECCIÓN UPME 2020. ANH IRR 2019

El comportamiento de la historia reciente del bloque está alejado de los pronósticos de reservas probadas y las de las 3P de los IRR 2018 y 2019, que muestran una declinación que no se ve cómo se puede presentar. Las del estudio del 2018 (IRR 2017), planteaban un incremento debido a pilotos de recuperación mejorada que fueron replanteados para mantener niveles de producción un poco mayores en el largo plazo.

El estimativo de la Unión Temporal es el de que se tendrán volúmenes de más de 100 mil barriles hasta el largo plazo (2045 años).

Figura 136: El efecto del recobro mejorado en los campos de Cubarral



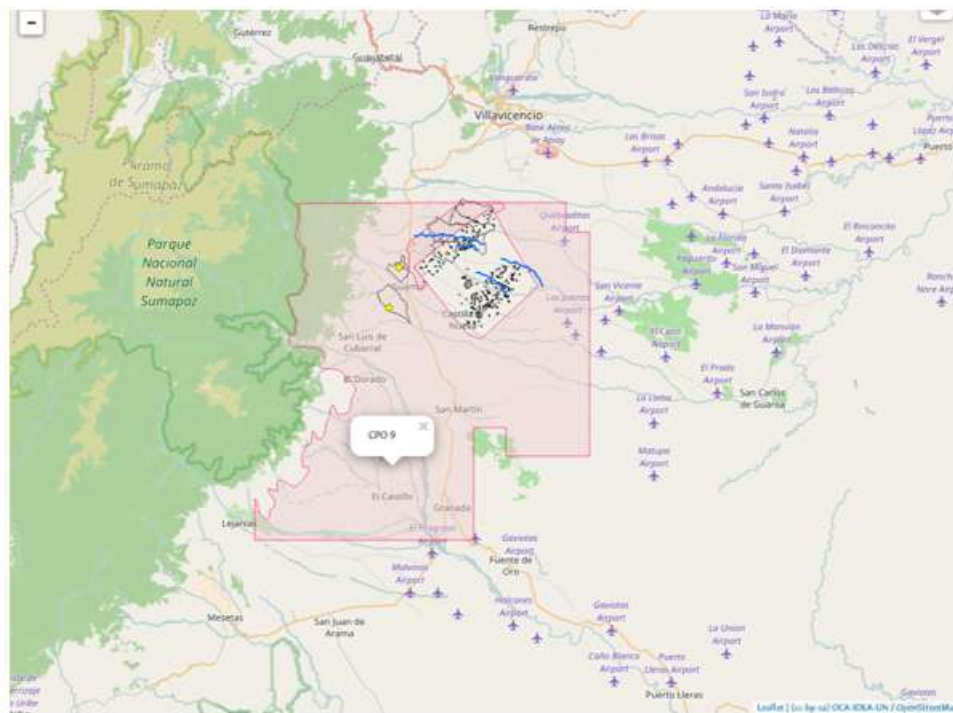
Ecopetrol en la cumbre de petróleo y gas el pasado 20 de noviembre muestra como el planteamiento de la Unión Temporal es correcto (Figura 136).

#### 5.4.3 CONTRATO CPO 9.

Este contrato que es la continuidad del modelo de depositación de los campos del contrato Cubarral, porque su área los rodea, ha desarrollado los yacimientos del campo Chichimene, asociados principalmente con crudos extrapesados y con un comportamiento de altas temperaturas de yacimiento que es lo que permite su extracción. Bajo el concepto de Near Field Exploration, hay altas probabilidades de encontrar otras acumulaciones en este bloque de gran extensión.

El Petróleo Original en sitio del campo es de 2400 millones de barriles con solo el 1,5 % de factor de recobro. En la Figura 137 se muestran los otros campos descubiertos en el área de Nueva Esperanza sin ser desarrollados.

**Figura 137: Área del Bloque CPO 9**

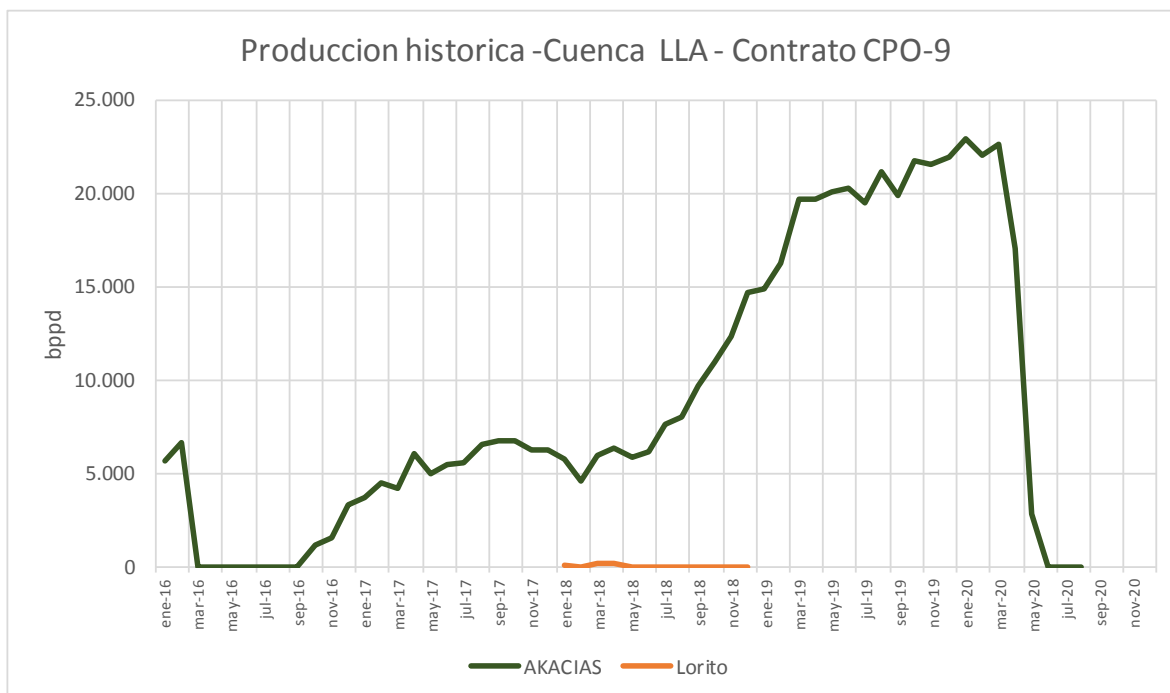


Fuente: Conflicto: Hidrocarburos bloque Cubarral. Veredas Esmeralda y Chichimene

El área ha tenido para su explotación, grandes dificultades de orden social y de discusiones sobre afectaciones ambientales, con una mezcla de inconformismo por el modelo de regalías del año 2012 que fue modificado este año para mitigar estas dificultades presentadas en áreas de la industria petrolera. Los pozos del campo Akacias tuvieron que ser perforados en localizaciones del campo Chichimene para evitar estos problemas y lograr su explotación. Se espera que, con el nuevo modelo de regalías, se mejore la situación de conflictividad con mayores inversiones para la comunidad.

En la Figura 138, se presenta la historia de producción reciente que Incluye, dos campos, pero en explotación solamente Akacias.

**Figura 138: Historia de producción contrato CPO-9**



Fuente: UT PROSPECCIÓN UPME 2020

La coyuntura de los eventos de la pandemia, se ven claramente en el cierre del campo en el mes de abril. A partir de septiembre se reabrieron pozos con la recuperación de los precios del petróleo. Esta información no aparece en la gráfica por que se toma la producción oficial fiscalizada por la ANH y está actualizada hasta el mes de agosto.

El campo Akacias, es un buen ejemplo de cómo afectan los costos de producción de diferente forma a las compañías que producen en la misma área. El operador en ésta área es Ecopetrol, las características de producción son los mismos entre Chichimene y Akacias, sin embargo, en Akacias la compañía Repsol es socia del contrato y no cuenta con las sinergias y las mismas condiciones de costos de operación y transporte que Ecopetrol, que le presta los servicios de tratamiento y manejo de fluidos en las estaciones del campo Chichimene y cobra este servicio, haciéndolo costoso para el socio.

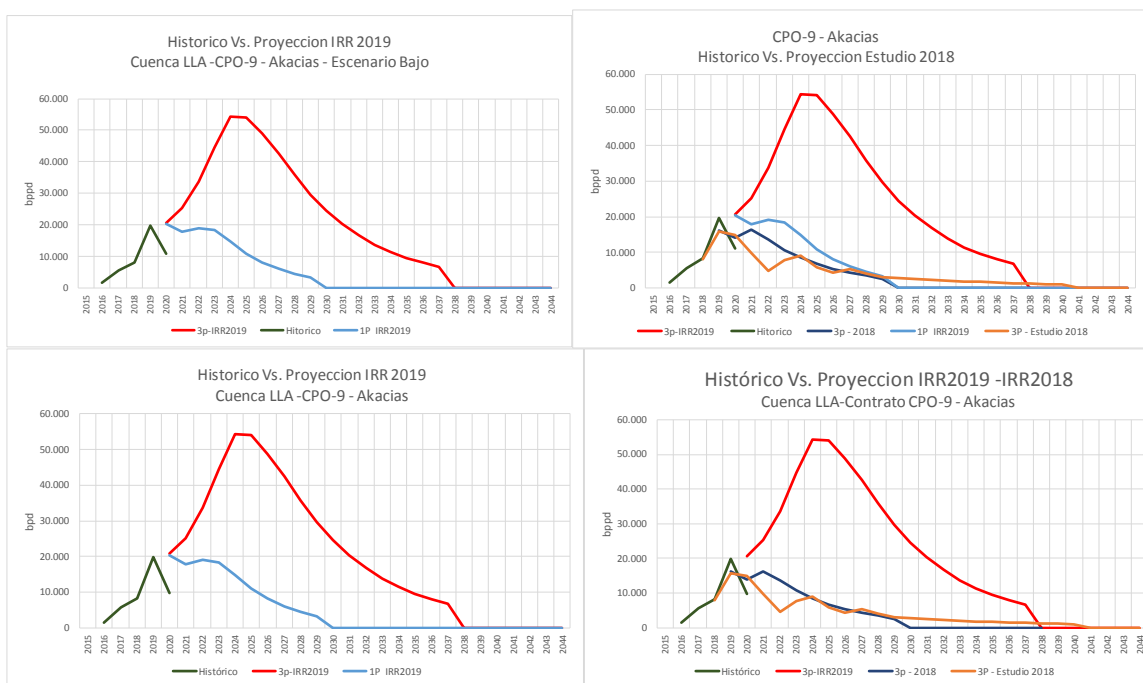
Ecopetrol puede darse el lujo de mostrar pérdidas en la operación de producción y ganancias en transporte en su empresa Cenit, pero el consolidado del grupo



empresarial es ampliamente positivo aún a bajos precios del petróleo, situación muy diferente a la de su socio en Akacias.

En la Figura 139, se presenta la proyección de las reservas 1P y 3P IRR 2019 y comparativos con las curvas 3P IRR 2018 y 3P del estudio de 2018.

**Figura 139: Historia de producción vs. proyección 3P IRR 2019 – CPO-9**



Fuente: UT PROSPECCIÓN UPME 2020

El comportamiento de las reservas 3P del IRR 2019 muestran claramente como a medida que aumente el desarrollo del campo, si las condiciones de entorno y del margen operativo lo permiten, la producción irá en aumento. La perforación de unos cuantos pozos en el área llevó a la producción a 20.000 bpd en el año 2019, si se perforan un poco más de los 100 pozos planeados, en uno de los ejercicios de desarrollo, se estima que se llegará al plateau o se podría aún sobrepasarlo con precios de crudo entre 40 y 50 USD/Bl.

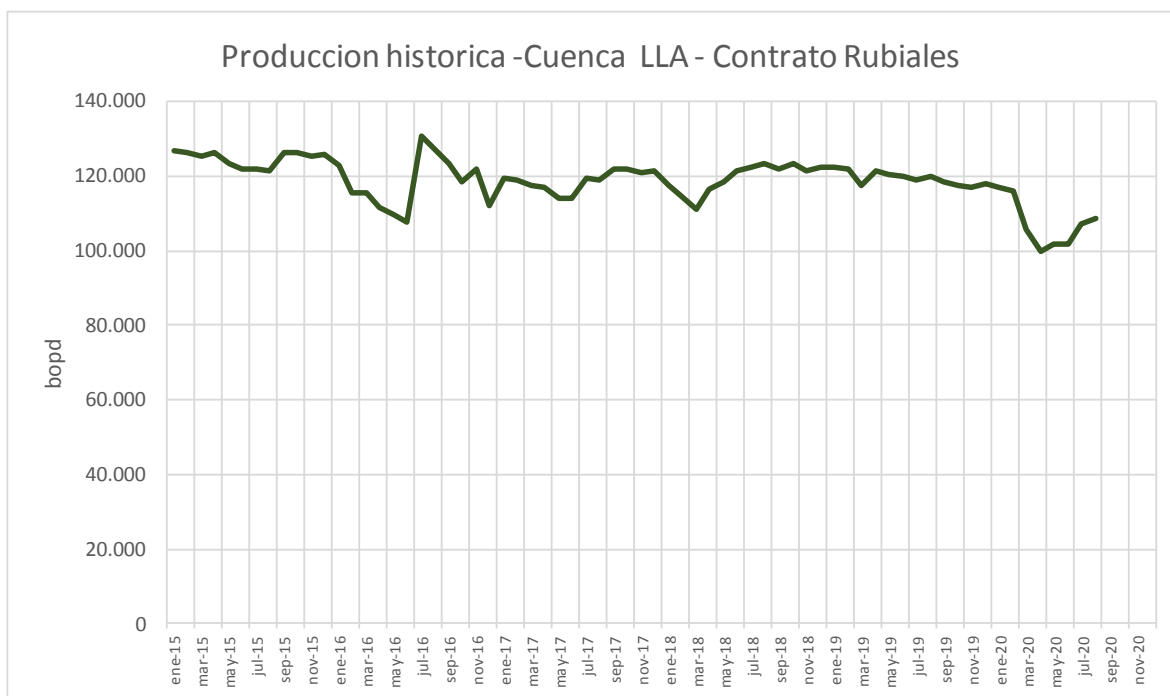
Si se integra esta área a la de Castilla y Chichimene de manera adecuada puede hacer que en conjunto se mantengan volúmenes con el bloque Cubarral del orden de 200.000 mil barriles por lo menos al 2030.

#### 5.4.4 CONTRATO RUBIALES

El petróleo Original en Sitio del campo Rubiales que se explota en este contrato es del orden de 4.865 millones de barriles con un recobro actual del 12 %; se estima que el recobro último podría alcanzar valores cercanos al 20 %. En conjunto con los bloques de Quifa y Caño Sur Este son después del área de Cubarral y CPO 9, la segunda área en acumulación descubierta de hidrocarburos en Colombia.

En la Figura 140, se presenta la historia de producción con el campo Rubiales

**Figura 140: Historia de producción contrato Rubiales**



Fuente: UT PROSPECCIÓN UPME 2020

En los meses de abril a junio la producción del campo se redujo en aproximadamente 17.000 BPD, por efecto de los confinamientos y las restricciones durante la pandemia; sin embargo, se aprecia que su tendencia desde julio es la de irse recuperando. Ecopetrol ha logrado un manejo adecuado de costos, con volúmenes incrementales que pagan una regalía variable que permiten su explotación y compensan el pago de la curva base acordada con la ANH que paga el 32 % de regalías. Aún a precios bajos Ecopetrol, mantiene la producción que se soporta con las sinergias operativas y de negocio con su

empresa filial de transporte, Cenit, en la cual la rentabilidad global de los dos negocios requiere de máximos de volúmenes.

Si se mira los campos de Quifa del socio Frontera, vecino de Ecopetrol en Rubiales, la situación no es la misma y de ahí el mayor impacto en la reducción de producción en sus campos, es una situación con menor criticidad que la de Repsol en Akacias pero que igualmente los afecta.

El conflicto entre Frontera y Ecopetrol por los costos en el oleoducto Bicentenario y las obligaciones de los socios, parece tener un acuerdo y con este se espera que el vecino, Quifa, mejore la producción en su área.

En la Figura 141, se presenta la proyección de las reservas 1P y 3P IRR 2019 y comparativos con las curvas 3P IRR 2018 y 3P del estudio de 2018.

**Figura 141: Historia de producción vs. proyección 3P IRR 2019 – Rubiales**



Fuente: UT PROSPECCIÓN UPME 2020

El comportamiento gráfico de las reservas 3P, muy similar al planteado en Cubarral, no se ajusta a la historia reciente, y muy seguramente se tenga por lo menos en el corto plazo al 2025, volúmenes cercanos a los 100 mil barriles por día.

Las reservas 3P del IRR 2019 muestran un comportamiento de producción superior que las 3P del IRR 2018. Las 3P del estudio 2018, (IRR 2017), tenían un comportamiento irregular, explicable porque Ecopetrol estaba adquiriendo el conocimiento operativo del campo, que recibió en el año 2016 de la empresa Pacific Rubiales.

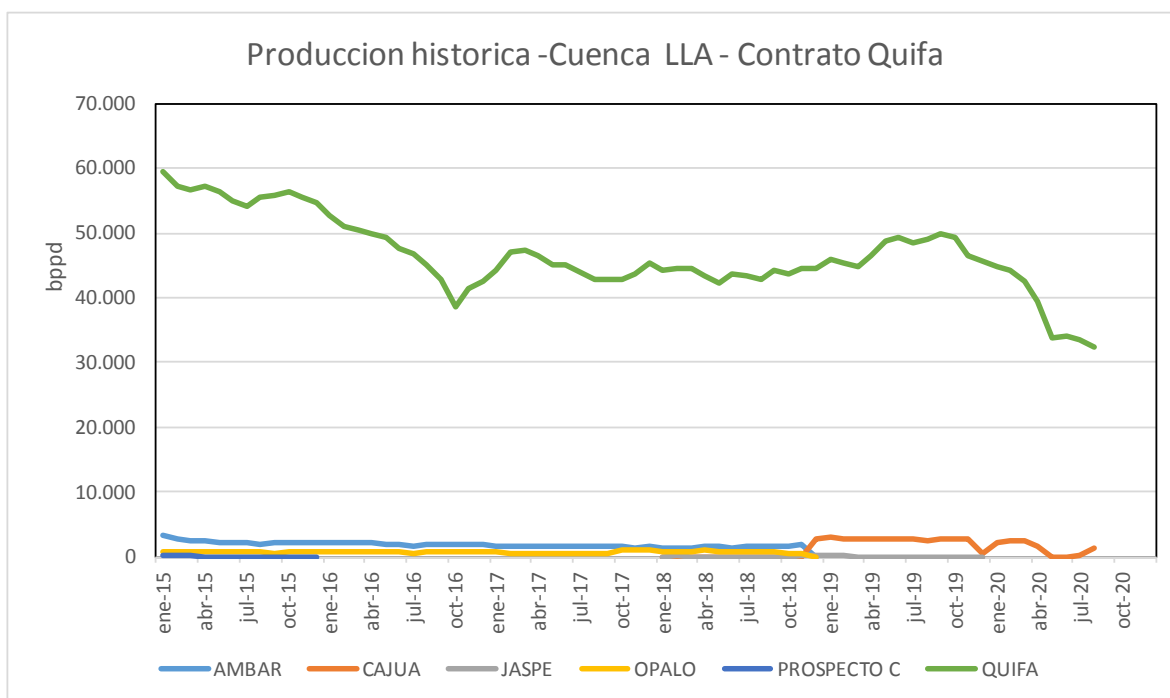
Será clave en el comportamiento y que la UT plantea el de darle opciones al área para el manejo del agua producida muy cercano a los 4 millones de barriles diarios para que con un adecuado tratamiento puedan ser utilizadas para los ecosistemas aledaños.

#### 5.4.5 CONTRATO QUIFA

Los campos del contrato Quifa poseen un Petróleo Original en Sitio del orden de 1800 millones de barriles con una recuperación de solo un 10 % en la actualidad y se estima que pueden llegar a valores cercanos al 20 %; recobros que se basan en el comportamiento del campo Rubiales con características de yacimiento análogos.

En la Figura 142, se presenta la historia de producción que Incluye, los campos asociados al contrato y el que tiene mayor desarrollo es Quifa.

**Figura 142: Historia de producción contrato Quifa**



Fuente: UT PROSPECCIÓN UPME 2020

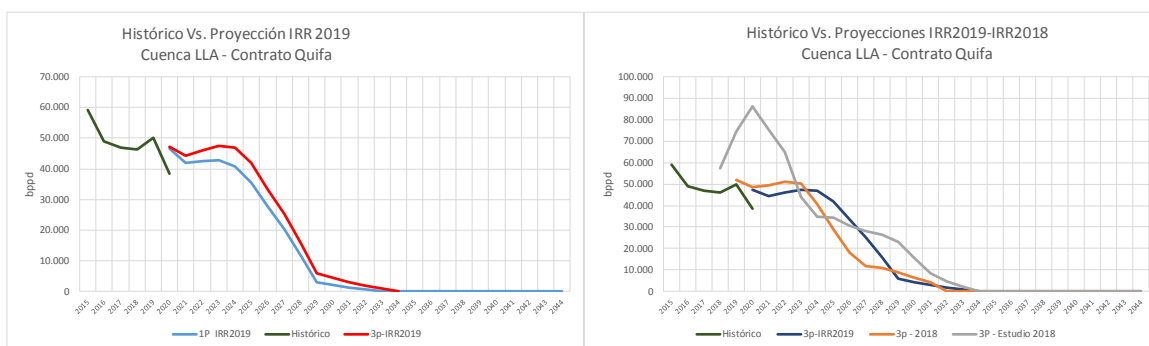
De septiembre de 2019 a agosto de 2020, la producción de los campos Quifa y Cajúa que son los únicos campos de este contrato que se encuentran en

producción, se redujo en aproximadamente 19.000 BPD, especialmente acentuado por efectos de la pandemia. Es de anotar que el nuevo operador de los campos Frontera Energy, le ha dado solidez financiera a las decisiones operativas, y esto lleva a sacrificar volúmenes de producción si estos no aparecen con un horizonte confiable de recuperación de las inversiones. En Quifa y Cajúa ya existe un desarrollo base para su explotación y tratamiento.

Con la recuperación de precios por encima de 40 USD/BI se estima que estos campos recuperaran parte de su producción en pozos de alto corte de agua cerrados. Los otros campos requerirán precios estables por encima de 50 USD/BI para su desarrollo.

En la Figura 143, se presenta la proyección de las reservas 1P y 3P IRR 2019 y comparativos con las curvas 3P IRR 2018 y 3P del estudio de 2018.

**Figura 143: Historia de producción vs. proyección 3P IRR 2019 – contrato Quifa**



Fuente: UT PROSPECCIÓN UPME 2020

El comportamiento de las reservas 3P se considera que retomará niveles cercanos a los 40.000 barriles día en el primer semestre del año 2021, si los precios siguen en la escala entre 40 y 45 USD/BI.

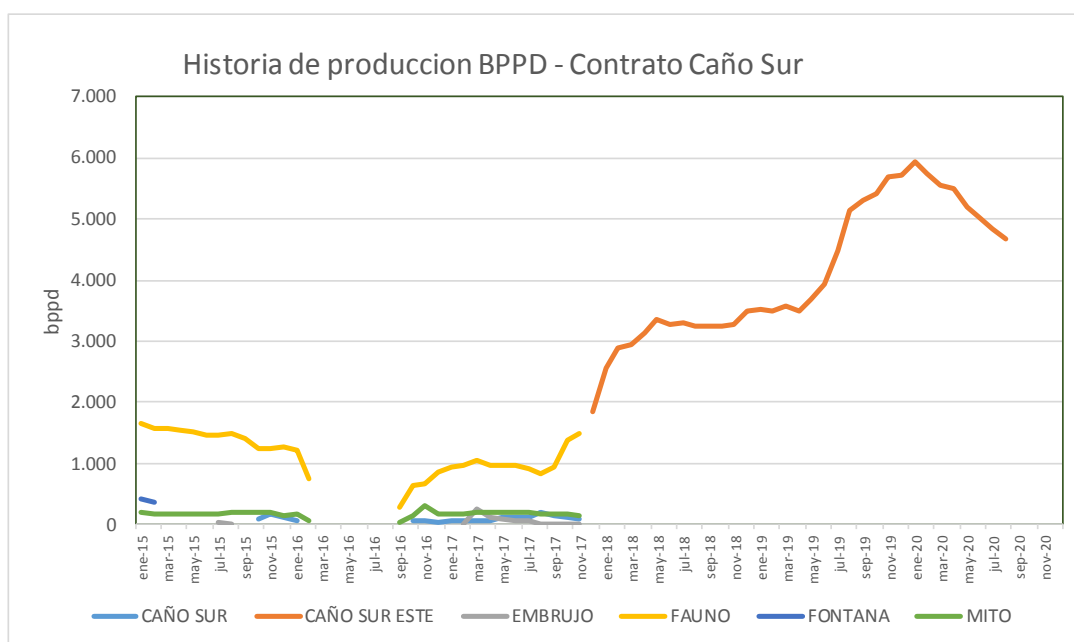
Con precios del orden a los 50 USD/BI. o superiores se llegarían a desarrollos como los planteados por la Unión Temporal en el año 2018.

#### 5.4.6 CONTRATO CAÑO SUR

En la Figura 144, se presenta la historia de producción de los campos asociados al contrato Caño Sur y como se observa en la gráfica solamente se está desarrollando el Caño Sur Este, localizado al occidente de Quifa y es el único

campo de este contrato con un Petróleo Original In Situ con datos oficiales del orden de 558 millones de barriles. Se estima que con el desarrollo del campo el POES va ir incrementando. El factor de recobro actualmente es del orden del 1 %, se estima que como este campo tiene el modelo de depositación de los campos Rubiales y Quifa se podrían alcanzar valores de factor de recobro cercanos al 20 %.

**Figura 144: Historia de producción contrato Caño Sur**



Fuente: UT PROSPECCIÓN UPME 2020

Entre febrero y agosto de 2020, la producción del campo Caño Sur Este, se redujo en aproximadamente 1.200 BPD, acentuado por efectos de la pandemia, y el impacto en los costos del campo que incluyen transporte por carro tanque al oleoducto que parte desde Rubiales.

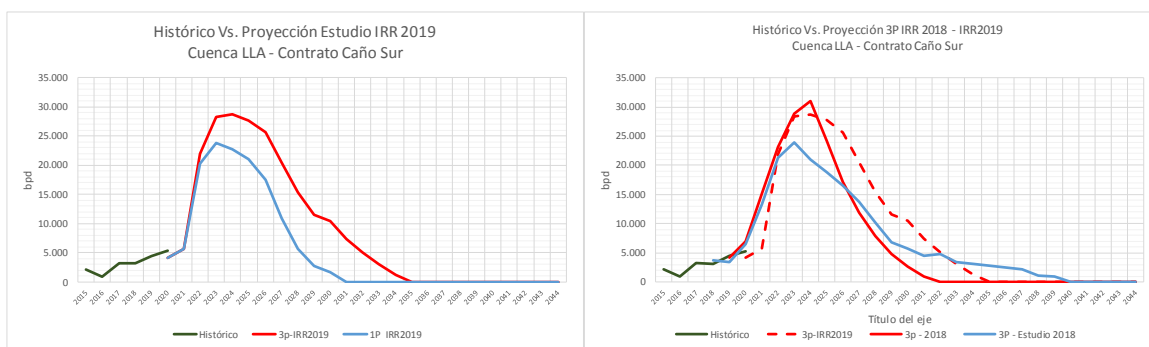
El mayor obstáculo para los campos de Caño Sur, embrujo, Fauno, Fontana y Mito de este contrato Caño Sur, al igual que los contratos de Río Ariari, CPE-6 de Frontera y el CPO-16 de Hocol, son los costos logísticos que serían muy altos, para tratamiento, transporte de crudos y disposición final de aguas producidas.

Estos desarrollos operados por Ecopetrol en Caño Sur Este, podrían contar con la posibilidad de disponer de las sinergias que tienen estaciones e infraestructura en

los campos de los contratos Quifa y Rubiales. Igual situación para el contrato CPE-6.

En la Figura 145, se presentan la proyección de las reservas 1P y 3P IRR 2019 y comparativos con las proyecciones del IRR 2018 y del estudio 2018.

**Figura 145: Historia de producción vs. proyección 3P IRR 2019 – contrato Caño Sur**



Fuente: UT PROSPECCIÓN UPME 2020.

Las reservas probadas y las 3P del IRR 2019 muestran el comportamiento del plan de desarrollo del campo Caño Sur Este para alcanzar una producción cercana a los 30.000 barriles por día desde el 2024. Esta situación es consistente con lo planteado en el estudio del año 2018 (IRR 2017), que con la madurez del desarrollo ha aumentado las expectativas en los IRR 2018 y 2019.

Un precio del orden de 50 USD/Bl. podrían llevar a escenarios más altos de desarrollo y producción en los estimativos futuros dada la gran potencialidad de los yacimientos del área.

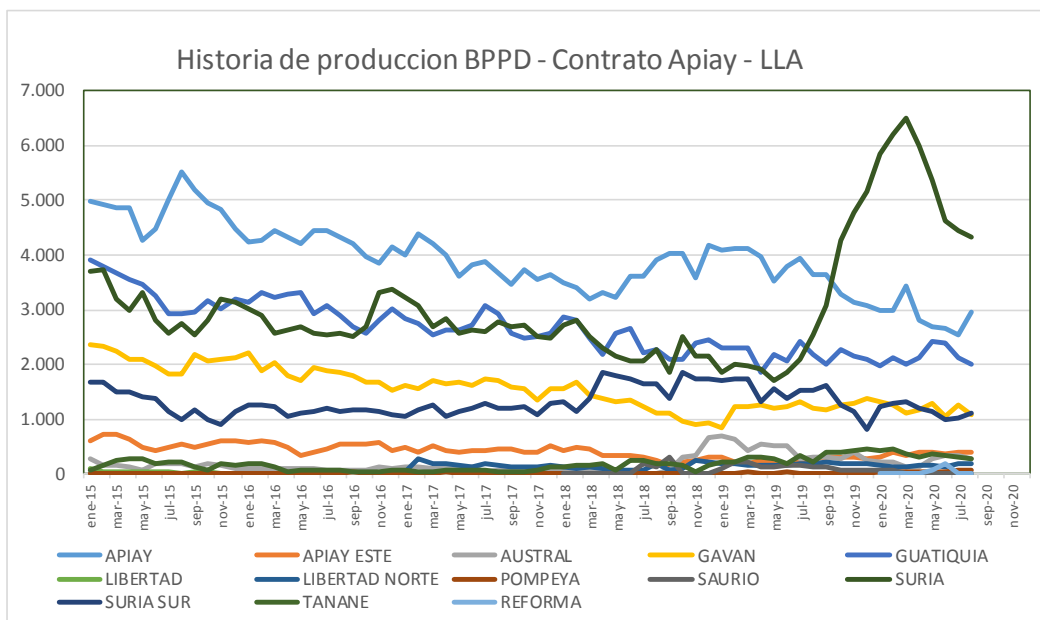
#### 5.4.7 CONTRATO APIAY

Los campos del contrato Apiay tienen un Petróleo Original en Sitio de 1555 millones de barriles con un POES ponderado de recuperación a la fecha de 18,5 % y una potencialidad de tener recobros de más del 30 %. Cuentan con la presencia de la formación San Fernando o (T2) que aún no ha sido explotada en este momento.

En la Figura 146, se presenta la historia de producción que Incluye, todos los campos asociados al contrato.



**Figura 146: Historia de producción contrato Apiay**

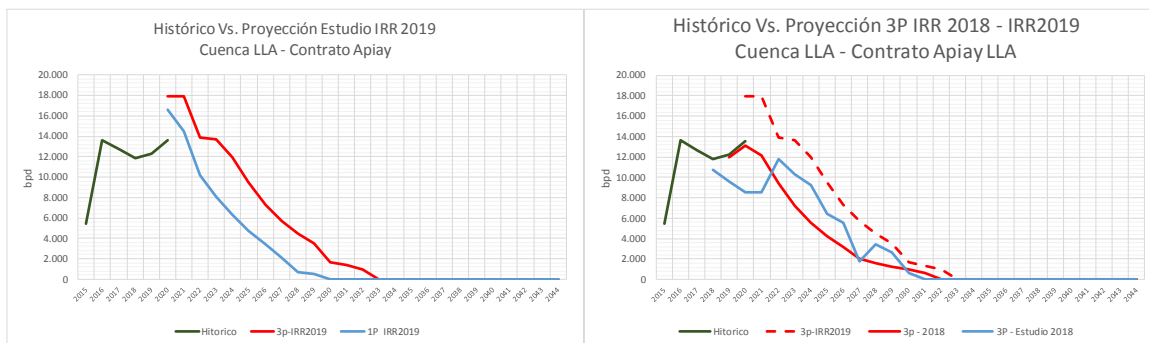


Fuente: UT PROSPECCIÓN UPME 2020.

Entre abril y agosto de 2020, las producciones de los campos se vieron afectadas en especial para el campo Suria que redujo en aproximadamente 2.000 BPD, acentuado por efectos de la pandemia y prioridades operativas de Ecopetrol en el área que se están superando en septiembre, (se reporta un incremento con una producción de 5.200 bpd en este campo).

En la Figura 147, se presenta la proyección de las reservas 1P y 3P IRR 2019 y comparativos con las curvas 3P IRR 2018 y 3P del estudio de 2018.

**Figura 147: Historia de producción vs. proyección 3P IRR 2019 – contrato Apiay**



Fuente: UT PROSPECCIÓN UPME 2020

La producción histórica de los campos es sensiblemente inferior a la producción estimada de las reservas 1P y 3P del IRR 2019, varios de ellos en proceso de reactivación y trabajos de reacondicionamiento planteados.

Los estimados del estudio 2018 (IRR 2017) seguían la tendencia de declinación en ese momento en el que están cerrados los campos Reforma Libertad y Pompeya, y los del IRR 2018 con alguna reactivación ya realizada tiene un comportamiento más estable.

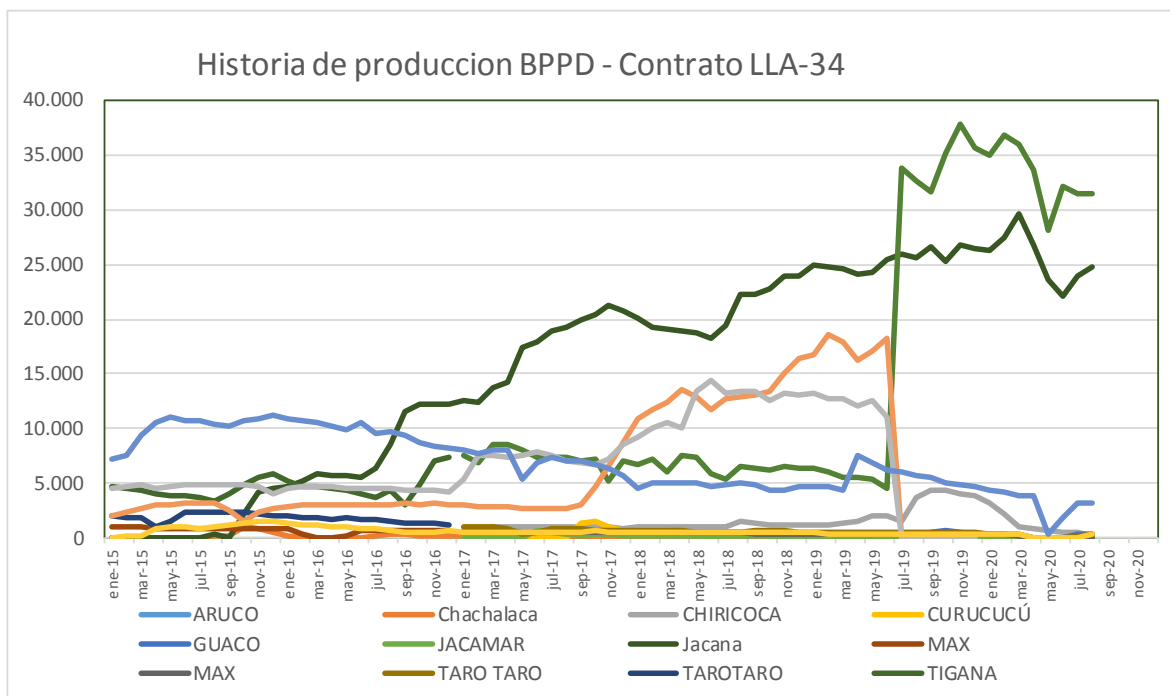
El IRR 2019 trae la potencialidad real de estos campos que, con una mayor actividad, se pueden situar en el orden de los 20.000 BPD. La prioridad por tamaño de producción en este sector de los Llanos Orientales y 200 mil barriles por día lo tienen los campos del contrato Cubarral.

#### 5.4.8 CONTRATO LLA-34

Los campos del contrato Llanos 34 tienen un Petróleo Original en Sitio de 770 millones de barriles y una recuperación del orden del 8 %, son el área de mayor crecimiento en producción de la cuenca Llanos en los últimos cinco años. Con el hallazgo continuo alrededor de los campos en producción sigue confirmando la existencia de acumulaciones en este tren de depositación.

En la Figura 148, se presenta la historia de producción que Incluye, todos los campos asociados al contrato.

**Figura 148: Historia de producción contrato LLA-34**



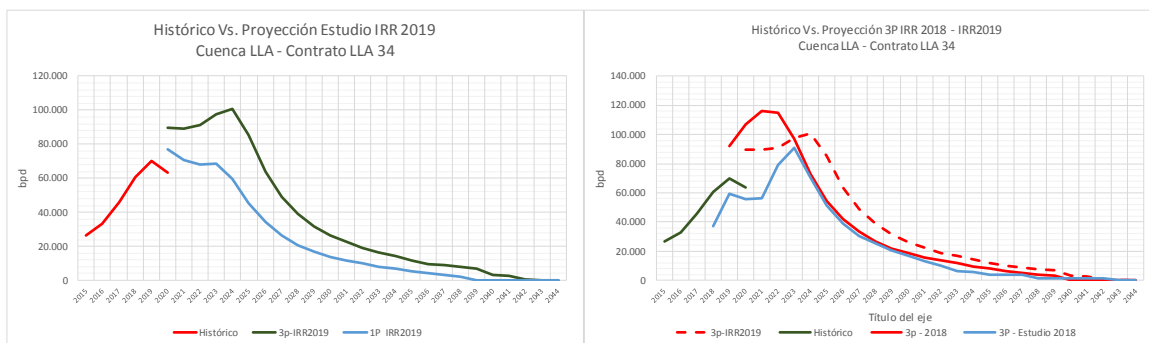
Fuente: UT PROSPECCIÓN UPME 2020.

Entre abril y agosto de 2020, la producción de los campos del contrato se redujo en especial la de los campos Tigana y Jacana. El total de reducción de la producción fue aproximadamente 20.000 bls, acentuado por efectos de la pandemia. Al igual que otros operadores del país, el operador para mantener una producción rentable, se vio en la necesidad del cierre de una parte de los pozos, que se están reabriendo a medida que se está regresando a la normalidad con un precio a noviembre 23 del orden de 45 USD/BI.

Se estima que los campos regresarán a la producción de comienzos de 2020 en el primer trimestre del año 2021.

En la Figura 149, se presenta la proyección de las reservas 1P y 3P IRR 2019 y un comparativo con los IRR 2018 y del estudio de 2018.

**Figura 149: Historia de producción vs. proyección 3P IRR 2019 – contrato LLA-34**



Fuente: UT PROSPECCIÓN UPME 2020

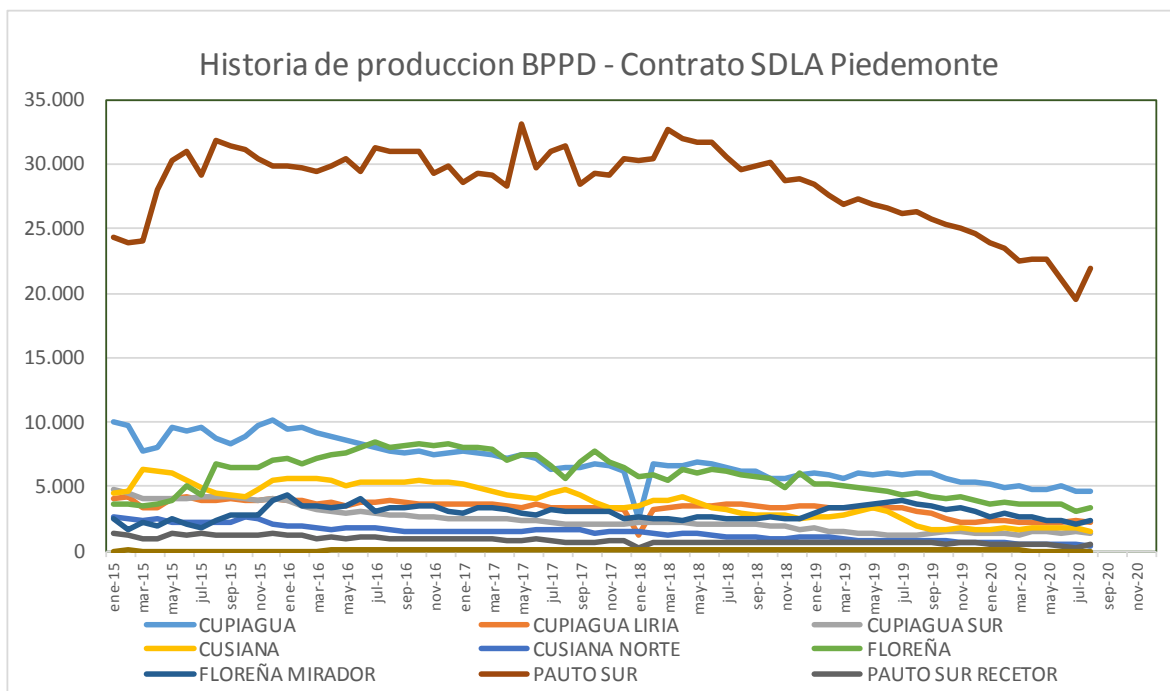
Los pronósticos tanto de las reservas 1P y 3 P son superiores al comportamiento histórico, aunque de no haberse presentado la pandemia, los nuevos desarrollos habrían alcanzado los 80.000 BPD durante el presente año. No hay duda con la dinámica del operador que retomará el potencial indicado con el regreso paulatino a la normalidad. El estudio del año 2018 que tenía la referencia del IRR 2017, es inferior en el corto plazo a lo estimado en el IRR 2018, pero retoma un comportamiento similar del 2025 en adelante. El IRR 2019 es superior dada la adición del 2018 a la fecha de nuevos volúmenes en el área.

#### 5.4.9 CONTRATOS SDLA, PIEDEMONTE, RECETOR, RIO CHITAMENA (AREA PIEDEMONTE)

Los campos de los contratos en el área Piedemonte tienen un Petróleo Original In Situ reportado (IRR 2018) del orden de 3240 millones de barriles con una recuperación acumulada del 42 % y una expectativa con el proyecto incremental que lleva a cabo Ecopetrol de alcanzar el 57 %.

En la Figura 150, se presenta la historia de producción que Incluye, todos los campos asociados al contrato.

**Figura 150: Historia de producción contrato Área Piedemonte**

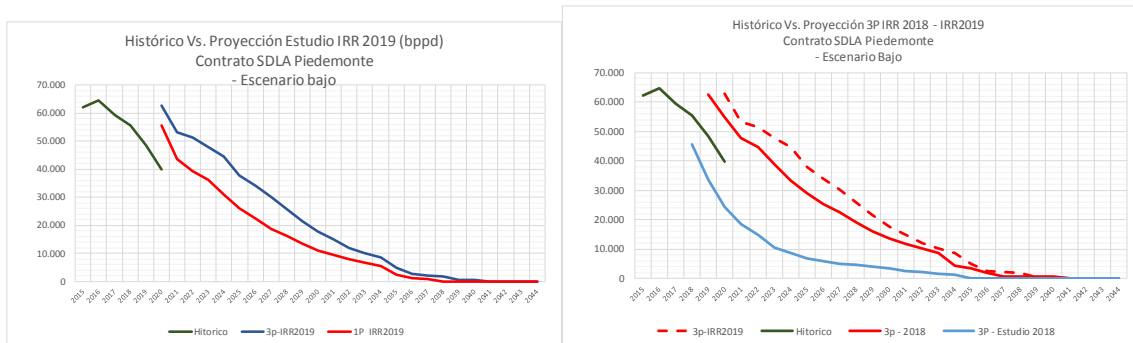


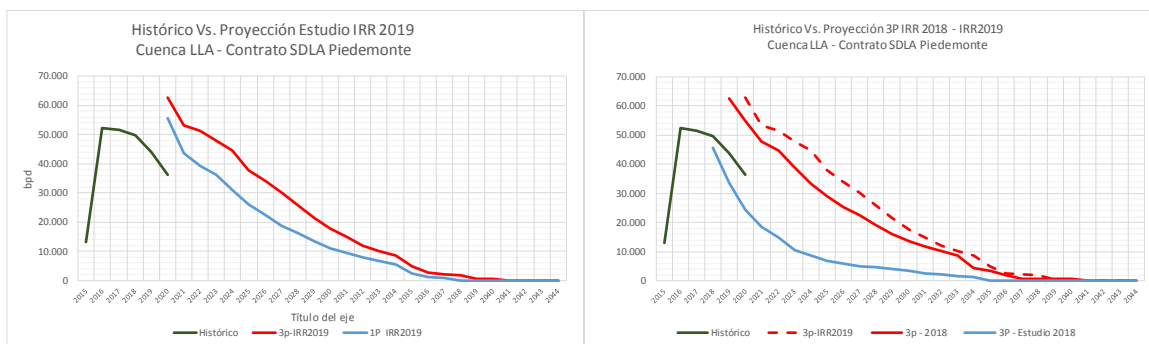
Fuente: UT PROSPECCIÓN UPME 2020

La producción de petróleo para los campos del área Piedemonte no se vio tan afectada por los efectos de la pandemia y están regresando a la declinación que traían los campos.

En la Figura 151, se presenta la proyección de las reservas 1P y 3P IRR 2019 y un comparativo con los IRR 2018 y del estudio de 2018.

**Figura 151: Historia de producción vs. proyección 3P IRR 2019 – contrato Área Piedemonte**





Fuente: UT PROSPECCIÓN UPME 2020

Se aprecia como en los pronósticos 3P hay un volumen importante de petróleo incremental con respecto a la gráfica de las Probadas que se van a ir adicionando en los próximos años de acuerdo con el ejercicio.

Las expectativas de los campos del área de Piedemonte en los IRR del 2018 son superiores a las consideradas en el IRR 2019 y más optimistas que el comportamiento de los campos que aceleraron su declinación antes de terminar los contratos y que iniciarán su operación Ecopetrol. Los pronósticos planteados en el estudio 2018 que tenían como base el IRR 2017 eran más conservadores, con una declinación aún más drástica que la producción real.

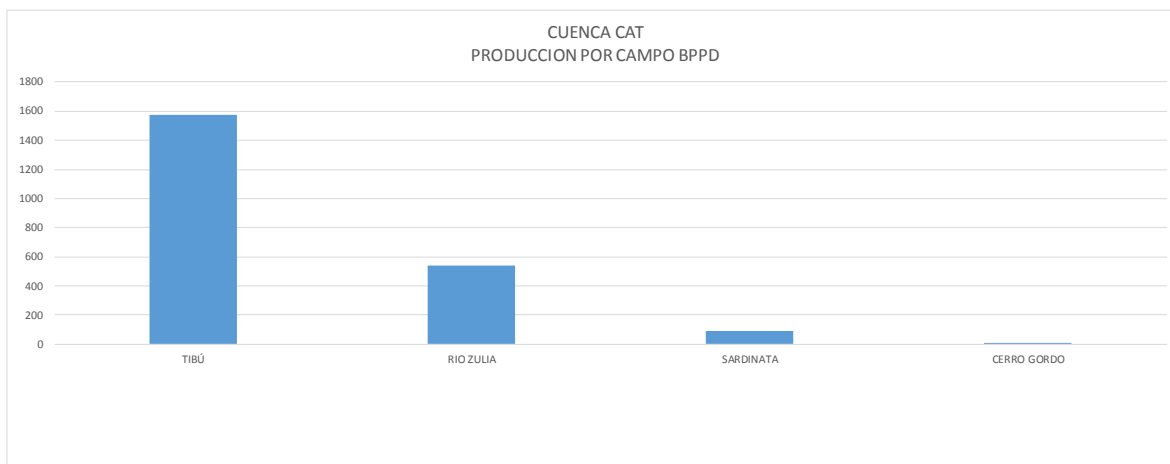
Con el proyecto incremental que lleva a cabo Ecopetrol ya con el control de todos los campos se estima que en tres años se llevará la producción por encima de 100 mil barriles por día.

## 5.5 CUENCA CAT – PETROLEO

En los campos de la cuenca del Catatumbo, a diferencia de los campos de los Llanos, el mecanismo de producción es gas en solución, razón por la cual se requiere de procesos de recobro mejorado para la optimización del factor de recobro. Los campos activos, cuentan con unas reservas probadas estimadas en el IRR 2019 de 6,15 millones de barriles y unas reservas 3P de 9,01 millones de barriles.

Hay cuatro campos en producción que se presentan en el histograma Figura 152, Tibú, Río Zulia, Sardinata y Cerro Gordo.

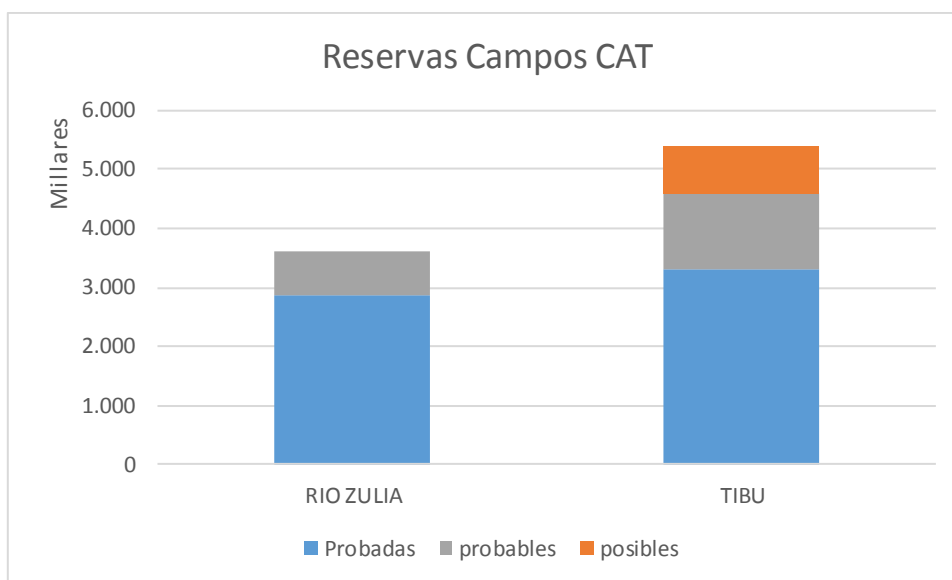
**Figura 152: Histograma – cuenca CAT –Producción de petróleo a dic/2019 (bpd)**



Fuente: UT PROSPECCIÓN UPME 2020

En la Figura 153, se presentan las reservas de los campos de la cuenca, tomados de la información de reservas del año 2019, al igual de lo que se observa en el histograma anterior, los campos con mejores producciones son los que tienen más reservas.

**Figura 153: Histograma – cuenca CAT – Reservas IRR 2019**



Fuente: UT PROSPECCIÓN UPME 2020



### 5.5.1 CONTRATO TIBÚ

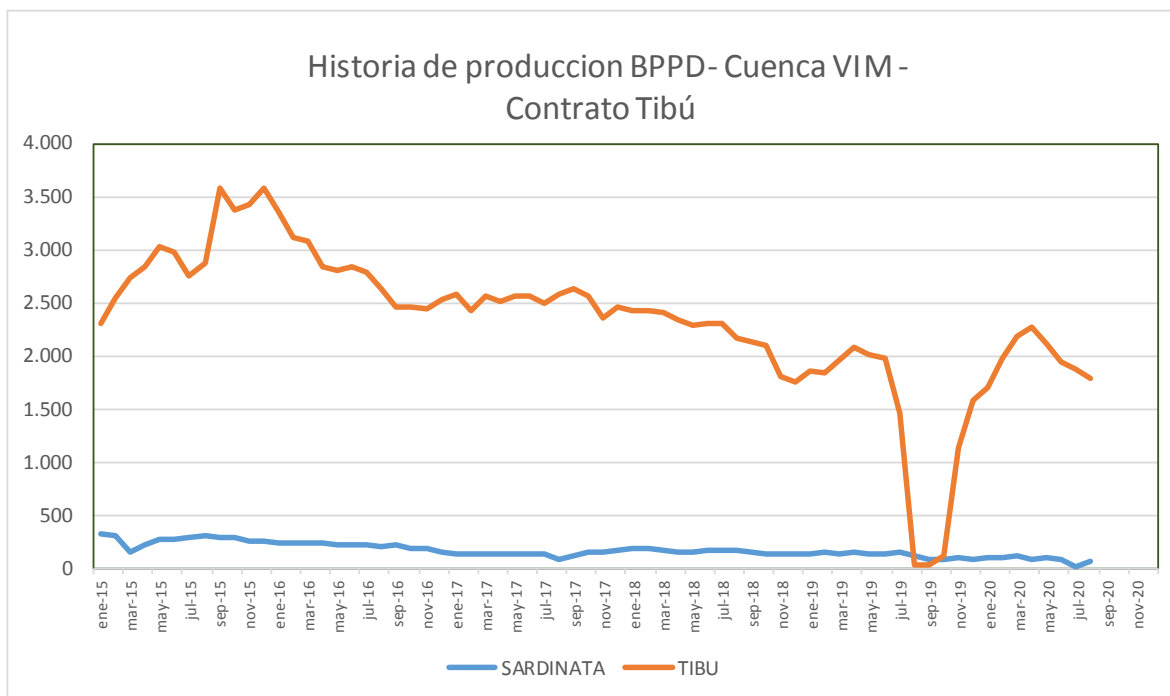
El Petróleo Original del campo Tibú ha sido estimado en 1276 millones de barriles con un recobro a la fecha del 21 % y un recobro último estimado del 22 %. El campo ha sido afectado continuamente por orden público, el factor de recobro es bajo para la buena respuesta de varias zonas sometidas a inyección de agua.

Se han buscado diferentes esquemas contractuales para llevar a cabo el proyecto de recuperación secundaria con empresas del prestigio y acceso tecnológico como Petrobrás y Halliburton. En los últimos cinco años Ecopetrol ha incluido continuamente el proyecto en el portafolio y luego que se inicia, se suspende por eventos de orden público. En el pasado mes de octubre Ecopetrol ha amenazado con cerrar la operación del campo por robo de vehículos.

El contrato Tibú incluye los campos activos de Tibú y Sardinata, y los campos cerrados Temporalmente de Petrólea y Carbonera -La Silla.

En la Figura 154, se presenta la historia de producción que Incluye los dos campos asociados a este contrato como son Tibú y Sardinata.

**Figura 154: Historia de producción contrato Tibú**



Fuente: UT PROSPECCIÓN UPME 2020

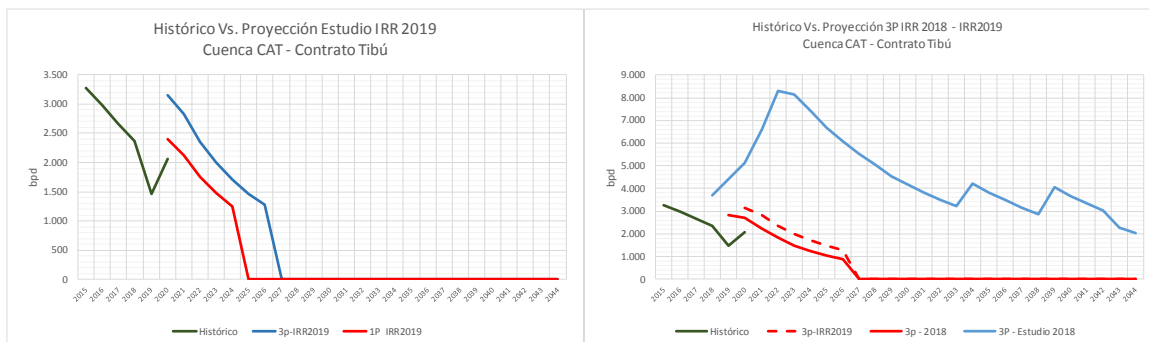
La producción del contrato presentó una caída de aproximadamente 300 bpd, especialmente afectado por las restricciones de la pandemia.

La potencialidad del campo es muy superior a su producción de los últimos 20 años.

En los años 90 se llevaron a cabo proyectos exitosos de recuperación secundaria. La producción cayó a niveles por debajo de los 2.000 BPD del 2004 al 2014, momento en que Ecopetrol decide iniciar el proyecto incremental y lleva la producción por encima de 3.000 BPD, desafortunadamente se presenta el problema de caída de los precios del petróleo en 2015 y 2016, se presentan varias situaciones de presión de la comunidad y la producción comienza el proceso de declinación nuevamente hasta julio del 2019 cuando la producción se ve fuertemente afectada por el cierre de las vías de acceso al campo motivadas por los contrabandistas de combustibles entre Colombia y Venezuela, a principios del año 2020 se superan estos problemas pero a partir de marzo se ve el impacto de la pandemia.

En la Figura 155, se presenta la producción histórica vs reservas 1P y 3P del informe de reservas IRR 2019 y el comparativo con el informe IRR 2018 y del estudio del 2018.

**Figura 155: Historia de producción vs. proyección 1P y 3P IRR 2019 y comparativos - contrato Tibú**



Fuente: UT PROSPECCIÓN UPME 2020

Todas las proyecciones de los informes IRR 2018 y 2019, y el estudio 2018 muestran estimados superiores a la tendencia histórica.

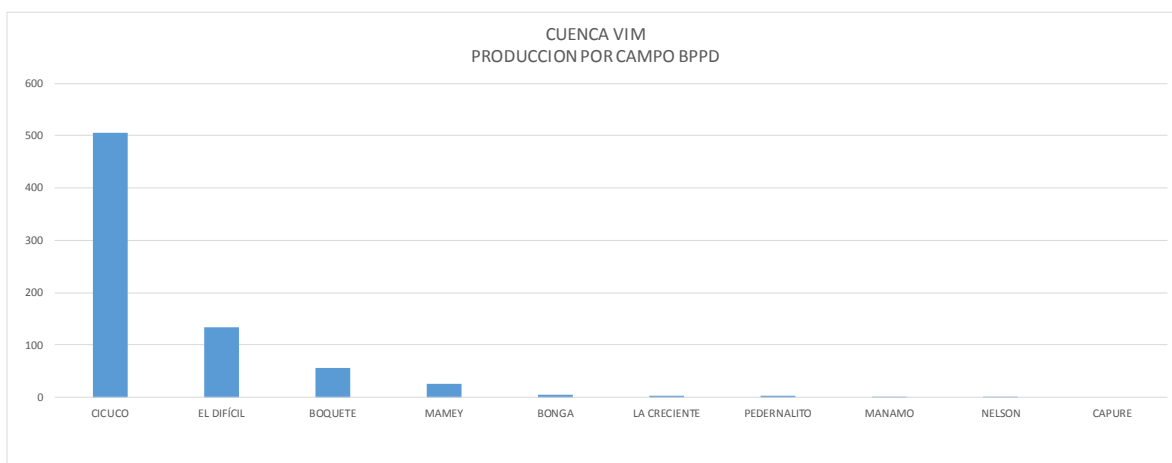
De no haberse presentado la pandemia, la producción histórica estaría en promedio cercana a la que se presenta en las reservas probadas, y seguramente se llegará al valor de las reservas probadas, las 3P indican la expectativa de alcanzar la producción del año 2014, sin los paros y protestas sociales que continuamente afectan la operación. El estudio del año 2018 consideró la continuidad del proyecto de inyección de agua que no se llevó a cabo.

## 5.6 CUENCA VIM – PETROLEO

Los campos activos de la cuenca Valle Inferior del Magdalena cuentan con unas reservas probadas estimadas en el IRR 2019 de 356,3 MBIs y un factor de recobro a la fecha del 20 %. Los campos que más han entregado reservas de petróleo son Cicuco, Boquete y El Difícil, este último pasó de ser un campo de petróleo a un campo de gas con un comportamiento conceptualmente similar a los campos del Piedemonte Llanero que en un punto de su desarrollo agotan la producción de líquidos y comienzan la explotación comercial de gas.

En la cuenca se encuentran aproximadamente 15 campos activos e inactivos, la producción de gas en los campos Pedernalito, La Creciente, Bonga y Mamey tienen fracciones de condensado que se producen y comercializan (Figura 156).

**Figura 156: Histograma – cuenca VIM–Producción de petróleo a dic/2019 (BPD)**



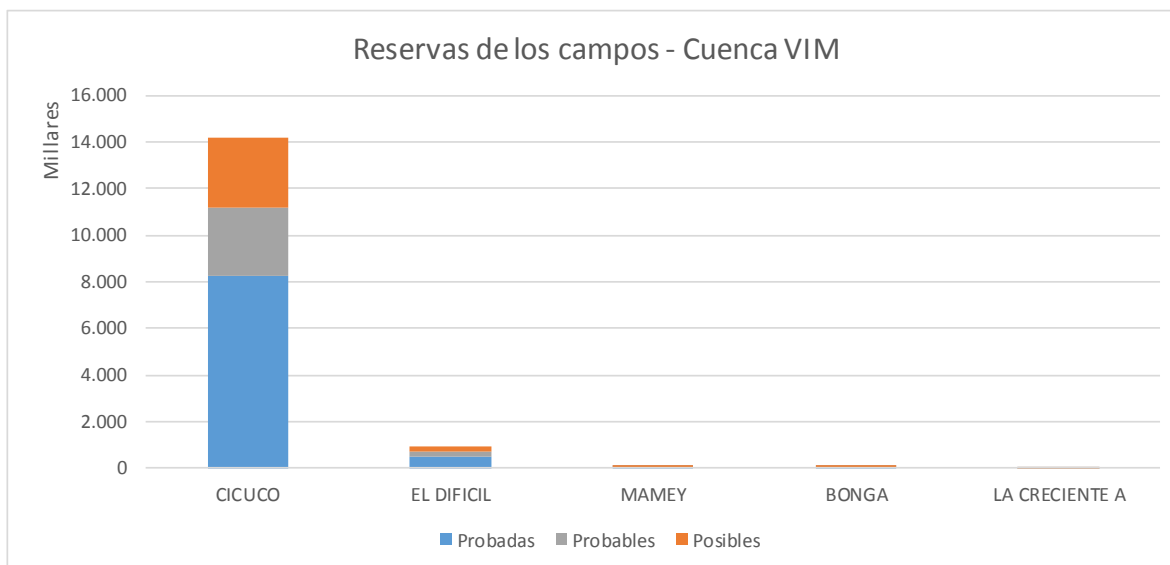
Fuente: UT PROSPECCIÓN UPME 2020

En la Figura 157, se presentan las reservas de los campos de la cuenca, tomadas de la información de reservas del año 2019, al igual de lo que se observa en el histograma anterior, los campos con mejores producciones son los que tienen más reservas.

El Petróleo Original del estudio tuvo en cuenta datos de los IRR 2016, 2018 e información de la Unión Temporal para el campo El Difícil.

El campo Cicuco, realizó la perforación de un par de pozos en el año 2013 con los cuales reactivó la producción con 700 BPD, a septiembre 2020 tiene una producción de 500 BPD de crudo liviano.

**Figura 157: Histograma – cuenca VIM – reservas IRR 2019**



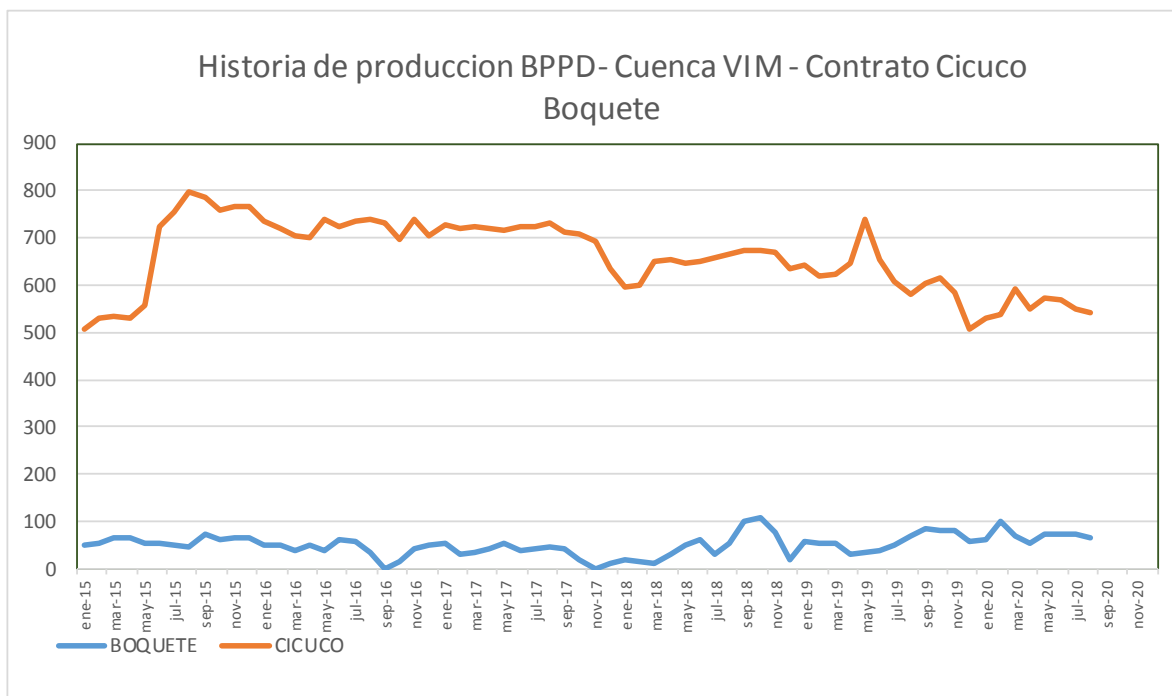
Fuente: UT PROSPECCIÓN UPME 2020

La actual campaña exploratoria en el área del Valle Inferior del Magdalena está en la subcuenca de Plato, busca un nivel de reservas como las del recobro último estimado para los campos de Cicuco - Boquete cercanos a los 100 MBIs y en la formación Cansona. El gran potencial actual y futuro de la cuenca centra sus expectativas en el gas.

#### 5.6.1 CONTRATO CICUCO BOQUETE

En la Figura 158, se presenta la historia de producción que incluye los dos campos asociados a este contrato como son Cicuco y Boquete

**Figura 158: Historia de producción (BPD) contrato Cicuco-Boquete**

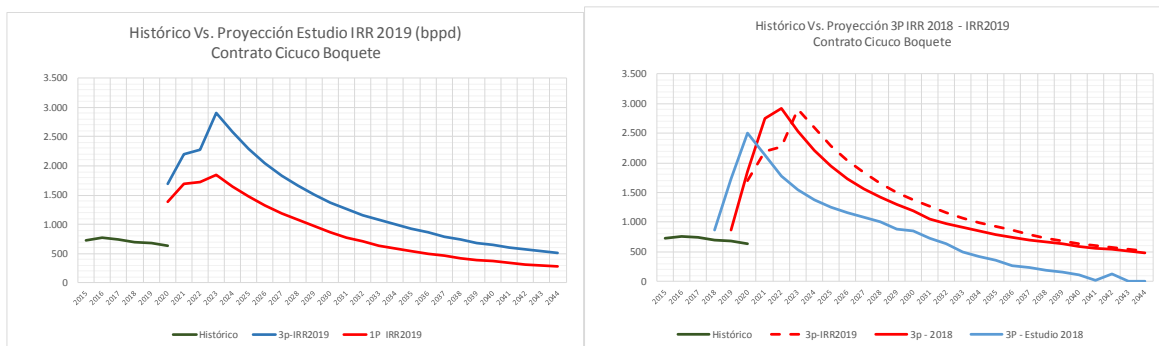


Fuente: UT PROSPECCIÓN UPME 2020

La producción del contrato presentó una caída de aproximadamente 30 BPD, por las restricciones de la pandemia, que recuperó rápidamente.

En la Figura 159, se presenta la producción histórica vs reservas 1P y 3P del informe de reservas IRR 2019 y el comparativo con el informe IRR 2018 y del estudio del 2018.

**Figura 159: Historia de producción vs. proyección 1P y 3P IRR 2019 y comparativos - contrato Cicuco-Boquete**



Fuente: UT PROSPECCIÓN UPME 2020

El salto en la producción planteada por parte de los pronósticos del IRR 2019 con respecto a la producción histórica y actual, se debe a la perforación programada de 5 pozos de reservas probadas no desarrolladas y uno de reservas probables en el campo Cicuco, y como en el 2013 con solo dos pozos se alcanzaron 700 BPD, es razonable el estimativo de este desarrollo adicional en el campo Cicuco.

Este es el tipo de análisis que se puede realizar con la información disponible, si no se contara con estos datos de pozos a perforar, solo se habría estimado un proyecto incremental sin poderlo calificar.

## 6 IMPACTO DE LOS FACTORES CRITICOS DE ÉXITO EN LAS CUENCAS

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 petróleo, vamos a analizar el impacto de los FCE en las principales cuencas, determinando 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.





## 6.1 CUENCA CAGUAN PUTUMAYO


En esta cuenca los dos FCE cuyo resultado se puede cuantificar directamente están relacionado con i) el potencial y actividad exploratoria ii) el desarrollo de campos inactivos y no desarrollados y iii) factor de recobro.

A continuación se presentan los tres estados (rojo, amarillo o verde) y el impacto esperado para los tres 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 desarrollan exitosamente los dieciséis prospectos exploratorios más significativos incluidos por las compañías en el IRR 2019 y se agregan a la producción del país 1.009,9 MBIs desde el año 2024 durante el horizonte de la proyección (25 años).

 Se desarrollan exitosamente todos los prospectos exploratorios incluidos por las compañías en el IRR 2019 y se agregan a la producción del país 1.087,9 MBIs desde el año 2024, durante el horizonte de la proyección (25 años).


- Desarrollo de los campos no desarrollados e inactivos:


 No existe un ambiente propicio que permita el desarrollo de los campos inactivos y no desarrollados.

: En los campos Burdine, Cencella, Mecayá, Alborada y Temblón se dan las condiciones que permiten su reactivación y continuar con su desarrollo, aportando a la producción de crudo del país 5,1 MBIs y 2,7 Mbls, 2,4 MBIs, 2,2 MBIs y 1,9 MBIs respectivamente, con mayor aporte desde el año 2022.

 Existe un ambiente propicio para el desarrollo de nuevos campos que se vayan descubriendo.

- Factor de recobro:

 No se dan los resultados esperados en los contratos Orito, área sur y área occidental por lo que no se adiciona producción relacionada con el aumento del factor de recobro en estos contratos.

: Se desarrollan exitosamente el proyecto de producción incremental en el campo Orito y en los campos de los contratos área sur y área occidental y se

agregan a la producción de crudo del país 47,1 MBIs, 32,1 MBIs, y 7,7 MBIs respectivamente, desde el año 2021 en las áreas sur y occidente y 2023 en Orito.

Como resultado del éxito de los proyectos de factor de recobro que se encuentran actualmente en desarrollo, se estructuran nuevos proyectos.

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, tal como se presenta en la Figura 160.

**Figura 160: Factores Críticos de Éxito – Esquema de Semáforos – cuenca Caguán Putumayo**

	Escenario Bajo	Escenario Medio	Escenario Alto
Potencial y actividad exploratoria			
Desarrollo de campos no desarrollados			
Factor de recobro			

Fuente: UT PROSPECCIÓN UPME 2020

## 6.2 CUENCA LLANOS


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) manejo del agua iv) los aspectos contractuales, v) desarrollo de campos inactivos vi) Protesta social y 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 debido a que esta cuenca no tiene salida al mar y aunque pudiese tener alguna potencialidad de Yacimientos No Convencionales requieren un mayor estudio que se activaría de ser exitoso el proyecto de este tipo de hidrocarburos en la cuenca del Valle Medio del Magdalena.


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 cinco (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/Rio Chitamena y Niscota y se agregan a la producción del país 175,9 millones de barriles de crudo a partir del 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 1.485,4 millones de barriles de crudo 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) y los proyectos en Castilla y Chichimene no dan los resultados esperados 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 crudo del país 42,4 millones de barriles a partir del año 2023 y los proyectos de inyección de agua y polímeros tanto en Chichimene (355,7 millones de barriles) como Castilla (513,8 millones de barriles) a partir del año 2022

 Se desarrolla exitosamente en su totalidad el proyecto de producción incremental del Piedemonte alcanzando el objetivo del incremento del factor de recobro de crudo y se agregan a la producción 127,3 millones de barriles de crudo a partir del año 2023 y los proyectos de inyección de agua y polímeros tanto en Chichimene (355,7 millones de barriles) y Castilla (513,8 millones de barriles) a partir del año 2022.

- Aspectos contractuales:

[REDACTED] 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. Tampoco se solucionan las relaciones entre Repsol y Ecopetrol para aumentar la producción en el Bloque CPO-9 y en el Bloque CPO-5 no se obtiene el RIE por parte de la ANH.

[REDACTED]: 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 crudo 42,4 millones de barriles a partir del año 2023. Se llega a un acuerdo entre Ecopetrol y Repsol y se pueden desarrollar los recursos contingentes del campo la Esperanza (55,1 millones de barriles) y en el CPO-5 se obtiene el RIE por parte de la ANH y se pueden desarrollar los recursos contingentes de los campos Indico y Sol por un valor de 23,9 millones de barriles.

[REDACTED] 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 y se agregan a la producción de crudo 127,3 millones de barriles a partir del año 2023. Se llega a un acuerdo entre Ecopetrol y Repsol y se pueden desarrollar los recursos contingentes del campo la Esperanza (55,1 millones de barriles) y en el CPO-5 se obtiene el RIE por parte de la ANH y se pueden desarrollar los recursos contingentes de los campos Indico y Sol por un valor de 23,9 millones de barriles.

- Desarrollo de los campos no desarrollados e inactivos:

[REDACTED] No existe un ambiente propicio que permita el desarrollo de los campos inactivos y no desarrollados.

[REDACTED]: En los campos Indico y Sol del CPO-5 que se encuentran en pruebas extensas se obtiene el RIE se puede continuar con su desarrollo, el campo Esperanza del CPO-9 puede desarrollarse después de un acuerdo entre Repsol y Ecopetrol y para el campo Venus del CPO-11 el precio del crudo permite su desarrollo aportando 14,7 MBIs a la producción de crudo del país a partir del 2022.

[REDACTED] Existe un ambiente propicio para el desarrollo de nuevos campos que se vayan descubriendo.

- Manejo del agua asociada a la producción:

**[Rojo]** Por oposición de la comunidad y por problemas con los trámites para el vertimiento y disposición del agua de producción, no se pueden desarrollar los recursos contingentes del campo Rubiales y en el Bloque CPO-11 del campo Pendare.

**[Amarillo]**: Se obtienen los permisos de vertimiento y disposición de agua que permiten el desarrollo de los recursos contingentes del campo de Rubiales y se agregan a la producción de crudo del país 53,1 millones de barriles a partir del año 2025.

**[Verde]** Se obtienen los permisos de vertimiento y disposición de agua que permiten el desarrollo de los recursos contingentes en los campos Rubiales y Pendare que agregan a la producción de crudo del país 53,1 millones de barriles y 18,8 MBIs a partir de los años 2025 y 2022 respectivamente.

- Orden público y protesta social:

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

**[Amarillo]**: 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 crudo del país 89,6 MBIs a partir del año 2025

**[Verde]** 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, tal como se muestra en la Figura 161.

**Figura 161: Factores Críticos de Éxito – Esquema de Semáforos – cuenca Llanos**

	Escenario Bajo	Escenario Medio	Escenario Alto
Potencial y actividad exploratoria	[Rojo]	[Amarillo]	[Verde]
Factor de recobro	[Rojo]	[Amarillo]	[Verde]
Aspectos contractuales	[Rojo]	[Amarillo]	[Verde]

Desarrollo campos no desarrollados			
Manejo de agua asociada a la producción			
Protesta social y orden público			

Fuente: UT PROSPECCIÓN UPME 2020

### 6.3 CUENCA 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 vii) factor de recobro y viii) desarrollo de campos no desarrollados e inactivos.


Los FCE que no aplican son los relacionados con: las oportunidades de crecimiento del negocio en el Offshore, debido a que esta cuenca no tiene salida al mar.


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 ocho (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 correspondientes a las oportunidades exploratorias del Bloque 235 – Magdalena Medio que adiciona a la producción del país 53 MBIs a partir del año 2027.


 Se desarrollan exitosamente los recursos prospectivos incluidos por las compañías en el IRR 2019 y se agregan a la producción 590,9 MBIs 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:


 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.


: 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 crudo del país 2.688,9 MBIs a partir del año 2023.

 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 petróleo 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, que Ecopetrol ha mencionado podrían incluir recursos prospectivos entre 4.000 y 7.000 millones de barriles.

- Aspectos contractuales:

 Lo estipulado en los contratos de los bloques vigentes viabiliza el desarrollo de los pilotos, no obstante hay en proceso demandas sobre esta aprobación del Consejo de Estado que dificultan el desarrollo de estos, de los cuales se ha adjudicado 1 contrato CEPI a Ecopetrol. De igual manera, no viabiliza el PPI del campo de Provincia ni la extensión del contrato Nare


: Lo estipulado en los contratos de los bloques vigentes viabiliza el desarrollo de los pilotos que se lleven a cabo en 2021 y 2022 y se superan los factores críticos planteados por el Comité de Expertos. Se viabiliza el PPI del campo de Provincia que aporta a la producción de crudo 20,1 MBIs y la extensión del contrato Nare que aporta 154,9 MBIs.


 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:




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


: 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 extender su aplicación 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 en los Yacimientos No Convencionales

: 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 confirmar las conclusiones preliminares.


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

- Factor de recobro:


 Los proyectos en los campos de La Cira, Infantas, Casabe, Llanito, Velásquez y Tisquirama no dan los resultados esperados por lo que no se adiciona producción relacionada con el aumento del factor de recobro en estos campos.


: Se desarrollan exitosamente los proyecto de producción incremental en los campos de La Cira, Infantas, Casabe, Llanito, Velásquez y Tisquirama y se agregan a la producción de crudo del país, en La Cira con 124,4 MBIs, Infantas en


26,3MBIs, Casabe en 55,4 MBIs, Llanito en 54,4 MBIs, Velásquez en 24,5 MBIs y Tisquirama en 7,7 MBIs. Los proyectos que inician entre 2021 y 2023.

 Como resultado del éxito de los proyectos de factor de recobro que se encuentran actualmente en desarrollo, se estructuran nuevos proyectos.

- Desarrollo de los campos no desarrollados e inactivos:



















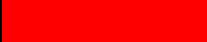





 No existe un ambiente propicio que permita el desarrollo de los campos inactivos y no desarrollados.

: En los campos Búfalo y Totaré se dan las condiciones que permiten su reactivación y continuar con su desarrollo, aportando a la producción de crudo del país 11,7 MBIs y 0,7 Mbls respectivamente desde el año 2023.

 En los campos San Luis y Tenerife se dan las condiciones que permiten su reactivación y continuar con su desarrollo, aportando a la producción de crudo del país 4,6 MBIs y 2,3 MBIs desde el año 2023.

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 tal como se presenta en la Figura 162.

**Figura 162: Factores Críticos de Éxito – Esquema de Semáforos – cuenca VMM**

	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			
Factor de recobro			
Desarrollo campos no desarrollados e inactivos			


Fuente: UT PROSPECCIÓN UPME 2020


## 6.4 CUENCA VALLE SUPERIOR DEL MAGDALENA


En esta cuenca los dos FCE cuyo resultado se puede cuantificar directamente están relacionado con i) el potencial y actividad exploratoria y ii) el desarrollo de campos inactivos y no desarrollados.

A continuación se presentan los tres estados (rojo, amarillo o verde) y el impacto esperado para los 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 desarrollan exitosamente los tres prospectos exploratorios incluidos por las compañías en el IRR 2019 y se agregan a la producción del país 85 MBIs durante el horizonte de la proyección (25 años).

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

- Desarrollo de los campos no desarrollados e inactivos:







 No existe un ambiente propicio que permita el desarrollo de los campos inactivos y no desarrollados.

: En los campos Dina Terciario y Tello se dan las condiciones que permiten continuar con su desarrollo, aportando a la producción de crudo del país 12,0 MBIs y 6,3 Mbls respectivamente desde el año 2021.

 En los campos Quimbaya y Toy se dan las condiciones que permiten su reactivación y continuar con su desarrollo, aportando a la producción de crudo del país Quimbaya con 4,7 MBIs iniciando en el año 2025 y Toy con 3,2 MBIs desde el año 2022.

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, como se muestra en la Figura 163.

**Figura 163: Factores Críticos de Éxito – Esquema de Semáforos – cuenca del Valle Superior del Magdalena.**

	Escenario Bajo	Escenario Medio	Escenario Alto
Potencial y actividad exploratoria			
Desarrollo de campos no desarrollados			

Fuente: UT PROSPECCIÓN UPME 2020


## 6.5 CUENCA CATATUMBO


En esta cuenca los principales FCE cuyo resultado se puede cuantificar directamente están relacionados con: i) el desarrollo de campos no desarrollados e inactivos y ii) la protesta social y el orden público. No se considera la actividad exploratoria porque las oportunidades que incluyeron las compañías en el IRR 2019 tienen recursos prospectivos solo para gas.

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


- 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 Carbonera - La Silla, Petrólea y el proyecto de Inyección de agua de Tibú que adicionan a la producción 54, MBIs, 5,6 Mbls y 17,2 MBIs respectivamente, a partir del año 2023.

 Se logra la apertura y el desarrollo de los recursos contingentes asociados a los campos de Río de Oro, Puerto Barco que adicionan a la producción 10,9, MBIs, 5,6 Mbls respectivamente desde el año 2026.

- 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 solo 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 tal como se muestra en la Figura 164.

**Figura 164: Factores Críticos de Éxito – Esquema de Semáforos – cuenca del Catatumbo**

	Escenario Bajo	Escenario Medio	Escenario Alto
Desarrollo campos inactivos y ND			
Protesta social y orden público			

Fuente: UT PROSPECCIÓN UPME 2020

## 6.6 CUENCA 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 crudo en los principales campos productores y no hay de campos inactivos que impacte significativamente la producción de crudo.

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 se agregan a la producción del país 21 MBIs de la oportunidad Asai en del Bloque 122 -Guama con inicios de producción en 2026.

Con el éxito de la Belleza en el bloque VIM-1, se demuestra que los bloques de esta cuenca tienen potencialidad de líquidos, una vez definida su conexión a la Creciente, comenzaría a producir comercialmente en el año 2022, no fue considerado en los informes IRR 2019, por ser un hallazgo con pruebas iniciales en junio de 2020, la Unión Temporal plantea el desarrollo de 27 millones de barriles de recursos prospectivos.

 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, tal como se muestra en la Figura 165.

**Figura 165: Factores Críticos de Éxito – Esquema de Semáforos – cuenca del Valle Inferior del Magdalena**

	Escenario Bajo	Escenario Medio	Escenario Alto
Potencial y actividad exploratoria			

Fuente: UT PROSPECCIÓN UPME 2020

## 6.7 CUENCA SINU SAN JACINTO

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 con el único campo productor de crudo y no hay de campos inactivos.

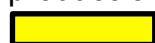
Los restantes FCE tales como: los términos fiscales, los aspectos ambientales, la articulación de las entidades estatales, los aspectos contractuales y la unificación


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.

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 se agregan a la producción del país 139,2 MBIs del área SN 9 y 6,5 MBIs del área YD SN 1.

 Como resultado del desarrollo del único campo de crudo de la cuenca y los hallazgos considerados por la compañías, se adelanta una campaña exploratoria adicional.

Con esta información relevante de la cuenca del Sinú – san Jacinto Onshore, la Unión Temporal estructuró los tres escenarios de producción (Bajo, Medio y Alto) con la siguiente configuración del FCE, tal como se muestra en la Figura 166.

**Figura 166: Factores Críticos de Éxito – Esquema de Semáforos – cuenca Sinú San Jacinto**

	Escenario Bajo	Escenario Medio	Escenario Alto
Potencial y actividad exploratoria			

Fuente: UT PROSPECCIÓN UPME 2020

## 6.8 CUENCA CORDILLERA

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 con los dos campos productores de crudo y no hay de campos inactivos.


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.

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 se agregan a la producción del país 51,1 MBIs del área Muisca y 5,1 MBIs del área COR 15.

 Como resultado del desarrollo del único campo de crudo de la cuenca y los hallazgos considerados por la compañías, se adelanta una campaña exploratoria adicional.

Con esta información relevante de la cuenca Cordillera, la Unión Temporal estructuró los tres escenarios de producción (Bajo, Medio y Alto) con la siguiente configuración del FCE, tal como se muestra en la Figura 167.

**Figura 167: Factores Críticos de Éxito – Esquema de Semáforos – cuenca Cordillera**

	Escenario Bajo	Escenario Medio	Escenario Alto
Potencial y actividad exploratoria			

Fuente: UT PROSPECCIÓN UPME 2020

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.

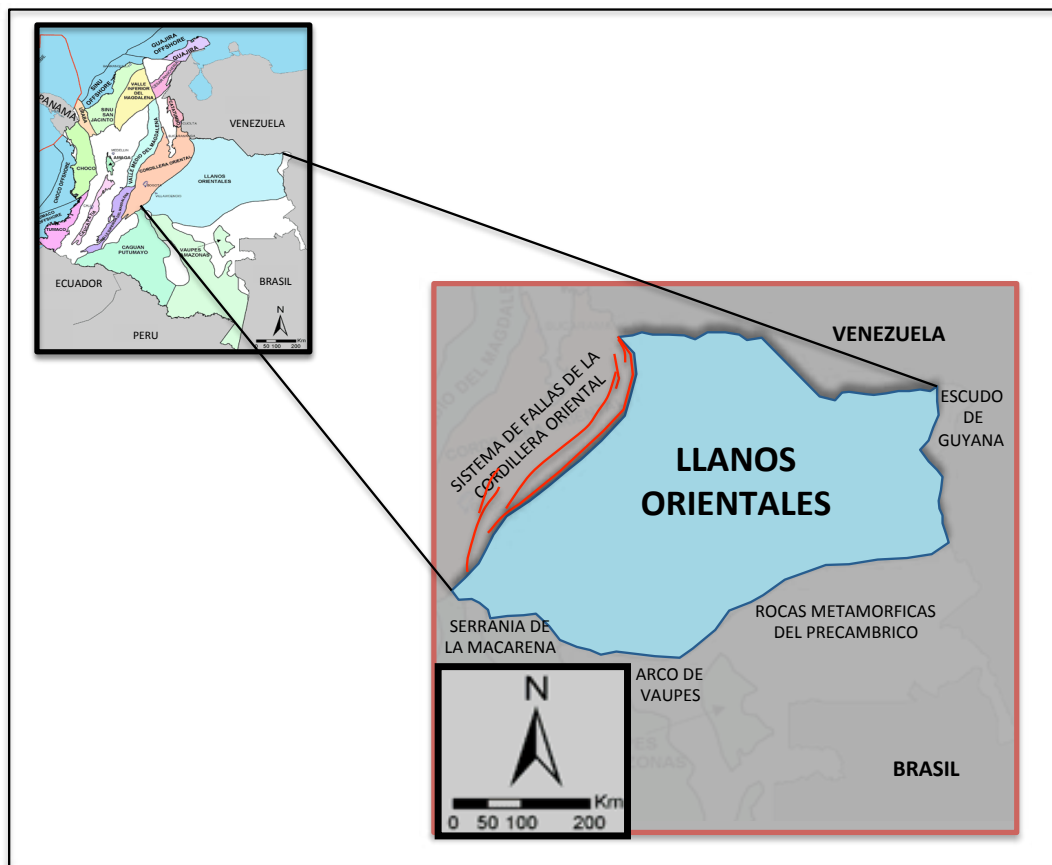
## **7 ESCENARIOS DE PRODUCCIÓN Y EXPLORACIÓN DE LAS CUENCAS DE COLOMBIA. (Objetivo específico 5)**

En este capítulo se presentan 2 casos, uno con la información recibida inicialmente de la ANH que solo incluía las reservas 3P sin discriminación en produciendo y no desarrolladas, posteriormente, se recibió información más detallada que incluía recursos contingentes y opciones exploratorias de las compañías así como inversiones de hallazgo y desarrollo. Con esta información se presenta un primer ajuste al estimado que es el que se considera finalmente para el informe.

### **7.1 CUENCAS LLANOS ORIENTALES Y CORDILLERA COMPONENTE PIEDEMONTE LLANERO**

La cuenca de los Llanos Orientales se localiza al oriente del territorio colombiano (Figura 168), 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 168: Localización de la cuenca de Los Llanos Orientales**



Fuente: Tomada de (ANH, 2007)

### 7.1.1 RECURSOS PROSPECTIVOS

La cuenca de los Llanos Orientales es bastante conocida a nivel petrolífero, ya que en ella se han perforado más de 2.000 pozos y se encuentran 254 campos de los 348 campos productivos en el país (ANH 2019), algunos muy importantes como Rubiales, Caño Limón y Cusiana-Cupiagua, que aportan cerca del 75% de la producción del país.

#### 7.1.1.1 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.

Durante nueve décadas 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 que hoy se produce.

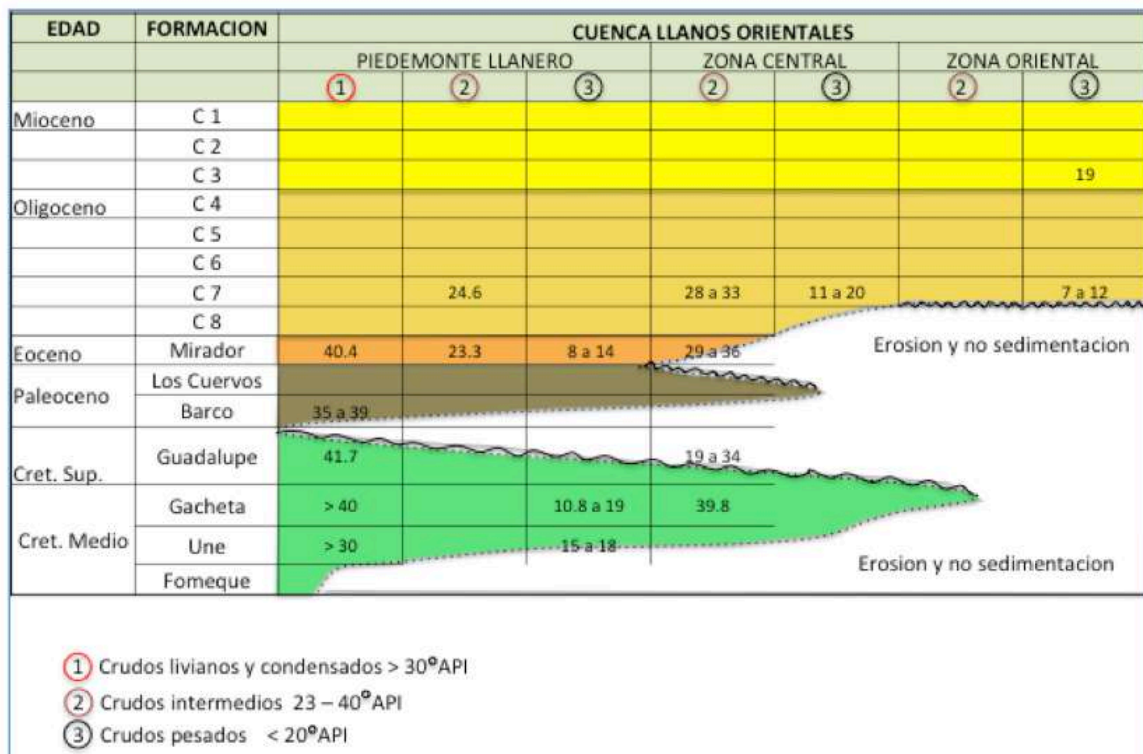
En la década de los 80's se descubrieron los campos de Rubiales (crudo pesado) - Provincia Petroleum, Apiay (crudo Intermedio) - Ecopetrol, Caño Limón, Redondo - Caño Verde (crudo Intermedio) - Occidental y más de 50 campos con reservas menores a 5 MBP.

En los 1990's se descubrieron los campos gigantes (500 -1.000 MBIs) de Cusiana (crudo Liviano), Cupiagua por BP en el Piedemonte Llanero y los campos grandes (100 – 500 MBIs) Volcanera, Pauto y Floreña.

En los años 2000's se descubrieron varios campos medianos (50 - 100 MBIs) Ocelote - Hocol y pequeños (10 – 50 MBIs) Dorotea – New Granada Energy. A finales de la década (2009) se descubre Quifa (Pesado) – Metapetroleum y los campos Akacias y Caño Sur Este (Pesado) – Ecopetrol y cerca de 150 campos muy pequeños, alrededor de 10 MBIs.

La historia exploratoria de la cuenca muestra que hay tres tipos de crudos en la cuenca, pesado (Meta), intermedio (Casanare) y liviano y gas (Piedemonte) (Figura 169).

**Figura 169: Tipo de crudo de acuerdo con el Dominio del sistema petrolífero en la cuenca de los Llanos Orientales.**

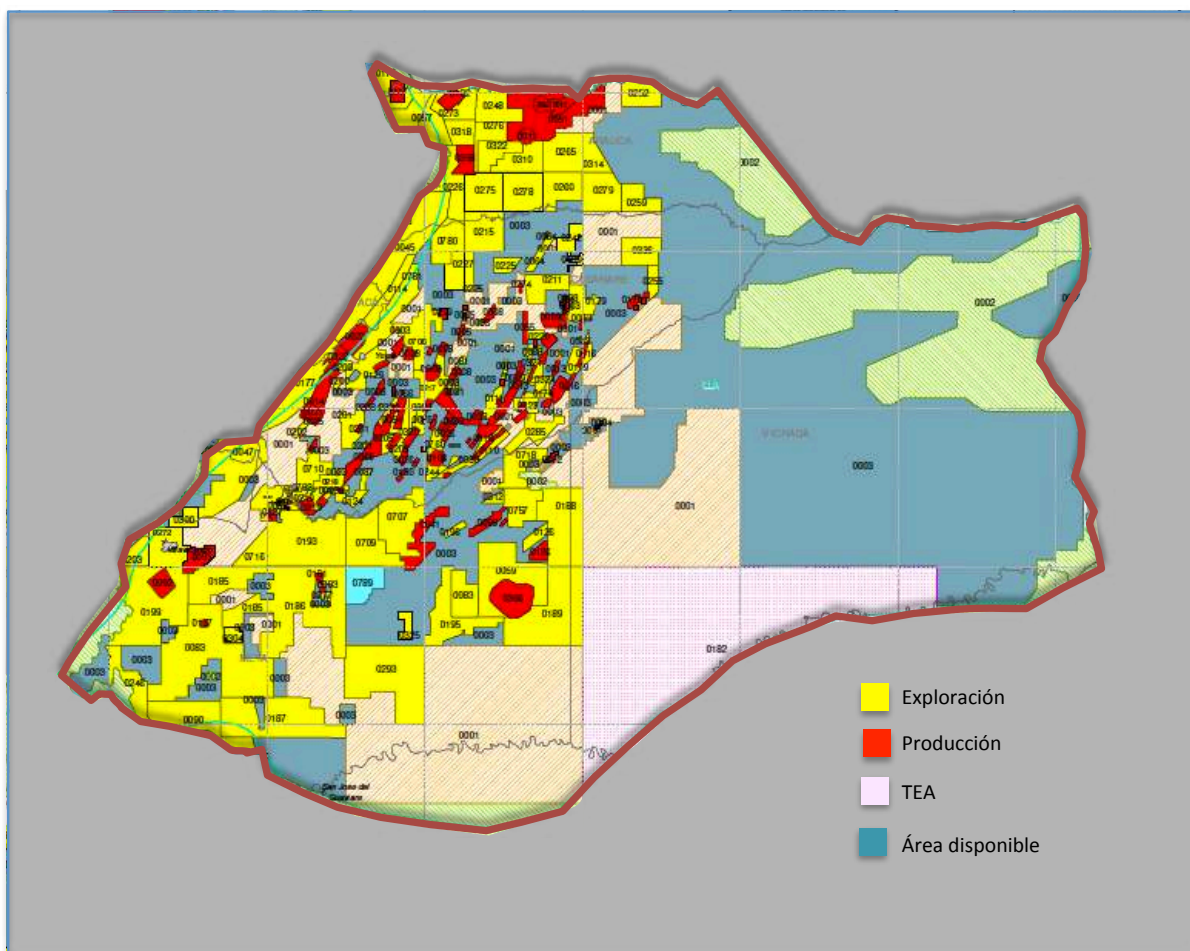


Fuente: J. Escobar, P. Aya

#### 7.1.1.2 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 170). 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 170: Mapa de tierras cuenca de los Llanos Orientales**



Fuente: Tomada de (ANH, 2020).

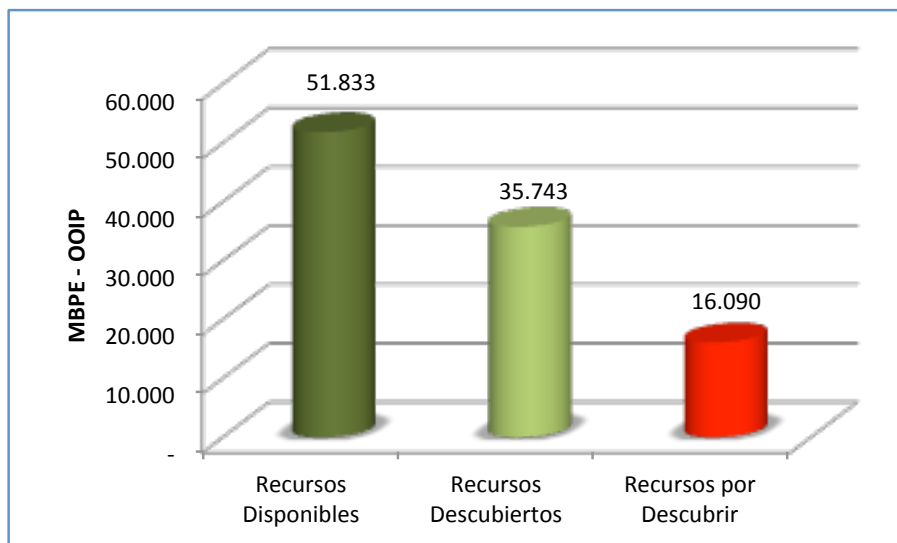
### 7.1.1.3 VOLÚMENES DE RECURSOS PROSPECTIVOS (YET TO FIND)

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 171).

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 171: 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, proyectamos que los descubrimientos en términos de tamaño y número de campos sería el siguiente, teniendo en cuenta el factor de recobro último esperado reportado en el IRR 2018:

- Tres (3) campos grandes de (400 MBIs) de crudo pesado, tipo campo de Cubarral (Chichimene), 12% de factor de recobro, con un POES de 10.000 MBIs.
- Cuatro (4) campos de (100 MBIs) de crudo liviano en el Piedemonte, tipo Pauto, 26% de factor de recobro, POES de 1.540 MBIs.
- Cinco (5) campos medianos (50 MBIs) de crudo con API intermedio, tipo campos de Casanare o Arauca (Chipirón), con un factor de recobro de 45 %, POES de 550 MBIs.
- Ocho (8) campos medianos (50 MBIs) de crudo intermedio, tipo campos de Casanare (Santiago) con factor de recobro del 45%, con POES de 890 MBIs.



- Nueve (9) campos medianos (20 MBIs) de crudo pesado, tipo campo Cajúa con factor de recobro del 8%, con POES de 2.250 MBIs.  
Doce (12) campos pequeños (15 MBIs) de crudo intermedio, tipo campo Peguita con factor de recobro del 30%, con POES de 600 MBIs.
- Trece (13) campos pequeños (5 MBIs) de crudo pesado, tipo campo Cuerva con factor de recobro del 25%, con POES de 260 MBIs.

#### 7.1.1.4 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.

Los recursos prospectivos se calculan generalmente con el Software Crystal Ball, el cual permite hacer cálculos probabilísticos empleando el Método de Montecarlo (Kosova et.al., 2015) lo que implica la generación de múltiples simulaciones de una misma ecuación con modificación o variación de cada uno de los parámetros involucrados y con cuyos resultados es posible obtener histogramas de distribución de frecuencia y análisis de sensibilidad. Las compañías reportan los resultados en los percentiles  $P_{90}$  (mínimo – 90% de probabilidad que se dé el evento),  $P_{50}$  (mejor estimado – más probable – 50% de probabilidad que se dé el evento) y  $P_{10}$  (Valor alto – 10% de probabilidad que se dé el evento).

Los recursos prospectivos se calculan con la fórmula:

$$\text{Petróleo Original En Sitio (POES)} = \frac{V_{\text{roca}} * \Phi * S_{\text{HC}} * \text{constante}}{\beta_{\text{oi}}}$$

$V_{\text{roca}}$  : Volumen de Roca (Acre- pie) = Área (acres) \* Espesor Neto de la roca de Interés (pies)

$\Phi$  = Porosidad efectiva (%)

$S_{\text{HC}}$  = Saturación de Hidrocarburos (1 –  $S_{\text{W}}$  (Saturación de agua))

Constante = 7.758 para aceite  
= 43.560 para gas

Para el entendimiento del volumen nos interesa cuantificar este volumen de petróleo a condiciones de superficie, llamadas condiciones normales o fiscales (14,7 psi, 60°F), por eso la fórmula incluye el  $\beta_{oi}$  que es el volumen de yacimiento, medido a condiciones de yacimiento, que es ocupado por un barril a condiciones estándar de petróleo y su gas disuelto.

$\beta_{oi}$  = Factor volumétrico inicial del petróleo - mide el cambio de volumen de la fase líquida al pasar de la condición de yacimiento a las condiciones estándar de superficie y se expresa como una relación ( $V_{oilres} / V_{oilstk}$ ).

- $V_{oilres}$  es el volumen del petróleo a condiciones de yacimiento.
- $V_{oilstk}$  es el volumen del petróleo a las condiciones del tanque.

Para la comparación entre el Yet To Find y los recursos prospectivos identificados por las compañías utilizaremos el percentil  $P_{50}$ , que es el más probable.

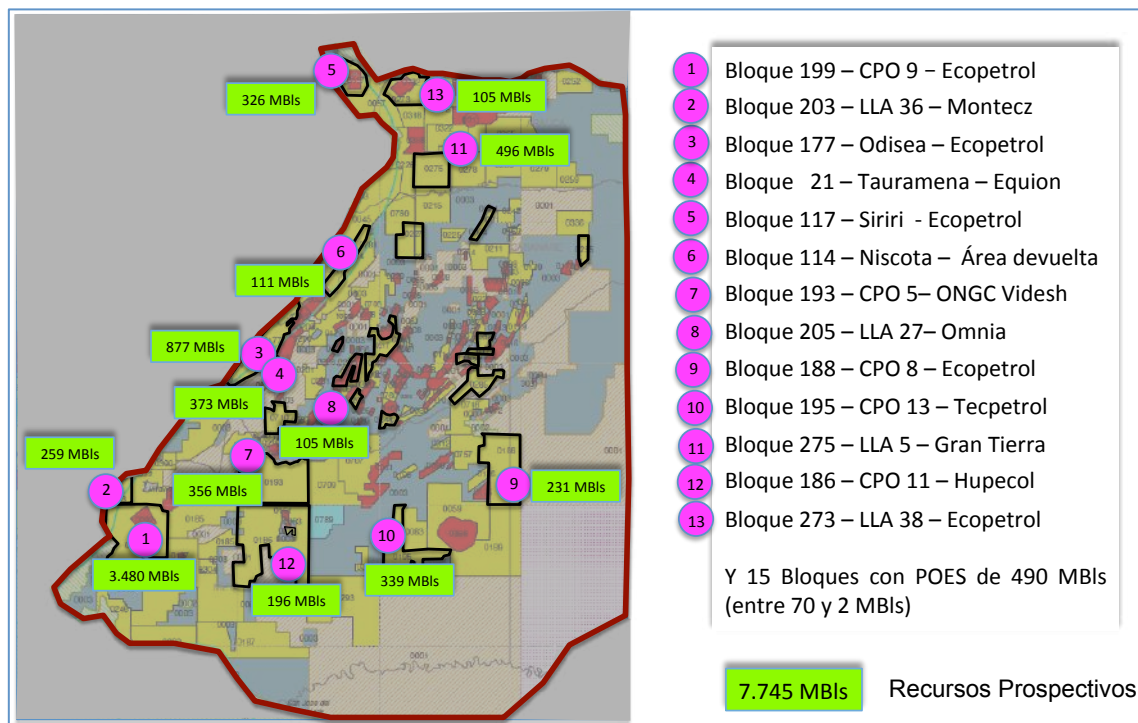
Para la cuenca de los Llanos Orientales, se han estimado que quedarían por encontrar 16.090 MBPE (OOIP) y las compañías reportaron en IRR 2019, 123 oportunidades en 28 contratos (Figura 172), las cuales alcanzan 7.745 MBPE (7.073 MBIs y 4 Tera pies cúbicos), en donde se observan oportunidades relacionadas con los campos tipo definidos en el numeral 7.1.1.3, como:

- Bloque 199 – CPO 9 – Las oportunidades, Leyenda, Lorito, Lorito Este y Tayra con POES de 3.480 MBIs de crudo pesado y aplicando el 12% de factor de recobro, como el campo tipo de Cubarral (Chichimene) se tendría un volumen recuperable del orden de 400 MBIs (1 campo de los 3 considerados en la proyección del YTF).
- Bloque 203 – LLA 36 – La oportunidad Pitón con POES de 259 MBIs de crudo pesado y aplicando el 12% de factor de recobro, como el campo tipo de Cubarral (Chichimene) se tendría un volumen recuperable del orden de 30 MBIs.
- Bloque 177 – ODISEA – Las oportunidades, Kinkaju y Tautaco con POES de 877 MBIs de crudo liviano en el Piedemonte y aplicando el 26% de factor de recobro, como el campo tipo Pauto, se tendría un volumen recuperable del orden de 200 MBPE (2 campos de los 3 considerados en la proyección del YTF).

- 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 y aplicando el 26% de factor de recobro, como el campo tipo Pauto, se tendría un volumen recuperable del orden de 100 MBPE (1 campo de los 3 considerados en la proyección del YTF).
- Bloque 117 – SIRIRÍ– Las oportunidades, Gibraltar Profundo y Magallanes con POES de 326 MBPE de crudo liviano en el Piedemonte y aplicando el 26% de factor de recobro, como el campo tipo Pauto, se tendría un volumen recuperable del orden de 85 MBPE (cerca de 1 campo de los 3 considerados en la proyección del YTF).
- Bloque 114 – NISCOTA – Las oportunidades, Hurón Guadalupe y El Orzo con POES de 111 MBPE de crudo liviano en el Piedemonte y aplicando el 26% de factor de recobro, como el campo tipo Pauto, se tendría un volumen recuperable del orden de 29 MBPE
- Bloque 193 – CPO 5 – Las oportunidades, Águila, Airon-1X, Alca, Alondra-1X, Amaranta-1X, Azor-1X, Flamenco, Indico NW, Kiwi, Mirlo y Pavo real con POES de 356 MBIs de crudo intermedio, y aplicando el 45% de factor de recobro, como el campo tipo de Casanare (Santiago), se tendría un volumen recuperable del orden de 160 MBIs (3 campos de los 8 considerados en la proyección del YTF).
- Bloque 205 – LLA 27 – Las oportunidades, A, B, C, D, E, F, G, H, J, K, L, M y N con POES de 105 MBIs de crudo intermedio, y aplicando el 45% de factor de recobro, como el campo tipo de Casanare (Santiago), se tendría un volumen recuperable del orden de 45 MBIs (medio campo de los 8 considerados en la proyección del YTF).
- Bloque 188 – CPO 8 – Las oportunidades, La Alborada y Ruitoque con POES de 231 MBIs de crudo pesado y aplicando el 8% de factor de recobro, como el campo tipo Cajúa, se tendría un volumen recuperable del orden de 18 MBIs (1 campo de los 10 considerados en la proyección del YTF).
- Bloque 195 – CPO 13 – Las oportunidad, Tillavá Sur, con POES de 339 MBIs de crudo pesado y aplicando el 8% de factor de recobro, como el campo tipo Cajúa, se tendría un volumen recuperable del orden de 27 MBIs (1 campo de los 10 considerados en la proyección del YTF).

- Bloque 275 – LLA 5 – Las oportunidades, LEAD A, LEAD D, y LEAD E, con POES de 496 MBIs de crudo intermedio, y aplicando el 45% de factor de recobro, como el campo tipo Arauca (Chipirón), se tendría un volumen recuperable del orden de 223 MBIs (4 campos de los 5 considerados en la proyección del YTF).
- Bloque 186 – CPO 11 – Las oportunidades, Bogotá, Monteadentro, Montuno, Tulipa-1 y Tulipa-2 con POES de 196 MBIs de crudo intermedio, y aplicando el 30% de factor de recobro, como el campo tipo Peguita, se tendría un volumen recuperable del orden de 59 MBIs (4 campos de los 12 considerados en la proyección del YTF).
- Bloque 273 – LLA 38 – La oportunidad, Califa (Arauca Norte), con POES de 105 MBIs de crudo intermedio, y aplicando el 45% de factor de recobro, como el campo tipo Arauca (Chipirón), se tendría un volumen recuperable del orden de 47 MBIs (1 campo de los 5 considerados en la proyección del YTF).
- Adicionalmente se han identificado 66 oportunidades en 15 bloques con POES de 490 MBIs(entre 70 y 2 MBIs).

**Figura 172: POES en oportunidades exploratorias identificadas por las compañías operadoras en la cuenca de los Llanos Orientales**



Fuente: UT Prospección UPME 2020. ANH IRR 2019.

En la cuenca de los Llanos Orientales, las oportunidades identificadas por la compañías y los campos 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.

Estas oportunidades serían perforadas de acuerdo con lo planteado por Ecopetrol, Geopark y Repsol en el corto plazo en bloques como CPO5, SDLA-TAURAMENA-RIO CHITAMENA, ODISEA, CPO9, NISCOTA y SIRIRÍ. Para las otras oportunidades, que se desarrollaran en el mediano y largo plazo, estos planes podrían tener ajustes en su programación dependiendo de su maduración técnica, económica y permisos ambientales. Si bien Niscota fue devuelto dado que la propiedad del gas el principal fluido era de la nación a través de la Agencia Nacional de Hidrocarburos, hay un gran interés de varios operadores por aplicar por esta área, ya con nuevas condiciones que ofertarían a la ANH con el nuevo modelo de PPAA.

### 7.1.2 ESCENARIOS DE PRODUCCION

La historia de producción en la cuenca Llanos, Figura 173, representa entre el 75 y 78% de la producción de petróleo del país. En la gráfica se observa que la producción se ha mantenido entre 600.000 y 700.000 BPD desde mayo del 2016. A partir de abril del 2020 inició una caída por la cuarentena del Covid -19 y el comportamiento de los precios en esos meses que provocaron el cierre de algunos campos que impactaron negativamente la producción. A partir de julio se ha visto una recuperación de la producción que se espera retorne a sus valores que tenía antes de la pandemia. Esta cuenca es y será la más importante del país en el corto (Próximos 5 años) y mediano plazo (Próximos 10 años).

**Figura 173: Historia de producción de la cuenca de los Llanos**



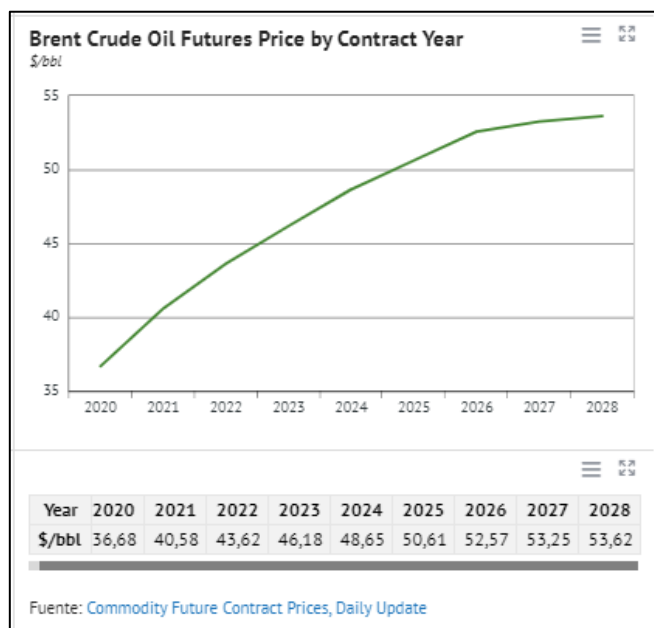
Fuente: UT PROSPECCIÓN UPME 2020

Como se mostró en el entorno nacional, la producción del país y lógicamente la de la cuenca Llanos ha sido muy estable con precios que han oscilado entre los 80 USD/BI y los 40 USD/BI en los últimos años exceptuando la caída a 20 USD/BI en abril 2020 por efectos de la pandemia.

En los años 2015 y 2016 antes de la terminación de los contratos de asociación Rubiales y Pirirí y la entrega del campo a Ecopetrol, el operador aceleró la explotación y fue un gran reto reducir la rápida declinación con altos volúmenes de agua de más de 3 millones de barriles día que se logra con éxito.

En el comportamiento de la cuenca ha sido igualmente importante la respuesta en los proyectos desarrollo de los campos de Chichimene, Castilla, Castilla Norte, Jacana, Tigana y Ardilla que están generando desde diciembre del 2017 a febrero del 2020 un incremento constante.

**Figura 174: Precios futuros del Brent**



El comportamiento de mediano plazo que pronostican en Knoema, empresa de datos especializada que toma las principales fuentes de información internacional de energía, prevé una recuperación de 37 USD/BI. a 53,6 USD/BI al año 2028 que indica que las condiciones de precio se esperan tengan un rango para que los principales productores de la cuenca mantengan el nivel de desarrollo e inversiones de los últimos 5 años (Figura 174).

La EIA plantea para el largo plazo entre 2030 y 2045 precios que van creciendo entre los 50 y 100 USD/BI.

La pandemia y el compromiso continuo y mundial con la reducción de emisiones de carbono podría afectar negativamente esta proyección. En todo caso, la disciplina de las compañías más importantes del país puede mantener una



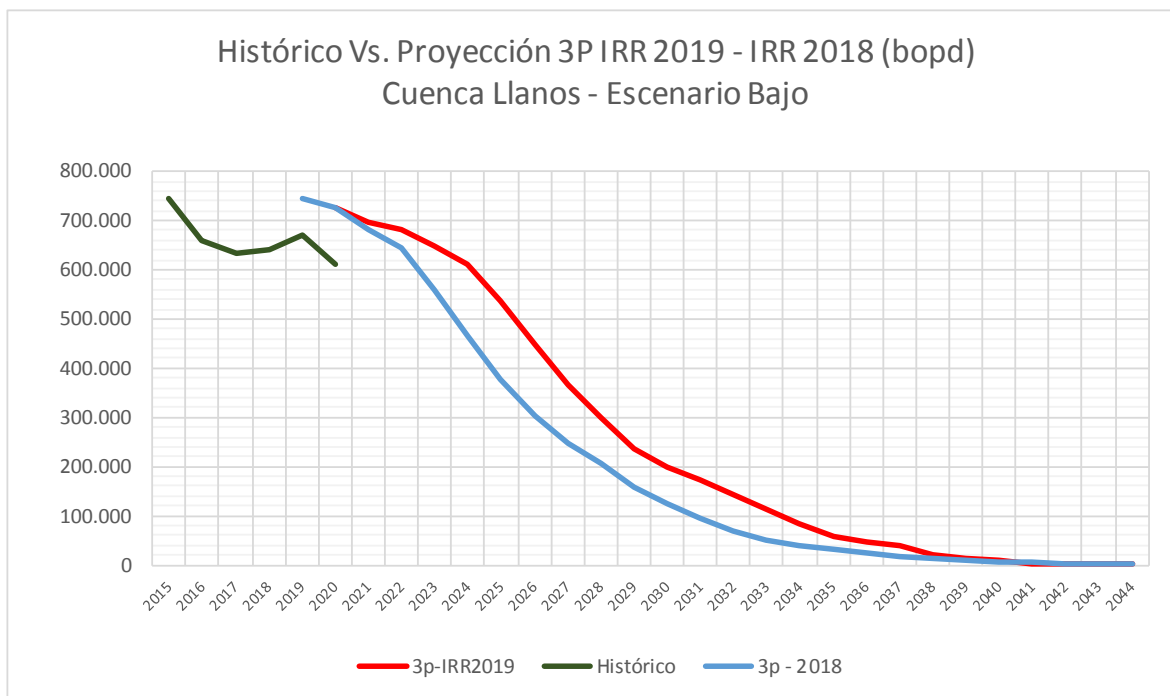
operación con márgenes de rentabilidad aceptables con precios que oscilen en los 50 USD/BI.

### 7.1.2.1 ESCENARIO BAJO

#### 7.1.2.1.1 ESCENARIO BAJO CON INFORMACIÓN PRELIMINAR

Para el caso Bajo se estima que se van a producir las reservas Probadas, Probables y Posibles (3P), como se aprecia en la Figura 175.

**Figura 175: Pronóstico de producción cuenca de los Llanos – Escenario Bajo**



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

El mayor valor del estimado de las reservas IRR 2018 y 2019, sobre la tendencia histórica, indica que los operadores vienen aprobando el desarrollo de las reservas probadas no desarrolladas y reduciendo la incertidumbre en volúmenes adicionales de reservas probables y posibles con proyectos incrementales en diferentes campos de la cuenca.

Antes de la pandemia se ve que la tendencia era de ir creciendo en dirección de llegar a un punto cercano al inicio de las proyecciones de las reservas 3p consideradas con los IRR 2018 y 2019. El último informe de reservas IRR 2019 muestra que una porción adicional de recursos contingentes está pasando a reservas. En esta cuenca se mantendría una producción por encima de los 600 mil barriles hasta el año 2025 si no se realizara ninguna actividad adicional y no se continuara con el desarrollo de los proyectos incrementales que están adicionando más recursos contingentes ni actividad exploratoria, situación que está alejada de la realidad de los campos que hacen parte de la cuenca.

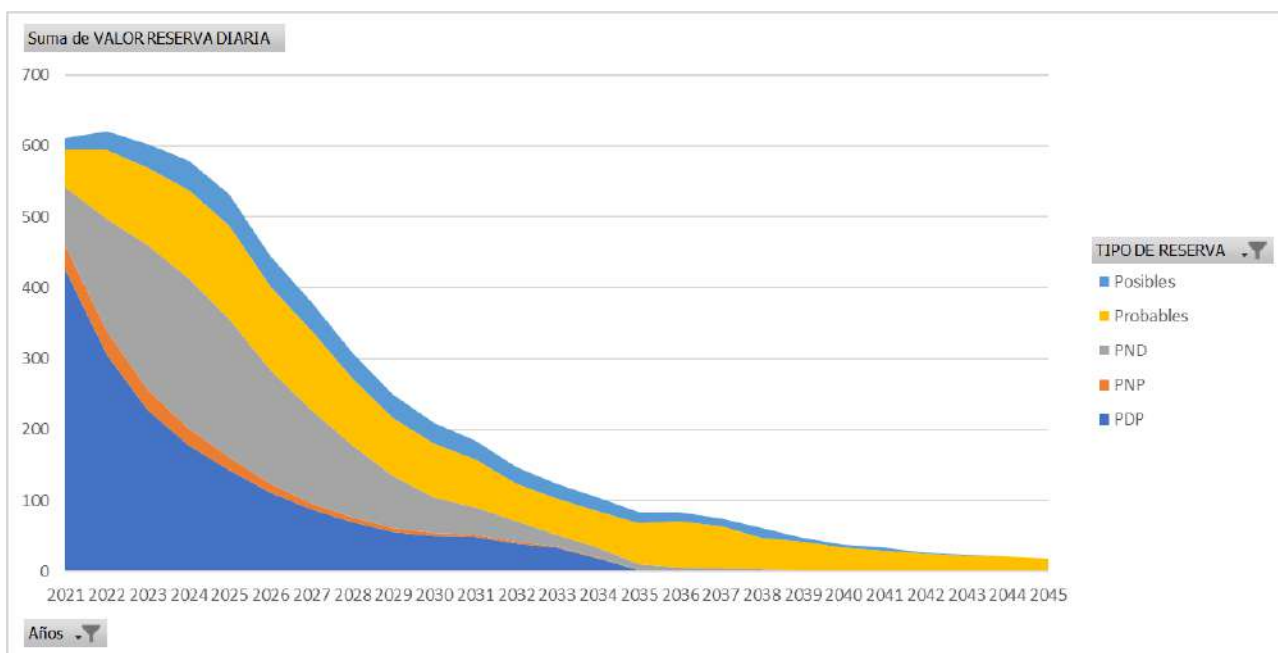
#### 7.1.2.1.2 ESCENARIO BAJO AJUSTADO CON NUEVA INFORMACIÓN

Para el escenario Bajo ajustado de la cuenca de los Llanos, se consideraron las reservas probadas (PDP, PNP y PND) del IRR 2019 y en consideración que las actividades de perforación para las reservas probables y posibles de 64 pozos para el año 2020 y de 86 para el año 2021 pozos no pudieron desarrollar por efectos de la pandemia o que en algunos campos se perforaron pozos pero que a lo corrido de septiembre de 2020 no se han puesto en producción, se hizo un desplazamiento de un año de estas reservas y las posibles por tener un grado de incertidumbre mayor se llevaron al 50%.

Para este escenario el comportamiento de declinación que tenía el campo Rubiales fue ajustado para la reserva 1P porque se estaban utilizando declinaciones promedias del 14% que no es lo que está mostrando la historia de producción. El valor de inicio de la producción para el año 2021 de 610 bpd es coherente con comportamiento histórico que tuvo la producción para el mes de septiembre de 573 kBD.

Con estos ajustes en la Figura 176 y en la Tabla 2 se obtiene el comportamiento de la producción para el escenario Bajo con los respectivos ajustes.

**Figura 176: Producción cuenca Llanos Escenario Bajo 2021-2045 en KBD**



Fuente: Información IRR 2019 y Cálculos Unión Temporal prospección UPME 2020

**Tabla 2: Datos de producción cuenca Llanos Escenario Bajo 2021-2045 en KBPD**

Año	PDP	PNP	PND	Probables	Posibles	Total general
2021	424.99	33.26	82.81	52.70	17.21	610.96
2022	306.58	32.36	159.00	96.14	26.81	620.89
2023	227.74	28.79	202.95	110.51	32.39	602.38
2024	177.47	23.83	212.21	123.91	40.95	578.37
2025	143.14	18.57	194.23	131.45	45.26	532.65
2026	111.82	12.37	159.37	117.63	44.13	445.33
2027	87.48	9.04	130.39	112.60	40.55	380.07
2028	69.15	7.01	101.47	94.14	35.68	307.46
2029	55.54	5.21	74.28	81.82	32.79	249.64
2030	50.16	4.07	50.01	75.97	28.92	209.13
2031	48.40	3.21	39.25	67.69	25.88	184.42
2032	38.92	2.56	30.20	51.92	23.24	146.85
2033	33.19	2.19	16.88	50.59	20.96	123.80
2034	18.48	1.80	13.32	51.66	18.41	103.66
2035	2.26	0.15	7.32	58.43	14.95	83.12
2036	0.88	-	4.93	65.73	12.02	83.57
2037	0.57	-	4.64	59.41	10.42	75.04
2038	0.09	-	3.21	44.09	13.37	60.75
2039	-	-	2.27	39.90	5.22	47.40
2040	-	-	0.01	34.34	3.68	38.03
2041	-	-	0.01	30.17	3.29	33.47
2042	-	-	0.01	25.76	0.43	26.20
2043	-	-	-	23.23	0.16	23.38
2044	-	-	-	20.93	0.15	21.08
2045	-	-	-	18.86	0.14	19.00

Fuente: Información IRR 2019 y cálculos Unión Temporal Prospección UPME 2020

**Tabla 3: cuenca Llanos- reservas/recursos- Escenario Bajo 2021-2045**

Reservas	Kbls
PDP	656.142
PNP	67.341
PND	543.752
<b>1P</b>	<b>1.267.235</b>
Probables	598.840
Posibles	181.526
<b>3P</b>	<b>2.047.602</b>

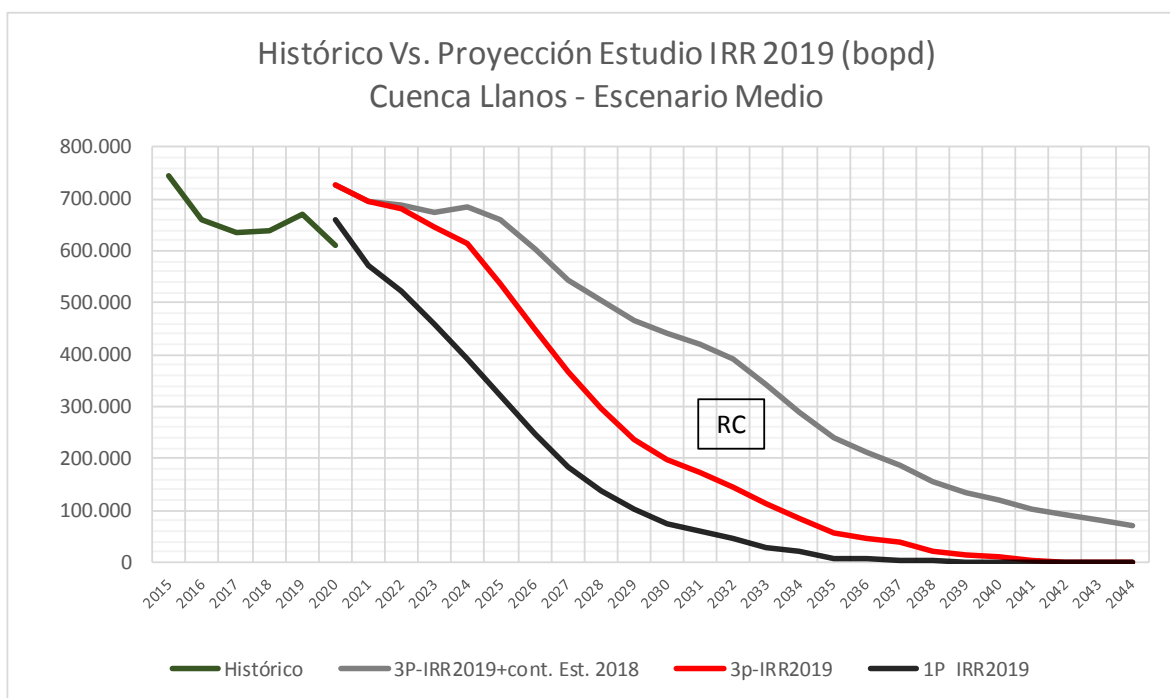
Fuente: Información IRR 2019 y cálculos Unión Temporal Prospección UPME 2020

### 7.1.2.2 ESCENARIO MEDIO

#### 7.1.2.2.1 ESCENARIO MEDIO CON INFORMACIÓN PRELIMINAR

Este escenario, considera adicional a las reservas 3P la inclusión del comportamiento de los recursos contingentes realizados para el ejercicio del año 2018; lo anterior, teniendo en cuenta que el valor total de recursos contingentes incluido para la cuenca en el IRR 2019 y los recursos contingentes del proyecto incremental de los campos del Piedemonte presentado en el Plan Estratégico de corto plazo por Ecopetrol en marzo de 2020 coinciden con el valor total del ejercicio realizado por la Unión Temporal Prospección UPME 2018. Es importante aclarar que se utilizó el comportamiento anualizado del estudio del 2018 de estos recursos contingentes, porque en el IRR2019, la información que entregó la ANH a la UPME fue totalizada y no anualizada.

**Figura 177: Producción cuenca Llanos Escenario Medio**



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

En este escenario, Figura 177, se aprecia como las reservas probadas inician de manera consistente en el año 2020 con el comportamiento de la producción histórica, solo afectadas por la reducción de los eventos de confinamiento mundial.

Como lo mencionamos en el Escenario Bajo hay mayores volúmenes de reservas probables y posibles que ingresan a futuro. Incluyendo el ingreso de los recursos contingentes la producción estaría por encima de los 600 mil barriles día hasta el año 2027.

Es interesante anotar que varios de los campos inactivos mencionados en los factores críticos de éxito reportan volúmenes en el IRR 2019 de recursos contingentes, lo que indica, la decisión de los operadores de iniciar su desarrollo en los contratos CPO-9, CPO, 10, CPO 11 y CPO 13.

Igualmente, los campos de Chichimene y Castilla en esta información del IRR 2019 son los que tendrían un mayor aporte de recursos contingentes a reservas futuras, como también lo reflejan los campos de la empresa Frontera Energy en Quifa y Sabanero, los descubrimientos del CPO-5, los campos del bloque Llanos 34 y el contrato Apiay – Ariari.

#### 7.1.2.2.2 ESCENARIO MEDIO AJUSTADO CON NUEVA INFORMACIÓN

El escenario Medio ajustado contempla el escenario Bajo, pero retirando la sensibilidad del 50% a las reservas posibles, más los recursos contingentes que se presentan en la Tabla 4. En los recursos contingentes se realizaron ajustes de desplazamiento de dos años con respecto al IRR 2019 y ajustes específicos para los campos del contrato Cubarral.

Tabla 4: Datos de producción cuenca Llanos Escenario Medio 2021-2045 en KBD

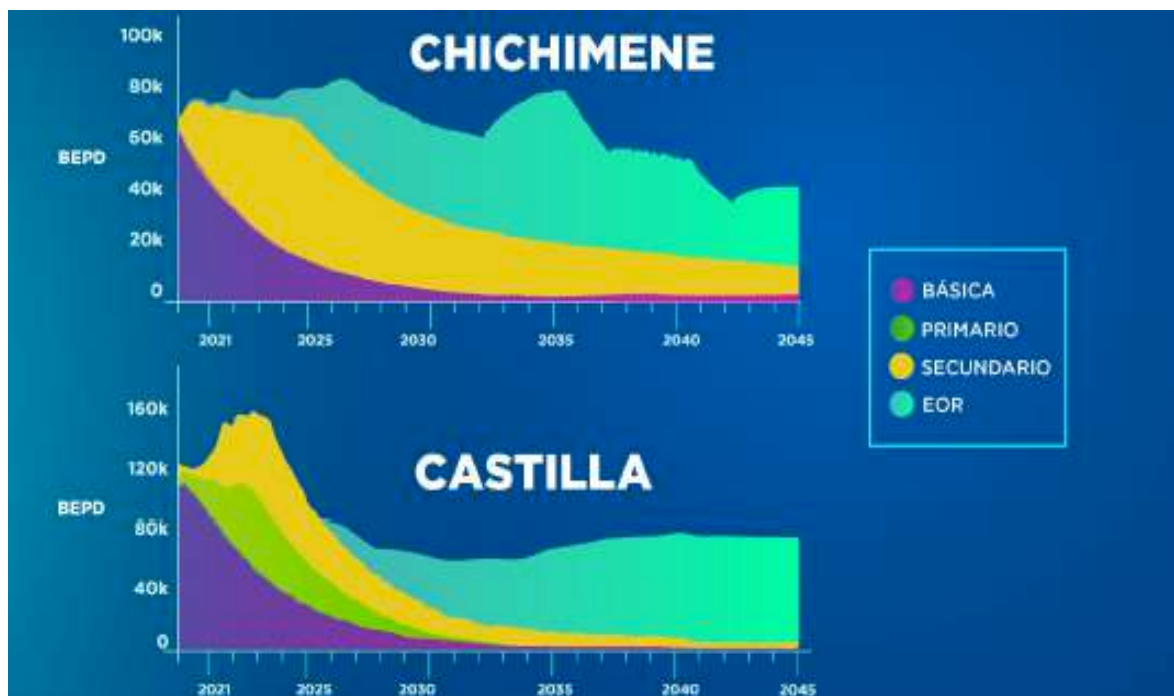
Cuenca	Contrato	Campo	Contingentes Kbls	Cuenca	Contrato	Campo	Contingentes Kbls	Cuenca	Contrato	Campo	Contingentes Kbls
Llanos	CUBARRAL	CHICHIMENE	355.749	Llanos	APIAY-ARIARI	APIAY	753	Llanos	CORCEL	CORCEL C	160
Llanos	CUBARRAL	CASTILLA	281.972	Llanos	CUBIRO	COPA A	726	Llanos	CACHICAMO	HOATZIN NOR	157
Llanos	CUBARRAL	CASTILLA NOR	231.931	Llanos	CABIONA	CABIONA B	725	Llanos	CRAVOVIEJO	BASTIDAS	156
Llanos	RIO ARIARI	RIO ARIARI	89.674	Llanos	CPO 13	PENDARE	722	Llanos	COROCORA	CAÑO DUYA	154
Llanos	CPO 9	AKACIAS	60.391	Llanos	ALCARAVAN	ESTERO	677	Llanos	CRAVO NORTE	REDONDO EST	154
Llanos	RUBIALES-PIRIR	RUBIALES	53.118	Llanos	LLA 23	DANES	664	Llanos	CACHICAMO	CIRIGUELO	151
Llanos	CRAVO NORTE	CAÑO LIMON	32.009	Llanos	CRAVOVIEJO	CARRIZALES	650	Llanos	CPO 7	ATARRAYA	151
Llanos	LLA 34	GUACO	25.034	Llanos	GUATIQUEIA	CORALILLO	646	Llanos	SABANERO	SABANERO	141
Llanos	CAÑO SUR	CAÑO SUR EST	23.763	Llanos	ARREDAJO	YAGUAZO	586	Llanos	DOROTEA	DOROTEA E	137
Llanos	CAPACHOS	ANDINA	19.956	Llanos	LLA 61	OMI	580	Llanos	CRAVOVIEJO	SAIMIRI	135
Llanos	CPO 13	PENDARE NOR	18.759	Llanos	RIO VERDE	BORAL	569	Llanos	TIPLE	JILGUERO SUR	121
Llanos	APIAY-ARIARI	SURIA	14.034	Llanos	CAPACHOS	CAPACHOS SU	556	Llanos	CARACARA	TORO SENTAD	120
Llanos	COSECHA	FINN	7.111	Llanos	LLA 34	CHIRICOCA	536	Llanos	GARIBAY	MELERO	119
Llanos	PIEDEMONTE	PAUTO	6.206	Llanos	CUBIRO	CARETO	522	Llanos	CUBIRO	PETIRROJO SU	119
Llanos	ARAUCA	ARAUCA	5.874	Llanos	LLA 34	TILO	519	Llanos	COSECHA	MORROCOY	118
Llanos	QUIFA	JASPE	5.589	Llanos	RIO VERDE	TILODIRAN	496	Llanos	CANAGUARO	CANAGUAY	113
Llanos	LLA 32	AZOGUE	5.459	Llanos	PUNTERO	MANATUS	491	Llanos	CHIPIRON	ARAGUATO	111
Llanos	RONDON	CARICARE	5.373	Llanos	JOROPO	OJO DE TIGRE	486	Llanos	CORCEL	CARUTO	101
Llanos	SDLA-TAURAME	CUSIANA	5.225	Llanos	CASIMENA	MANTIS	470	Llanos	SABANERO	CHAMAN	89
Llanos	CAPACHOS	ANDINA NORT	5.037	Llanos	LLA 34	JACAMAR	469	Llanos	CACHICAMO	GUACHARACA	88
Llanos	QUIFA	CAJUA SUR	4.300	Llanos	CRAVO NORTE	CAÑO VERDE	449	Llanos	CARACARA	PEGUITA SW (L	83
Llanos	QUIFA	CAJUA	4.133	Llanos	COSECHA	COSECHA A	432	Llanos	CHIPIRON	BAYONERO	82
Llanos	ALTAIR	ALTAIR	4.105	Llanos	LLA 25	ACORAZADO	403	Llanos	COSECHA	REX	79
Llanos	QUIFA	QUIFA D	3.424	Llanos	RECETOR	VOLCANERA	387	Llanos	CORCEL	ESPADARTE	76
Llanos	CPE 6	HAMACA	3.165	Llanos	CHIPIRON	JIBA UNIFICAD	385	Llanos	GARCERO	JORDAN ESTE	73
Llanos	LLA 34	TIGANA	2.768	Llanos	ALCARAVAN	CANACABARE	367	Llanos	CUBIRO	COPA C	67
Llanos	QUIFA	QUIFA SUROES	2.559	Llanos	CRAVO NORTE	CAÑO VERDE E	361	Llanos	CORCEL	COBRA	64
Llanos	CPO 13	LA PLUMA	2.435	Llanos	PUNTERO	ONCA	358	Llanos	CACHICAMO	HOATZIN	64
Llanos	CHIPIRON	CHIPIRON	2.215	Llanos	CARACARA	CARACARA SU	317	Llanos	CACHICAMO	GRETA OTO	62
Llanos	QUIFA	AZABACHE	2.215	Llanos	SABANERO	SEJE	304	Llanos	CASANARE	TIERRA BLANC	60
Llanos	QUIFA	QUIFA S	2.191	Llanos	CORCEL	CORCEL D	300	Llanos	CHIPIRON	MACANA	59
Llanos	LA PUNTA	SANTO DOMIN	2.098	Llanos	CARACARA	PEGUITA II	292	Llanos	CARACARA	TORO SENTAD	59
Llanos	LLA 34	JACANA	2.054	Llanos	CARACARA	ELIZITA	286	Llanos	CUBIRO	TIJERETO SUR	56
Llanos	RONDON	CAÑO RONDO	1.947	Llanos	CUBIRO	COPA D	284	Llanos	CASIMENA	YENAC	51
Llanos	DOROTEA	DOROTEA B	1.929	Llanos	CARACARA	PEGUITA I	249	Llanos	CARACARA	RANCHO QUEM	49
Llanos	LLA 34	TUA	1.552	Llanos	CUBIRO	ARAUCO	242	Llanos	CRAVO NORTE	REDONDO	45
Llanos	LEONA	LEONA B	1.448	Llanos	LEONA	LEONA C	240	Llanos	VALDIVIA-ALN	VALDIVIA ALM	39
Llanos	GUATIQUEIA	CEIBO	1.353	Llanos	CUBIRO	PETIRROJO	209	Llanos	MAPACHE	TUCUSO	38
Llanos	CUBIRO	COPA	1.233	Llanos	CUBIRO	CERNICALO	209	Llanos	CARACARA	PEGUITA III	34
Llanos	CRAVOVIEJO	ZOPILOTE	1.123	Llanos	LLA 34	TARO TARO	197	Llanos	CACHICAMO	ANDARRIOS	28
Llanos	CARACARA	CARACARA SU	949	Llanos	CORCEL	CORCEL E	197	Llanos	CRAVOVIEJO	MATEMARRAN	26
Llanos	LLA 47	VIKINGO	944	Llanos	CAPACHOS	CAPACHOS	193	Llanos	CUBIRO	YOPO	23
Llanos	LAS GARZAS	LAS GARZAS B	926	Llanos	GARIBAY	JILGUERO	187	Llanos	CRAVO NORTE	CAÑO YARUM	21
Llanos	LLA 22	RAMIRIQUI	922	Llanos	CORCEL	CORCEL A	179	Llanos	GUATIQUEIA	YATAY	17
Llanos	GUATIQUEIA	CANDELLA	801	Llanos	ARREDAJO	AZOR	165	Llanos	CRAVO NORTE	REMANA	14
Llanos	MAPACHE	CASTAÑA	755	Llanos	CUBIRO	COPA B	165	Llanos	LOS HATOS	LOS HATOS	12

Fuente: Información IRR 2019 y cálculos Unión Temporal Prospección UPME 2020

Los ajustes específicos que se le realizaron a los campos del contrato Cubarral fueron en consideración a la información presentada por Ecopetrol en la cumbre de petróleo y gas el 18 de noviembre. Esta información no fue considerada en los recursos contingentes que se presentaron el IRR 2019.

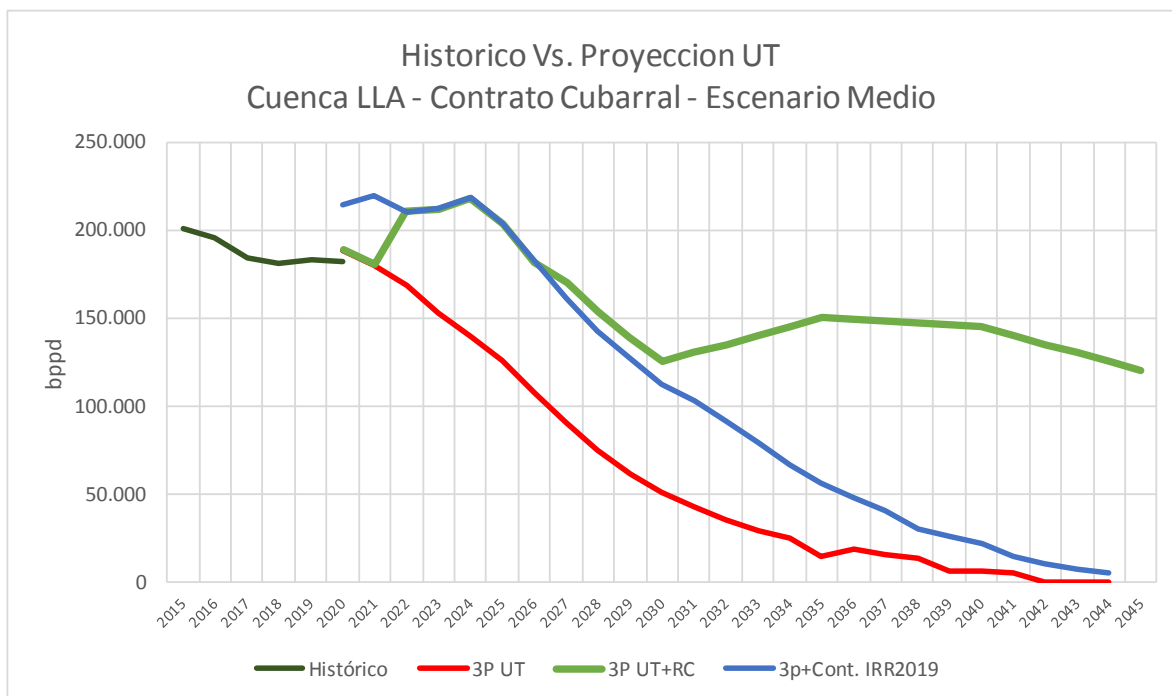


**Figura 178: Pronósticos de producción de los campos del contrato Cubarral**



Fuente: Presentación de Ecopetrol en la cumbre de petróleo y gas el 18 de noviembre.

**Figura 179: Comparativo de las curvas de recursos contingentes contrato Cubarral**



Fuente: Información IRR 2019 y cálculos Unión Temporal Prospección UPME 2020

En la Figura 179 se observa el ajuste realizado comparando la curva azul y la curva verde, la diferencia proviene de los proyectos de recobro secundario y de EOR

Adicional a los recursos contingentes del IRR2019 se incluyeron unos recursos contingentes que no se encontraban dentro del IRR2019, pero que corresponden a campos que se pueden viabilizar con contratos de asociación o campos que traían un error dentro del IRR2019 y que se les elaboró sus respectivos pronósticos de producción con campos análogos.

**Tabla 5: Recursos contingentes adicionales Escenario Medio 2021-2045**

Cuenca	Contrato	Campo	Contingentes Kbls
Llanos	CPO 9	ESPERANZA	55.108
Llanos	SDLA/REC/PIEDEMONT	FIRME INC. PIEDEMONT	42.422
Llanos	CPO 5	INDICO	18.613
Llanos	CPO 11	VENUS	14.724
Llanos	CPO 5	SOL	5.301
Llanos	TAPIR	RIO CRAVO ESTE	2.108
Llanos	TAPIR	MATEGUAFA	175
Llanos	TAPIR	ANDALUZ	126

Fuente: Información Unión Temporal Prospección UPME 2020

Dentro del Escenario Medio también se incluyeron áreas de YTF del Piedemonte Llanero, que disponen de información confiable y se pueden desarrollar en el mediano plazo oportunidades exploratorias del Near Field Exploration.

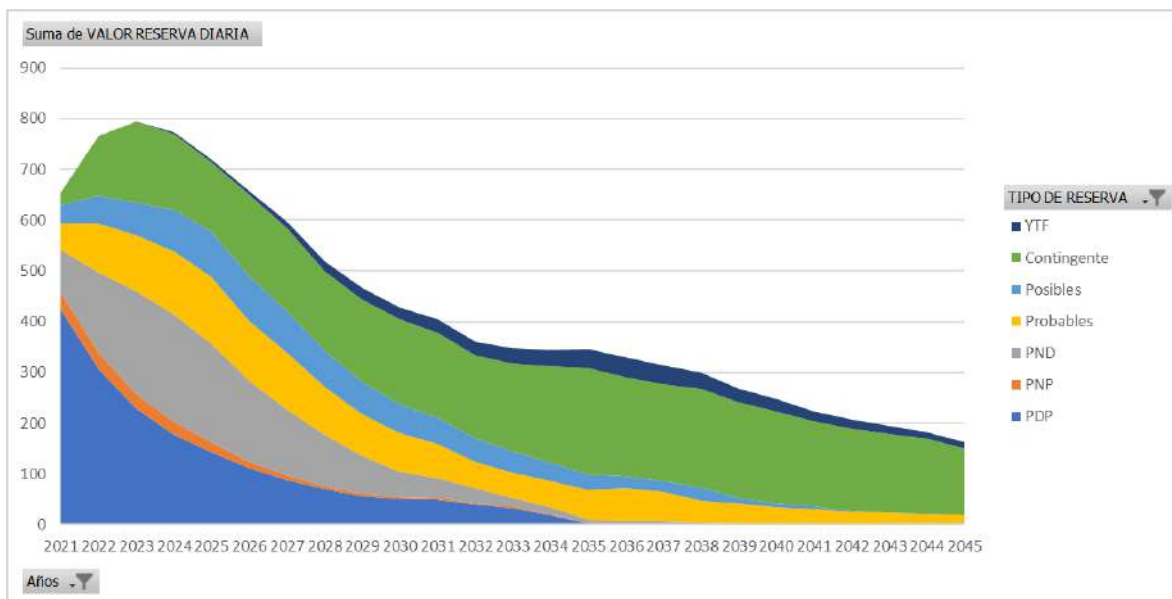
**Tabla 6: Áreas de YTF incluidas en Escenario Medio 2021-2045**

Cuenca	Áreas	YTF (Kbls)
Llanos	SDLA -PIEDEMONT	122.503
Llanos	NISCOTA	53.438

Fuente: Información Unión Temporal Prospección UPME 2020

En la Figura 180 y en la Tabla 7 se presenta el pronóstico de producción para la cuenca Llanos clasificado dentro del tipo de reserva. En ellas se observa que para este escenario la cuenca se mantendrá por encima de los 700 mil barriles, hasta el año 2025.

**Figura 180: Producción cuenca Llanos Escenario Medio 2021-2045 en KBPD**



Fuente: Información IRR 2019 y Cálculos Unión Temporal prospección UPME 2020

**Tabla 7: Datos de producción cuenca Llanos Escenario Medio 2021-2045 en KBPD**

Año	PDP	PNP	PND	Probables	Posibles	Contingente	YTF	Total general
2021	424.99	33.26	82.81	52.70	34.42	24.80	-	652.97
2022	306.58	32.36	159.00	96.14	53.62	118.41	-	766.11
2023	227.74	28.79	202.95	110.51	64.78	160.22	-	794.99
2024	177.47	23.83	212.21	123.91	81.90	149.37	3.91	772.59
2025	143.14	18.57	194.23	131.45	90.53	136.16	5.85	719.93
2026	111.82	12.37	159.37	117.63	88.27	160.51	7.35	657.32
2027	87.48	9.04	130.39	112.60	81.11	163.99	11.30	595.92
2028	69.15	7.01	101.47	94.14	71.36	155.71	20.32	519.18
2029	55.54	5.21	74.28	81.82	65.58	162.05	21.86	466.35
2030	50.16	4.07	50.01	75.97	57.84	166.21	24.23	428.49
2031	48.40	3.21	39.25	67.69	51.76	167.88	26.17	404.35
2032	38.92	2.56	30.20	51.92	46.49	163.76	25.55	359.40
2033	33.19	2.19	16.88	50.59	41.92	172.22	30.79	347.77
2034	18.48	1.80	13.32	51.66	36.82	190.67	31.17	343.90
2035	2.26	0.15	7.32	58.43	29.90	209.56	37.72	345.34
2036	0.88	-	4.93	65.73	24.05	195.69	38.09	329.37
2037	0.57	-	4.64	59.41	20.83	191.43	37.14	314.03
2038	0.09	-	3.21	44.09	26.74	194.28	31.93	300.33
2039	-	-	2.27	39.90	10.45	187.82	27.46	267.91
2040	-	-	0.01	34.34	7.36	181.97	23.57	247.25
2041	-	-	0.01	30.17	6.58	166.74	20.35	223.86
2042	-	-	0.01	25.76	0.87	163.43	17.53	207.60
2043	-	-	-	23.23	0.31	155.83	15.12	194.48
2044	-	-	-	20.93	0.30	147.62	13.00	181.86
2045	-	-	-	18.86	0.28	131.41	11.26	161.80

Fuente: Información IRR 2019 y cálculos Unión Temporal Prospección UPME 2020

En la **Tabla 8** se presenta la desagregación de reservas

**Tabla 8: Cuenca Llanos- reservas/recursos- Escenario Medio 2021-2045**

Reservas	Kbls
PDP	656.142
PNP	67.341
PND	543.752
<b>1P</b>	<b>1.267.235</b>
Probables	598.840
Posibles	363.051
<b>3P</b>	<b>2.229.127</b>
Contingente	1.467.463
YTF	175.941

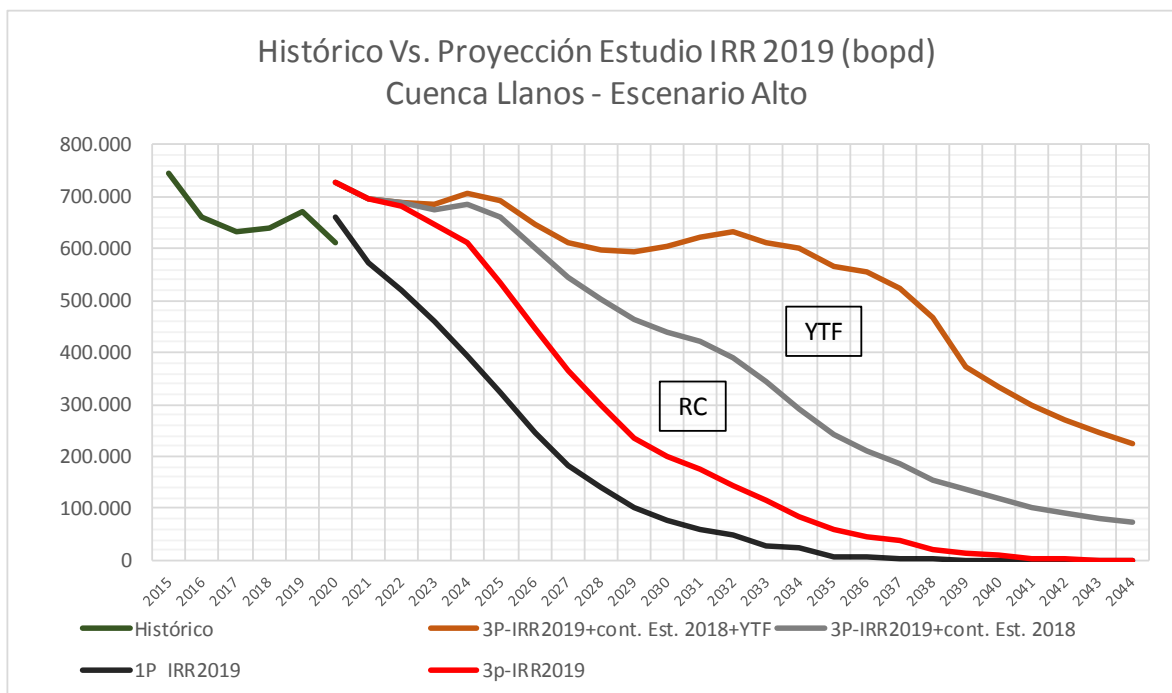
Fuente: Información IRR 2019 y cálculos Unión Temporal Prospección UPME 2020

### 7.1.2.3 ESCENARIO ALTO

#### 7.1.2.3.1 ESCENARIO ALTO CON INFORMACIÓN PRELIMINAR

Este escenario considera las reservas 3P, los recursos contingentes y los eventuales hallazgos que pueden provenir de la exploración en proceso. Es importante hacer énfasis en que hay un buen número de campos que se han descubierto y no se han realizado las labores para definir su plan de desarrollo comercial, que de superar los obstáculos actuales para su producción harían parte del volumen nuevo que aparece reflejado en el YTF, pero con un nivel de certidumbre muy superior al de los proyectos exploratorios, realmente deberían tener un estimado como recursos contingentes 3C. Sin embargo, en el IRR 2019 no aparecen estos volúmenes en Llanos 25, Río Ariari y CPE 6 , y nueva esperanza en CPO 9.

**Figura 181: Pronóstico de producción cuenca Llanos - Escenario Alto**



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

Se puede apreciar que con respecto al caso Medio, en este escenario Alto la actividad y los volúmenes que hoy se visualizan por parte de la Unión Temporal en la actividad exploratoria, mantendría la producción de la cuenca en el orden de los 600 mil barriles por día hasta el año 2034. Con el proyecto incremental planteado por Ecopetrol en el Piedemonte Llanero se va a contar con fluidos livianos, y si se vuelve a abrir la producción en el bloque Niscota, unido a los resultados esperados en Liria YW 12 se tendrán líquidos que eventualmente pueden apoyar la dilución del gran volumen existente de crudos pesados en los bloques del sur de la cuenca.

#### 7.1.2.3.2 ESCENARIO ALTO AJUSTADO CON NUEVA INFORMACIÓN

Para el escenario Alto de la cuenca de los Llanos, además de considerar el escenario Medio, se consideraron los recursos contingentes que se presentan en la Tabla 9 y los recursos de YTF que se presentan en la Tabla 10.



**Tabla 9: Recursos contingentes adicionales cuenca Llanos Escenario Alto 2021-2045**

Cuenca	Contrato	Campo	Contingentes Kbls
Llanos	SDLA/REC/PIE	INC. RECOB. P	127.266
Llanos	NISCOTA	HURON	35.292

Fuente: Información y cálculos Unión Temporal Prospección UPME 2020

**Tabla 10: Recursos YTF Áreas prospectivas cuenca Llanos Escenario Alto 2021-2045**

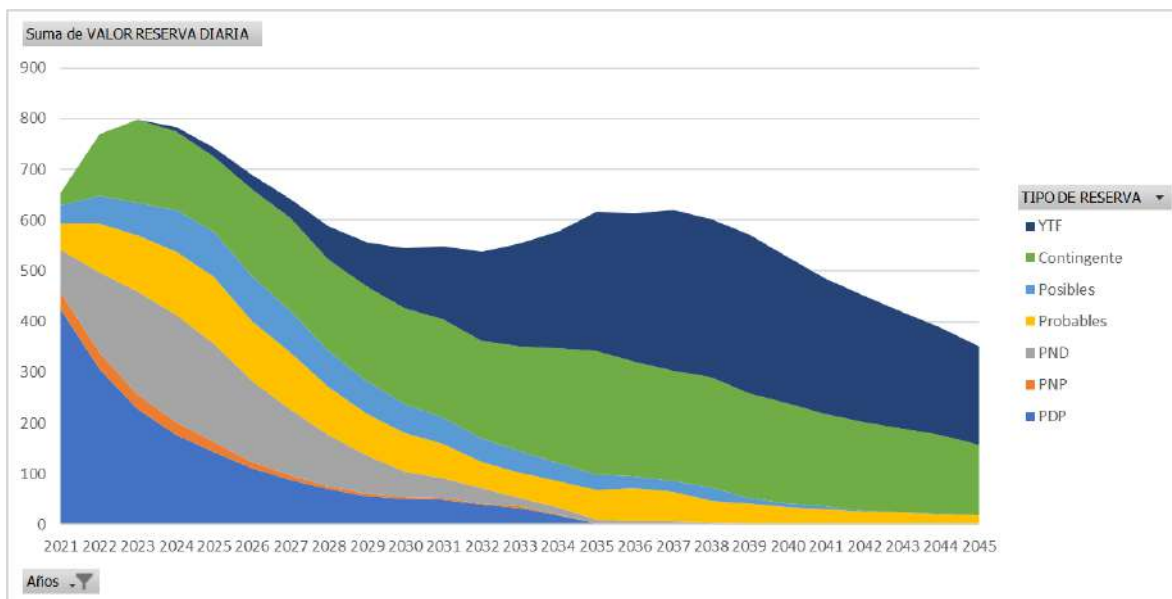
Cuenca	Areas	YTF (Kbls)
Llanos	CPO 9	337.204
Llanos	LLA 5	331.993
Llanos	ODISEA	185.459
Llanos	CPO 5	138.921
Llanos	SIRIRI	89.643
Llanos	LLA 38	52.309
Llanos	CPO 11	51.054
Llanos	LLA 27	51.054
Llanos	LLA 36	31.218
Llanos	CPO13	24.056
Llanos	CPO 8	16.554

Fuente: Información y cálculos Unión Temporal Prospección Upme 2020

Se resalta nuevamente el proyecto de recobro incremental planteado por Ecopetrol en el Piedemonte para la recuperación de petróleo liviano y poner en producción el bloque Niscota. Para este último requerimos vencer el factor crítico de aspectos contractuales para que este bloque que lo tiene hoy en día la ANH sea subastado nuevamente para su desarrollo y explotación dentro de los procesos PPAA..

En la Figura 182 y en la Tabla 11, se presenta el comportamiento de la cuenca de los Llanos en el escenario Alto

**Figura 182: Producción cuenca Llanos Escenario Alto 2021-2045 en KBD**



Fuente: Información IRR 2019 y Cálculos Unión Temporal prospección UPME 2020

**Tabla 11: Datos de producción cuenca Llanos Escenario Alto 2021-2045 en KBPD**

Año	PDP	PNP	PND	Probables	Posibles	Contingente	YTF	Convencional	Total general
2021	424.99	33.26	82.81	52.70	34.42	24.80	-	-	652.97
2022	306.58	32.36	159.00	96.14	53.62	121.93	-	-	769.63
2023	227.74	28.79	202.95	110.51	64.78	163.94	-	-	798.71
2024	177.47	23.83	212.21	123.91	81.90	155.08	10.06	-	784.46
2025	143.14	18.57	194.23	131.45	90.53	147.45	17.04	-	742.40
2026	111.82	12.37	159.37	117.63	88.27	171.57	27.94	-	688.97
2027	87.48	9.04	130.39	112.60	81.11	182.50	38.36	-	641.49
2028	69.15	7.01	101.47	94.14	71.36	178.57	66.54	-	588.25
2029	55.54	5.21	74.28	81.82	65.58	185.94	88.32	-	556.69
2030	50.16	4.07	50.01	75.97	57.84	188.69	118.17	-	544.90
2031	48.40	3.21	39.25	67.69	51.76	194.74	143.89	-	548.93
2032	38.92	2.56	30.20	51.92	46.49	191.31	175.87	-	537.27
2033	33.19	2.19	16.88	50.59	41.92	206.75	202.42	-	553.94
2034	18.48	1.80	13.32	51.66	36.82	226.00	228.71	-	576.78
2035	2.26	0.15	7.32	58.43	29.90	244.13	274.83	-	617.03
2036	0.88	-	4.93	65.73	24.05	225.22	292.84	-	613.65
2037	0.57	-	4.64	59.41	20.83	216.80	317.74	-	620.00
2038	0.09	-	3.21	44.09	26.74	216.04	312.79	-	602.94
2039	-	-	2.27	39.90	10.45	206.48	313.11	-	572.21
2040	-	-	0.01	34.34	7.36	197.93	287.75	-	527.40
2041	-	-	0.01	30.17	6.58	180.49	268.05	-	485.30
2042	-	-	0.01	25.76	0.87	175.23	248.23	-	450.10
2043	-	-	-	23.23	0.31	165.97	229.36	-	418.87
2044	-	-	-	20.93	0.30	156.32	210.74	-	388.30
2045	-	-	-	18.86	0.28	138.91	193.98	-	352.03

Fuente: Información IRR 2019 y cálculos Unión Temporal Prospección UPME 2020

Como se observa en la gráfica y en la tabla, este escenario Alto hace que se optimicen los recursos de la cuenca más importante del país en aporte de volúmenes de petróleo.

En la Tabla 12 se presentan desagregadas las reservas para el escenario Alto

**Tabla 12: Cuenca Llanos- reservas/recursos- Escenario Alto 2021-2045**

Reservas	Kbls
PDP	656.142
PNP	67.341
PND	543.752
<b>1P</b>	<b>1.267.235</b>
Probables	598.840
Posibles	363.051
<b>3P</b>	<b>2.229.127</b>
Contingente	1.630.022
YTF	1.485.406

Fuente: Información y cálculos Unión Temporal Prospección UPME 2020

## 7.2 CUENCA VALLE MEDIO DEL MAGDALENA (VMM)

La cuenca del Valle Medio del Magdalena está localizada (Figura 183) 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).

### 7.2.1 RECURSOS PROSPECTIVOS

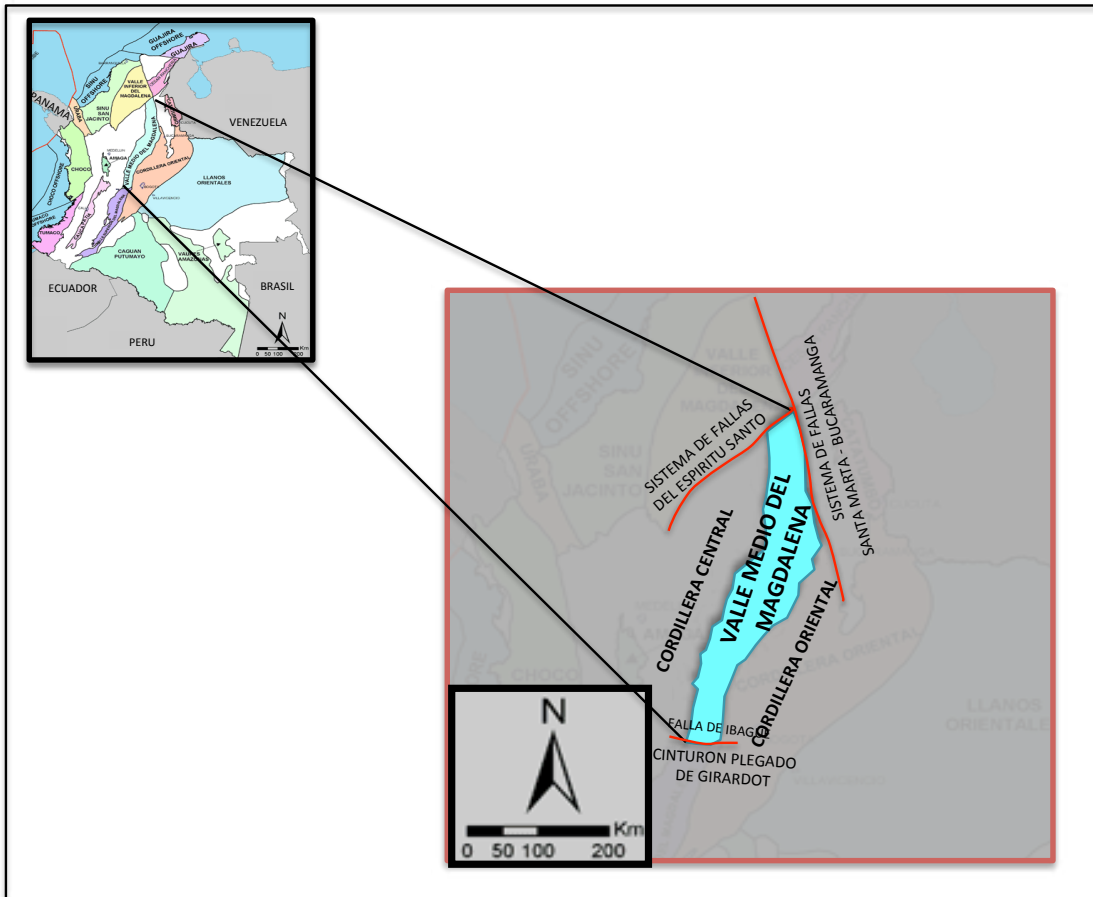
#### 7.2.1.1 YACIMIENTOS CONVENCIONALES

El Valle Medio del Magdalena es una cuenca intramontaña, con extensión aproximada de 34.000 km<sup>2</sup>, que separa dos brazos de los Andes de Colombia: Las cordilleras central (oeste) y oriental (este). El levantamiento de estas cordilleras da origen a la apertura donde se depositó la cuenca del Valle Medio del Magdalena (VMM).

Debido a los diferentes procesos geológicos que dieron origen a la cuenca del Valle Medio del Magdalena, se encuentran diferencias estratigráficas, estilos estructurales y edades de deformación por los que se ha dividido en cinco provincias o dominios estructurales en varios estudios como Córdoba et al, 2001, Sarmiento, 2011 y ANH-GEMS, 2013. Las provincias definidas en el estudio de

ANH-GEMS 2013 resume y modifica las consideradas en los estudios anteriores (Figura 184) y son:

**Figura 183: Localización de la cuenca del Valle Medio del Magdalena**



Fuente: Tomada de (ANH, 2007).

Debido a los diferentes procesos geológicos que dieron origen a la cuenca del Valle Medio del Magdalena, se encuentran diferencias estratigráficas, estilos estructurales y edades de deformación por los que se ha dividido en cinco provincias o dominios estructurales en varios estudios como Córdoba et al, 2001, Sarmiento, 2011 y ANH-GEMS, 2013. Las provincias definidas en el estudio de ANH-GEMS 2013 resume y modifica las consideradas en los estudios anteriores (Figura 184) y son:

1. **Provincia Norte:** Buturama-Los Ángeles
2. **Provincia Centro:** Cristalina-La Cira Infantas
3. **Provincia Oriente:** Provincia-Lisama- Opón
4. **Provincia Occidente:** Teca- Nare -Torcaz
5. **Provincia Sur:** Guaduas-Toqui-Toqui.

#### 7.2.1.1.1.1 PROVINCIA NORTE

Buturama-Los Ángeles, a diferencia de Córdoba, et al., (2001 en: Sarmiento, 2011), ocupa todo el extremo norte de la cuenca al este de la serranía de San Lucas (cordillera central) sin prolongarse tanto al sur como proponen estos autores. Esta provincia se caracteriza por un amplio monoclinal que buza al Este con fallas normales transtensionales con rumbo NNE y desplazamiento oblicuo dextral, la mayoría de las cuales tienen planos de falla que buzan ESE y desplazamiento en el mismo sentido. Entre los campos que se encuentran ubicados dentro de esta provincia están: Buturama, Crisol, Totumal, Los Ángeles, Tisquirama y Santa Lucía. (Figura 184).

#### 7.2.1.1.1.2 PROVINCIA CENTRO

Cristalina-La Cira Infantas presenta una distribución más reducida a la propuesta por Córdoba, et al. (2001; en Sarmiento, 2011), quienes la prolongan más al norte y sur. Se extiende, desde el campo La Cristalina al norte hasta el campo Colorado al Sur y se prolonga hasta el límite Oeste de la cuenca. En esta provincia se encuentra el Arco de Cáchira, por debajo de la discordancia del Cretácico Tardío-Cenozoico, donde el campo La Cira-Infantas se encuentra localizado.

Esta provincia se caracteriza por la presencia de cinturones de cabalgamientos de vergencia opuesta y pliegues formando una zona de convergencia estructural. Esta configuración inusual resultó de dos eventos de deformación: compresivo a dextral transpresivo dextral con vergencia al este del Cretácico Tardío a Eoceno Temprano deformación relacionada a la cordillera central y una deformación compresiva a transpresiva relacionada al flanco occidental de la cordillera oriental (Córdoba, et al.; 2001 en: Sarmiento, 2011). En esta provincia se encuentran ubicados los campos La Cristalina, Cantagallo-Yariguí, Llanito, Casabe, La Cira-Infantas.

#### 7.2.1.1.1.3 PROVINCIA ORIENTE

UNIÓN TEMPORAL **PROSPECCIÓN** UPME 2020  
Contrato No. C-067 de 2020



“ECB (Eastern Cordillera Basin) Foothills domain” aunque no se extiende al sur por todo el flanco occidental de la cordillera oriental. Se dispone como una franja con dirección NNE a lo largo del Piedemonte occidental de la cordillera oriental, localizada entre las fallas de Bituima, al este, y Cambao (Cambras) y Honda al oeste. Según Sarmiento (2011) en esta provincia se observan superficialmente anticlinales estrechos con rumbo N-S, sinclinales amplios N-S, cabalgamientos con vergencia al oeste en un patrón de relevo truncado por la Falla de Bucaramanga.

Las rocas del Cretácico Superior afloran en un bloque que cabalga sobre las rocas cenozoicas preservadas en el núcleo de los sinclinales (Nuevo Mundo, Río Minero, Guaduas y Jerusalén). Este dominio es caracterizado por cabalgamientos con vergencia al occidente y pliegues derivados de deformación compresiva a transpresiva relacionada al flanco occidental de la cordillera oriental. En esta provincia se encuentran ubicados los campos: Provincia-Payoa, Lisama, Bonanza.

#### 7.2.1.1.1.4 PROVINCIA OCCIDENTE

Teca-Nare-Torcaz, ocupa las prolongaciones sur de los dominios suroccidental y de Piedemonte de Córdoba, et al. (2001; en: Sarmiento, 2011). En esta provincia se encuentran localizados los campos Velásquez-Palagua, Teca-Cocorná-Nare, Chicalá, Colibrí.

#### 7.2.1.1.1.5 PROVINCIA SUR

Guaduas-Toqui Toqui, es de menor extensión en comparación con el dominio sur occidental propuesto por Córdoba, et al. (2001 en: Sarmiento, 2011). Se caracteriza por un homoclinal que buza al oriente con fallas normales de poco desplazamiento que afectan rocas pre-cretácicas y cenozoicas. Estas fallas tienen un origen probablemente similar a las fallas normales del dominio noroccidental (Provincia Norte) y algunas de ellas pueden haber sido invertidas. Algunas de estas fallas fueron reactivadas durante el Cenozoico como fallas normales debido a flexión litosférica (Gómez, 2001; en: Sarmiento, 2011). Esta provincia comprende los campos de Guaduas, Toqui-Toqui, Pulí, entre otros.

#### 7.2.1.2 YACIMIENTOS NO CONVENCIONALES (YNC)

El presente análisis describe las características geológicas y criterios para la definición de recursos de hidrocarburos en Yacimientos No Convencionales (YNC), específicamente Yacimientos en Roca Generadora (YRG), relacionados

con las secuencias estratigráficas de edad cretácica y la litología de las rocas generadoras en la cuenca del VMM, las formaciones La Luna y Tablazo y secundariamente la formación de Simití.

La integración de las características litológicas (tipo de roca, composición, espesor), los parámetros de geoquímica del petróleo y una amplia base de datos de producción han demostrado que la secuencia litológica considerada, con excelentes porcentajes de materia orgánica, superiores al 2% COT y termalmente maduras, se constituyen en generadoras de hidrocarburos.

Características físicas del tipo de roca, como su fractibilidad, composición litológica, contenido de sílice mayor a 50%, espesores continuos superiores a 100 pies, aseguran un mayor éxito operativo en el desarrollo de los recursos no convencionales.

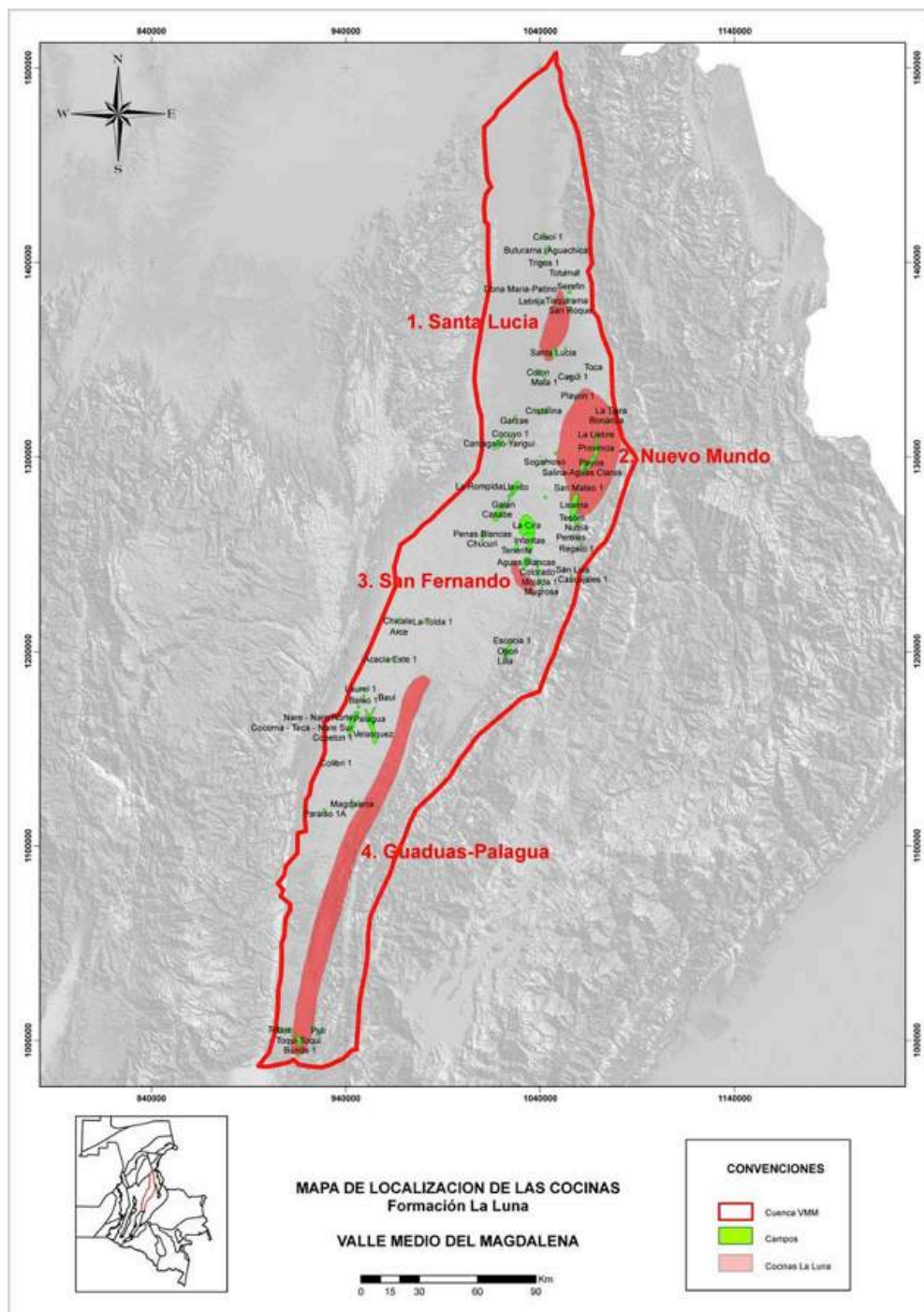
La definición convencional de un sistema petrolífero (1994 Magoon & Dow en 2007 AAPG Special, Barnett Shale), incluye un área con todas las acumulaciones conocidas y relacionadas a un área específica, con la madurez térmica para la generación del hidrocarburo (hidrocarburos convencionales).

En el Sistema Petrolífero Total (TPS), se incorporan áreas y niveles estratigráficos con potencial petrolero relacionado con zonas termalmente maduras, donde no han sido descubiertas acumulaciones de hidrocarburos.

La caracterización del nivel estratigráfico donde se incluye la roca generadora y sus correspondientes variaciones litológicas (litofacies), es el elemento fundamental del sistema petrolífero total (TPS), particularmente en áreas donde las relaciones PVT (presión, volumen y temperatura), en combinación, generan condiciones termales favorables para el proceso de rompimiento molecular (cracking) del kerógeno al hidrocarburo y permitieron la expulsión de hidrocarburos hacia las diversas trampas estratigráficas.

Estadísticas mundiales indican que, durante el proceso del rompimiento molecular, un 45% permanece asociado a la roca generadora y que la fase de generación y expulsión representa el 55% del total generado (Hunt, 1995).

**Figura 185: Áreas de Generación para la Formación La Luna (VMM)**



Fuente: Fuente: Tomada de ANH-GEMS, 2013.

En la cuenca del Valle Medio del Magdalena se han caracterizado como Yacimientos No Convencionales dos intervalos de roca generadora, conformados por la formación Tablazo (intervalo inferior) y la formación La Luna (intervalo superior) ( Figura 185).

#### 7.2.1.2.1 INTERVALO INFERIOR

La formación Tablazo, está constituida por areniscas y limolitas calcáreas de grano fino, con matriz ferruginoso, gradando a calizas fosilíferas (biomicritas), intercaladas con lutitas negras, con un alto porcentaje de materia orgánica diseminada.

En la formación Tablazo se encuentran altos contenidos de carbono orgánico total (3-4% COT promedio), con la madurez térmica suficiente (1.0-1.2% Ro promedio), para la generación de hidrocarburos, pero con una reducción en profundidad en valores del índice de hidrogeno (40 mg HC/ g rock).

Los valores de reflectancia de la vitrinita (Ro%), varían entre (0.2-1.7% Ro) con un promedio de 1.2%, valores que definen una roca madura en ventana tardía de generación de petróleo y entrando en ventana de generación de gas húmedo.

#### 7.2.1.2.2 INTERVALO SUPERIOR

Lo constituye la secuencia litológica de la formación La Luna, que consiste en una alternancia de lodolitas calcáreas, biomicritas, micritas, capas de chert y fosforitas.

El potencial generador de la roca está relacionado con el alto valor del contenido orgánico total, (5,17-15,5% COT, valores máximos) y una madurez térmica (0.6-1.07% Ro) que abarca los estados tempranos de generación de aceite hasta los tardíos.

La correlación entre los valores de IH y el COT, nos determinan el potencial generador así:

- Miembro Galembo: IH (400-977mgHC/gr rock) y COT (18-12%) y 60 % 0,66 de Ro estado termal, inicio ventana de generación de aceite.
- Miembro Pujamana: IH (191-604mgHC/gr rock) y COT (1,0-5,0%) potencial petrolífero regular a bueno, el valor de la reflectancia de la vitrinita (0,75%Ro), estado termal medio ventana de generación.

- Miembro Salada: IH (243-634mgHC/gr rock), COT (1,0-1,5%) potencial petrolífero muy bueno, valores de Ro (1.0%), roca madura en estado termal tardío, en la generación del hidrocarburo.

#### 7.2.1.2.3 POTENCIAL DE YACIMIENTOS NO CONVENCIONALES (YNC) O YACIMIENTOS EN ROCA GENERADORA (YRG)

El área de las cocinas o depocentros fue definido a partir de mapas estructurales en profundidad del intervalo generador y el modelamiento de madurez, los cálculos del potencial se realizan con modelos de Montecarlo, donde el área fue tratada probabilísticamente con una distribución Log normal.

**Tabla 13: Potencial de YNC - en Roca generadora (YRG)**

VARIABLES	ESTIMATIVO 2015
Área (km <sup>2</sup> )	9,500
Hc's Generados VMM (MBPE)	1,023,279
<b>Hc's YNC VMM (45%) (MBPE)</b>	<b>460,476</b>

Fuente: Tomada de ANH-Kuenka, 2015.

Considerando un factor de recobro de 1.5%, habría recursos cercanos a 7.000 MBPE.

#### 7.2.1.3 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.

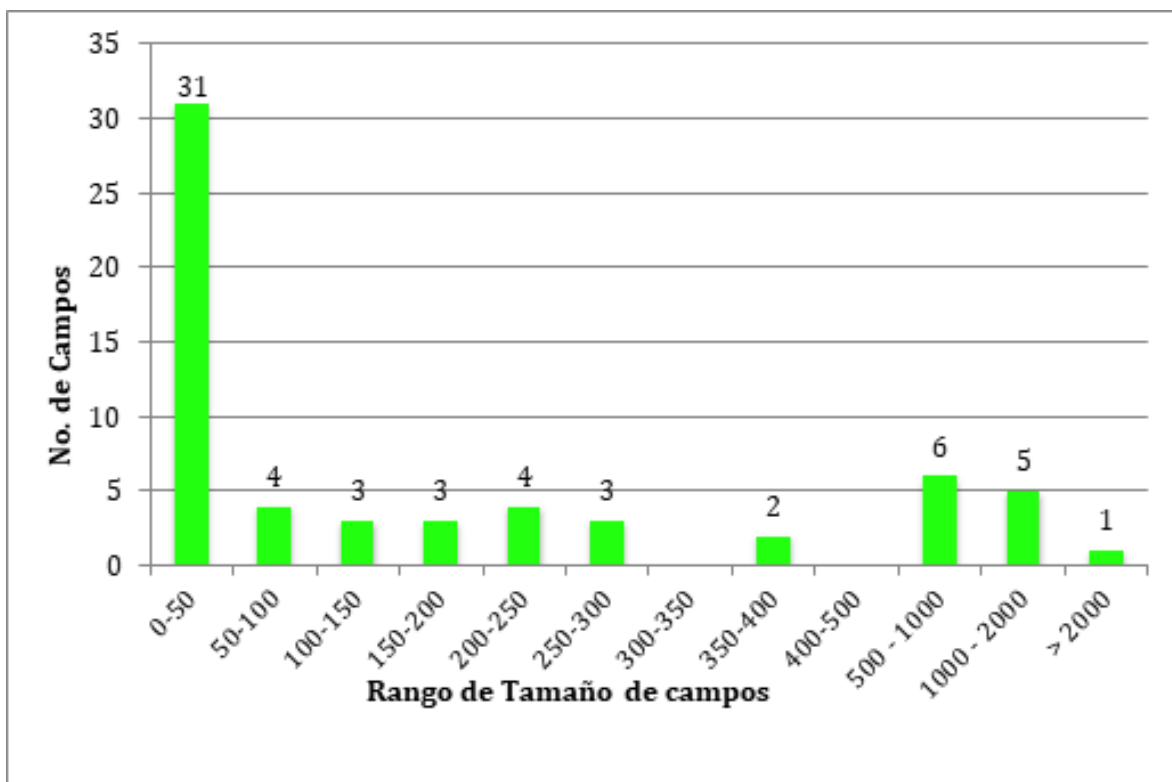
Entre las décadas de los 30's y los 50's se descubrieron los campos de La Salina y Lisama con POES cercanos a los 200 MBIs, Cantagallo, Casabe, Palagua, con POES mayores a 1.000 MBIs, Velásquez y Provincia, con POES mayor a 500 MBIs y Galán con POES menor a 500 MBIs.

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 MBP, 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 MBI 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 MBI y campos cercanos a campos existentes como Corazón West con POES menor a 10 MBIs y Under River 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.

Los tamaños de los campos descubiertos en la cuenca del Valle Medio del Magdalena se presentan en la Figura 186

**Figura 186: Distribución de tamaño de campos - VMM**



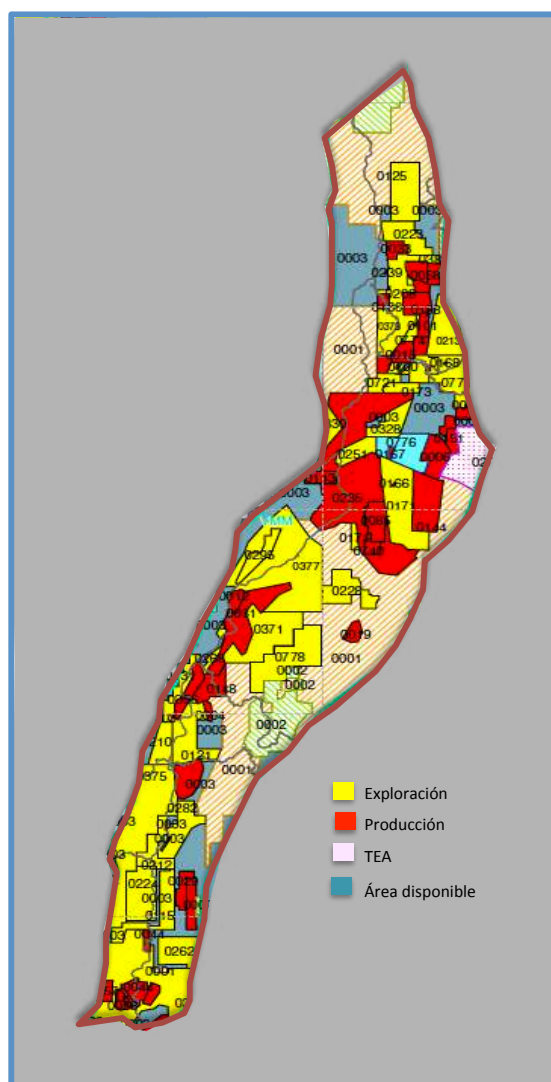
Fuente: ANH - ECOPETROL



#### 7.2.1.4 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 187). 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 187: Mapa de tierras cuenca del Valle Medio del Magdalena**



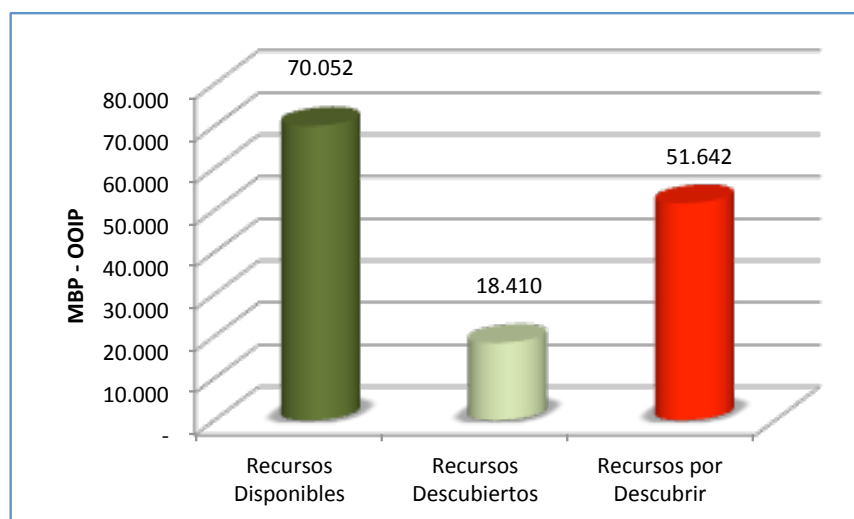
Fuente: Tomada de (ANH, 2020).



### 7.2.1.5 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, estimó 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 188).

**Figura 188: Estimativo YTF cuenca Valle Medio del Magdalena (VMM)**



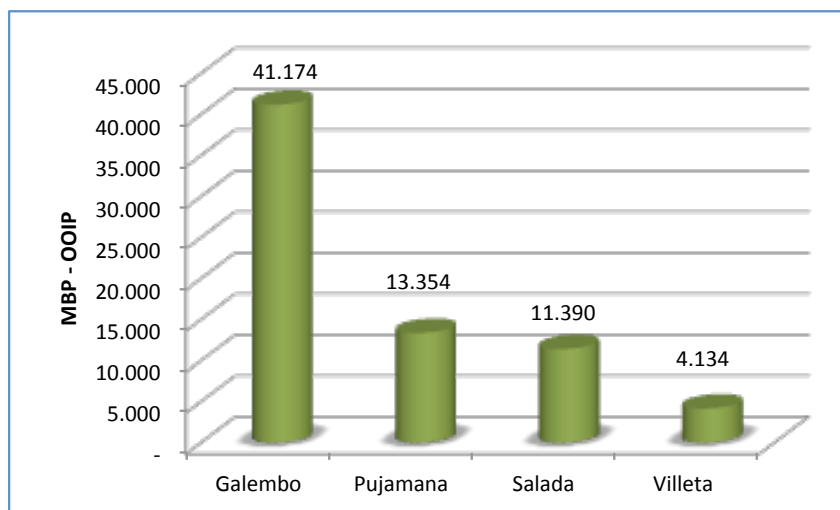
Fuente: Tomada de (ANH, 2019)

En 2018, se tomó el estudio (2013) con el valor más conservador de hidrocarburos disponibles (33.638 MBIs) y en la evaluación del Yet To Find realizado por la ANH en 2018 y 2019 se actualizó la geoquímica, los análisis de enterramiento, generación y expulsión del miembro Galembó de la Formación La Luna con base en los pozos estratigráficos (La Luna-1, Mono Araña-1, Pico de Plata-1, Manatí Blanco-1, Prometeo-1, Gala 1 X, Iwana-1, Casabe 1 K y Coyote-1) perforados para Yacimientos No Convencionales, en los cuales se encontraron mayores espesores y valores de TOC (Total Organic Carbon), lo que aumentó su potencial generador y sus hidrocarburos disponibles de 8.864 MBIs a 41.174 MBIs, aportando el mayor valor a los hidrocarburos disponibles de la cuenca para un total de 70.052 MBIs (Figura 189).

Por otro lado, también se observa en la cuenca que los cálculos de OOIP (POES) de algunos campos se ha actualizado y en algunos casos se ha duplicado

apoyando el mayor valor de hidrocarburos disponibles del Miembro Galembo, como es el campo La Cira-Infantas de 4.000 MBIs OOIP en 2016 (IRR 2016) a 10.000 MBIs OOIP en 2018 (IRR 2018)

**Figura 189: Hidrocarburos Disponibles VMM (70.052 MBIs)**



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 (51.642 MBIs) es el siguiente:

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

- Cinco (5) campos tipo Acordionero (100 MBIs) con un 28,5 % de factor de recobro con un POES de 1.750 MBIs.
- Dieciséis (16) campos tipo San Roque (15 MBIs) con un recobro de 15 % para un POES de 1.600 MBIs.

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

- Ocho (8) campos tipo Cantagallo (125 MBIs), 15 % de factor de recobro con un POES de 6.660 MBIs.
- Doce (12) campos tipo Casabe (100 MBIs), 20% de factor de recobro con un POES de 6.000 MBIs.

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

- Doce (12) campos tipo Payoa (60 MBIs), 25% de factor de recobro con un POES de 2.880 MBIs.
- Siete (7) campos tipo Provincia (30 MBIs), 25% de factor de recobro con un POES de 840 MBIs.

**Provincia Occidente:** Teca- Nare –Torcáz

- Quince (15) campos tipo Moriche (120 MBIs), 10% de factor de recobro con un POES de 18.000 MBIs.
- Doce (12) campos tipo Jazmín (60 MBIs), 10% de factor de recobro con un POES de 7.200 MBIs.
- Dieciséis (16) campos tipo Girasol (30 MBIs), 11% de factor de recobro con un POES de 4.360 MBIs.

**Provincia Sur:** Guaduas-Toqui-Toqui. (muchos autores reconocen a Toqui-Toqui como el inicio del Valle Superior del Magdalena y así está registrado en la contabilidad de reservas y producción).

- Ocho (8) campos tipo Velásquez (30 MBIs), 21% de factor de recobro con un POES de 1.140 MBIs.
- Veintiséis (26) campos tipo Toqui-Toqui (7 MBIs), 15 % de factor de recobro con un POES de 1.200 MBIs.

### **Escenario de potenciales hallazgos de acuerdo con la actividad exploratoria en la cuenca.**

El reto de este Escenario plantea la necesidad de una actividad para encontrar en los próximos 10 años 10.138 MBIs de los 51.642 MBIs por descubrir, para su desarrollo antes de 25 años:

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

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

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

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

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

- Dos (2) campos tipo Payoa (60 MBIs), 25% de factor de recobro con un POES de 480 MBIs.
- Un (1) campo tipo Provincia (30 MBIs), 25% de factor de recobro con un POES de 120 MBIs.

#### **- Provincia Occidente:** Teca- Nare –Torcáz

- Tres (3) campos tipo Moriche (120 MBIs), 10% de factor de recobro con un POES de 3.600 MBIs.
- Dos (2) campos tipo Jazmín (60 MBIs), 10 % de factor de recobro con un POES de 1.200 MBIs.

- Un (1) campo tipo Girasol (30 MBIs), 11% de factor de recobro con un POES de 270 MBIs.

- **Provincia Sur:** Guaduas-Toqui-Toqui. (muchos autores reconocen a Toqui-Toqui como el inicio del Valle Superior del Magdalena y así está registrado en la contabilidad de reservas y producción)

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

#### 7.2.1.6 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, se plantea la necesidad de una actividad para encontrar en los próximos 10 años 10.138 MBIs de los 51.642 MBIs por descubrir, para su desarrollo antes de 25 años y las compañías reportaron en IRR 2019, 35 oportunidades en 16 contratos (Figura 190), las cuales alcanzan 3.039 MBPE (2.634 MBIs y 2.5 Tera pies cúbicos), en donde se observan oportunidades relacionadas con los campos tipo definidos en el numeral 7.2.1.5, como:

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

- Bloque 58 – FORTUNA – La oportunidad, Farallones Barco, con POES de 688 MBIs y aplicando el 28,5% de factor de recobro, como el campo tipo Acordionero se tendría un volumen recuperable del orden de 196 MBIs (2 campos igual a los considerados en la proyección del YTF).
- Bloque 101 – MIDAS – Las oportunidades, Gaitas y Zoe Bypass con POES de 161 MBIs y aplicando el 28,5% de factor de recobro, como el campo tipo Acordionero se tendría un volumen recuperable del orden de 46 MBIs (medio campo de los 2 considerados en la proyección del YTF).

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

- Bloque 328 – VMM 39 – Las oportunidades, Prospectos La Paz y Lisama, con POES de 96 MBIs y aplicando el 20% de factor de recobro, como el campo tipo Casabe se tendría un volumen recuperable del orden de 20 MBIs. (Un quinto de campo de los 2 considerados en la proyección del YTF)
- Bloque 235 – MAGDALENA MEDIO – Las oportunidades, San Pio, Flamencos, Santa Juana y Saoco con POES de 281 MBIs y aplicando el 20% de factor de recobro, como el campo tipo Casabe se tendría un volumen recuperable del orden de 56 MBIs (medio campo de los 2 considerados en la proyección del YTF).

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

- Bloque 6 – LAS MONAS (CARARE-LAS MONAS) – La oportunidad, Santa Bárbara con POES de 549 MBPE y aplicando el 25% de factor de recobro, como el campo tipo Payoa se tendría un volumen recuperable del orden de 137 MBIs (2 campos de los 2 considerados en la proyección del YTF)

**- Provincia Occidente:** Teca- Nare –Torcáz

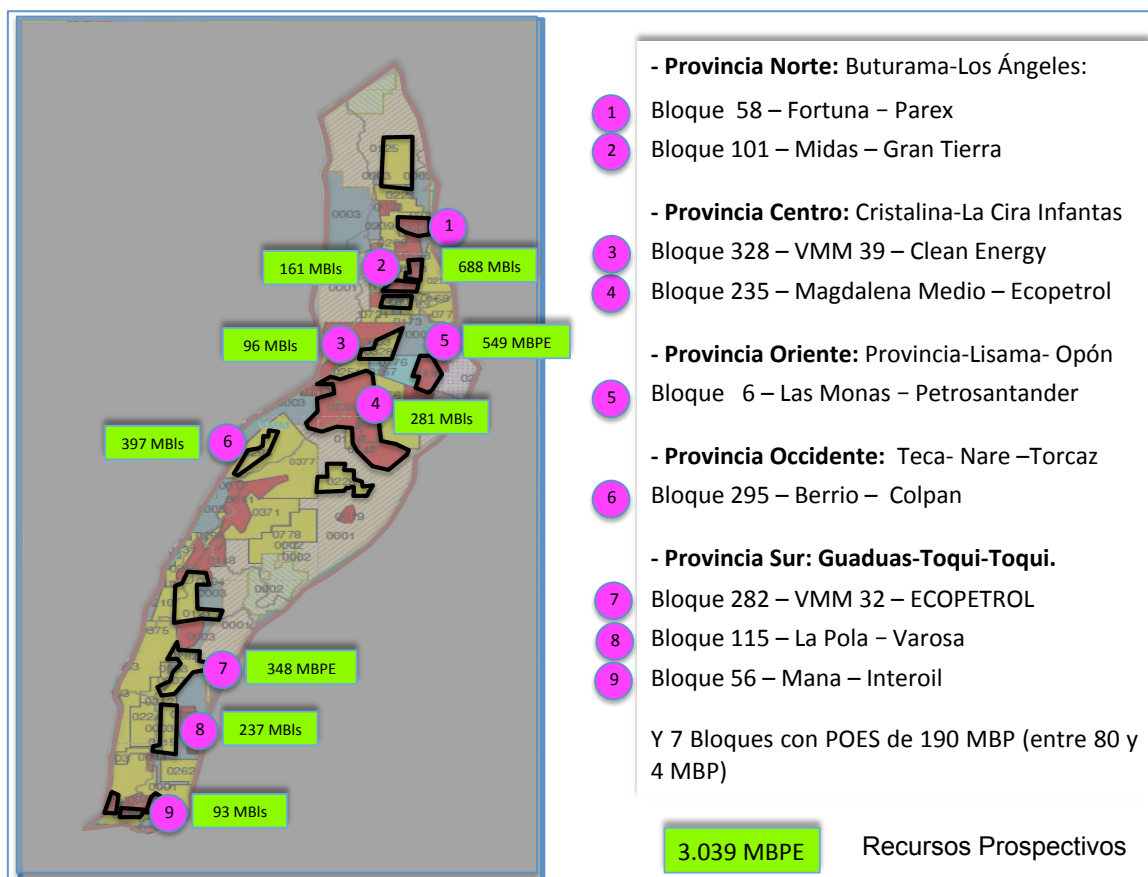
- Bloque 295 – BERRÍO – Las oportunidades, Prospectos 1 y 2 , con POES de 397 MBIs y aplicando el 10% de factor de recobro, como el campo tipo Jazmín se tendría un volumen recuperable del orden de 40 MBIs (más de medio campo de los 2 considerados en la proyección del YTF).

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

- Bloque 282 – VMM 32 – Las oportunidades, Machín y Panela con POES de 348 MBIs y aplicando el 21% de factor de recobro, como el campo tipo Velásquez se tendría un volumen recuperable del orden de 70 MBIs (2 campos de los 2 considerados en la proyección del YTF).
- Bloque 115 – LA POLA – La oportunidad, Quintero con POES de 237 MBIs y aplicando el 15% de factor de recobro, como el campo tipo Toqui - Toqui se tendría un volumen recuperable del orden de 35 MBIs (5 campos de los 8 considerados en la proyección del YTF).

- Bloque 56 – MANÁ – Las oportunidades, Maná Sur y Uco con POES de 93 MBIs y aplicando el 15% de factor de recobro, como el campo tipo Toqui - Toqui se tendría un volumen recuperable del orden de 14 MBIs (2 campos de los 8 considerados en la proyección del YTF).
- Adicionalmente se han identificado 12 oportunidades en 7 bloques con POES de 190 MBIs (entre 80 y 4 MBIs).

**Figura 190: POES en oportunidades exploratorias identificadas por las compañías operadoras en la cuenca Valle Medio del Magdalena**



Fuente: UT Prospección UPME 2020. ANH IRR 2019.

En la cuenca del Valle Medio del Magdalena, las oportunidades identificadas por la compañías y los campos 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.

Estas oportunidades serían perforadas de acuerdo con lo planteado por Ecopetrol, Gran Tierra y Parex en el corto plazo en bloques como MAGDALENA MEDIO, MIDAS Y FORTUNA. Para las otras oportunidades, que se desarrollarán en el mediano y largo plazo, estos planes podrían tener ajustes en su programación dependiendo de su maduración técnica, económica y permisos ambientales.

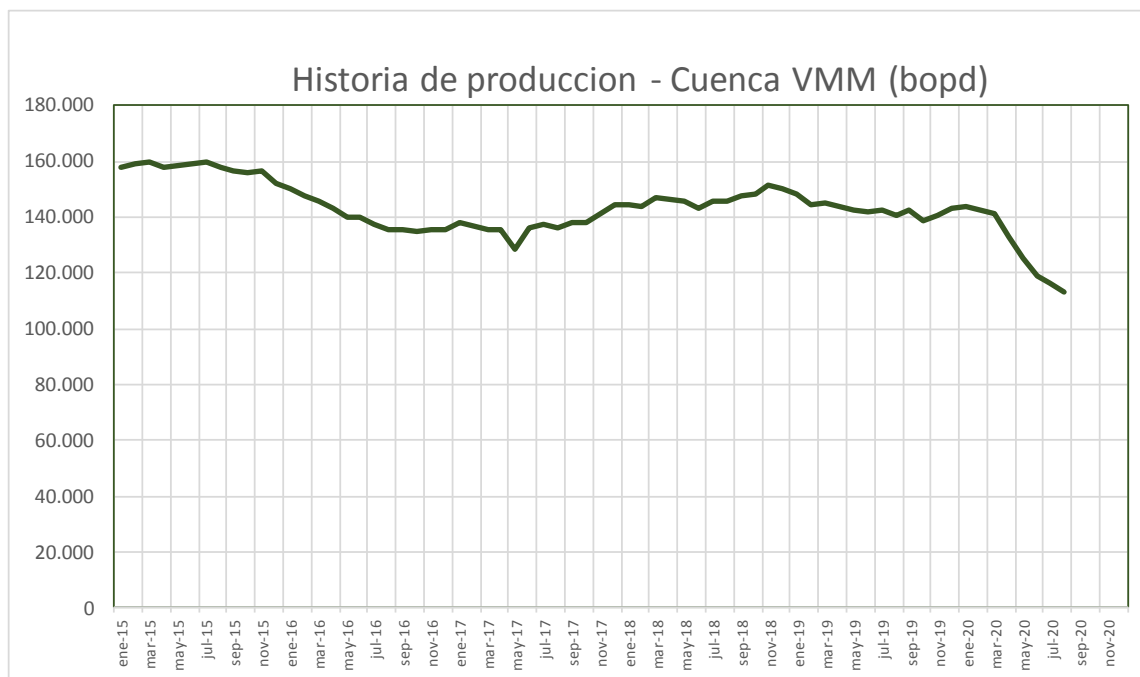
### 7.2.2 ESCENARIOS DE PRODUCCIÓN

Los Escenarios de producción en esta cuenca, la que dio origen a la industria petrolera nacional, son fuertemente influenciados en la actualidad por el avance en los proyectos de recuperación secundaria que han demostrado un comportamiento exitoso en los campos La Cira Infantas, Casabe y Yariguí Cantagallo por parte de Ecopetrol y de Acordionero por parte de la compañía Grantierra.

También han tenido buenos resultados en los proyectos piloto de inyección de polímeros; sin embargo, estos últimos requieren tener o un ambiente de precios superiores a los 50 dólares por barril, o que se logren desarrollos en Colombia para hacer más baratos los polímeros, labor en la cual Ecopetrol a través del Instituto Colombiano del Petróleo, y la convocatoria a eventuales productores de estos productos químicos para que puedan ser más económicos en Colombia.

Igualmente se consideran los eventuales volúmenes de los Yacimientos No Convencionales que teniendo en cuenta las últimas cifras entregadas por Ecopetrol, pudieran llegar a tener entre dos y cuatro veces las reservas de petróleo actuales el país y entre 2 y 6 veces más las reservas probadas reportadas en el informe del IRR 2019.

**Figura 191: Historia de producción cuenca VMM**



Fuente: Informes de producción fiscalizada ANH

La historia reciente de producción de petróleo en la cuenca del Valle Medio del Magdalena se ha mantenido muy estable en los últimos 5 años en un rango de 140 a 160 mil barriles por día (Figura 191). Durante el año 2020, se ha visto fuertemente afectado por dos motivos, uno la pandemia que ha comprometido todas las actividades en el país, y la más importante, los problemas que se le presentaron a la compañía Occidental de Colombia con la compra de la empresa Anadarko y la caída de los precios del petróleo que tuvo un impacto muy fuerte en sus finanzas y en los pagos acordados por la compra.

OXY le vendió todos los activos Onshore a uno de los fondos más importantes del mundo Carlyle por 850 millones de dólares. La dinámica de una situación como la presentada genera cambios en los cuadros directivos y decisiones sobre los presupuestos y el personal, además del lógico ambiente de incertidumbre que golpean la normal operación en el corto plazo.

Igualmente, en esta disminución en la producción, también se tiene en cuenta la terminación del contrato en la asociación Nare que causa una reducción de las actividades del operador actual, que se deben recuperar al entregarle el campo a Ecopetrol.

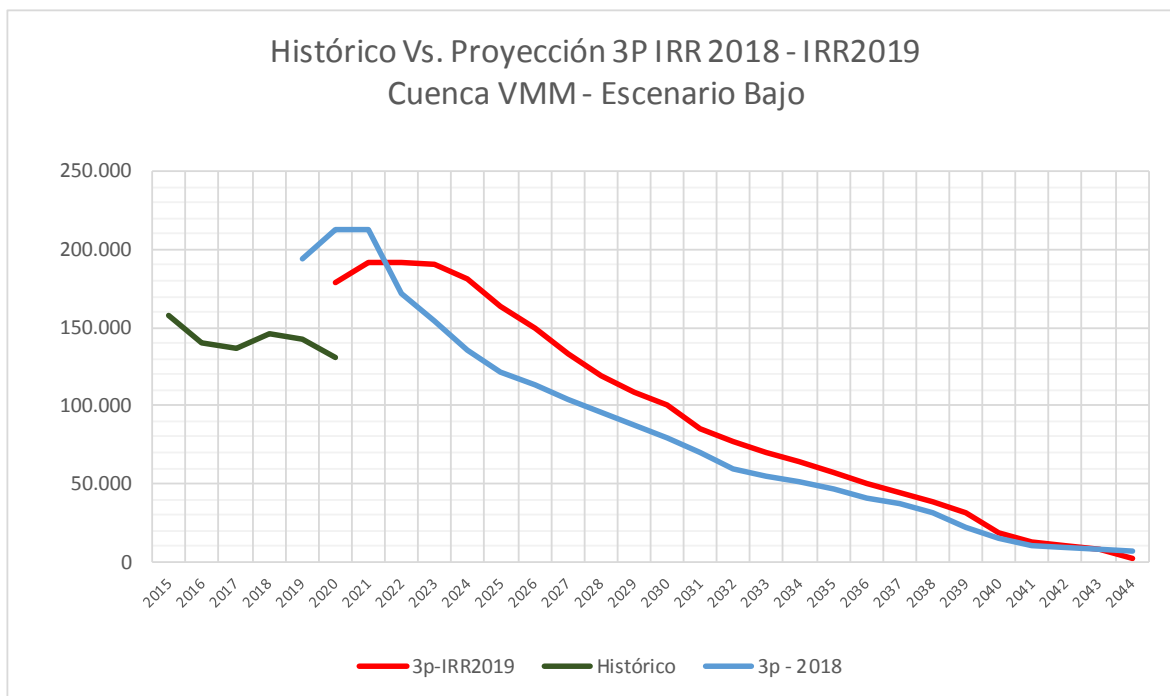
Tal y como sucedió en años pasados con el cambio de manejo en los campos que tenía la compañía Rubiales cuando perdió valor y fue reemplazada por la empresa Frontera Energy, es previsible que en el mediano plazo no solamente se recupere la producción, sino que, con la recuperación de precios prevista en el año 2021 se aceleren proyectos pendientes de la compañía.

## 7.2.2.1 ESCENARIO BAJO

### 7.2.2.1.1 ESCENARIO BAJO CON INFORMACIÓN PRELIMINAR

Este Escenario contempla la producción de las reservas 3P, Probadas, Probables y Posibles (Figura 192).

**Figura 192: Pronóstico de producción cuenca del VMM – Escenario Bajo**



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

La gráfica muestra que antes de los eventos que hacen caer la producción en el año 2020, la producción se había estabilizado en cerca de 142 mil barriles por día. El reporte del IRR 2019, muestra la expectativa de los operadores con proyectos nuevos como el desarrollo de Llanito Integrado (Llanito-Gala-Galán) área que con a la adquisición de información por parte de Ecopetrol demostró que corresponde

a un solo yacimiento, presente en todos estos campos, con más de 1000 millones de POES, el proyecto en el área de Nutria y la entrada de nueva producción con el hallazgo de hidrocarburos en el pozo Flamencos en cercanías de los campos de Garzas y Cantagallo. Estos proyectos permiten esperar un incremento importante que no se dio porque parte del desarrollo de estos, se difirieron para el año 2021.

Las reservas 3P muestran el efecto del avance previsto en todos estos proyectos, unidos a la recuperación en La Cira-infantas, así como la actividad en los importantes yacimientos de la asociación Nare con un POES en el área cercano a los 5.000 millones de barriles.

Los proyectos en curso solamente en el caso Bajo, aumentarían la producción hasta cerca de 200 mil barriles día. Esta cuenca que se pensaba madura demuestra que tiene altas oportunidades de hallazgos en formaciones más profundas a las explotadas en 100 años de historia petrolera, no solamente para los No Convencionales sino también de yacimientos convencionales como Flamencos. El factor de recobro y calidad de fluidos como los del área de Provincia y Payoa generan altas oportunidades de proyectos de mejoramiento de recobro.

#### 7.2.2.1.2 ESCENARIO BAJO AJUSTADO CON NUEVA INFORMACIÓN

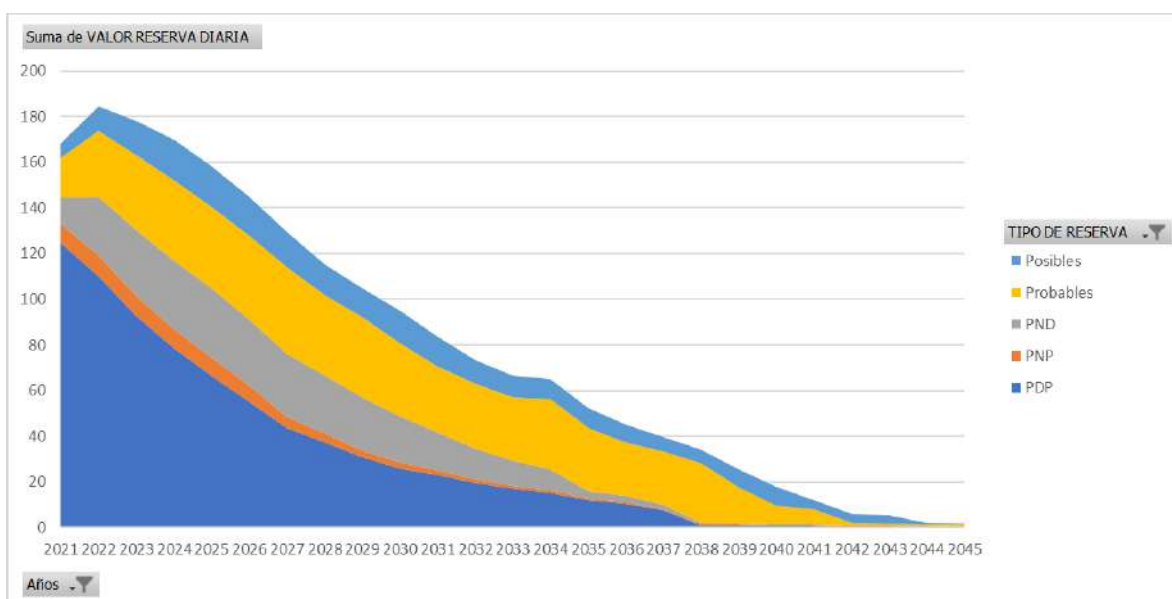
Al Escenario Bajo, para la cuenca del VMM se le realizaron unos ajustes en la información presentada en el IRR 2019, en razón a que por las restricciones de la Pandemia las actividades planeadas para la perforación de los pozos en cuanto a las reservas probables y posibles de 66 pozos para el año 2020 y 70 para el año no se desarrollaron completamente, se perforaron algunos que a septiembre no han entrado en producción.

En el capítulo 5, en donde se compara el comportamiento de la producción con los pronósticos del IRR 2019, se observa claramente el desfase de 50 kBD de la producción que lleva en el año 2020 con las proyecciones planteadas para reservas probables y posibles, en especial para los contratos de la Cira Infantas, Magdalena Medio y Provincia Las Monas, lo que demuestra la falta de actividad. El comportamiento histórico está siendo más parecido a las 1P.

Por lo anterior, la UT en el ajuste del Escenario desplaza las actividades en un año para las reservas probables y dos para las posibles y adicionalmente sensibiliza las reservas posibles en 50% por tener menos certidumbre.

En la Figura 193 y Tabla 14, se presentan los pronósticos de producción para el Escenario Bajo. El punto de partida de 168 kBD para el año 2021 está más ajustado a la producción que lleva en septiembre la cuenca y que muestra signos de recuperación; aunque no tan rápido como sucede en la cuenca de los Llanos por dos razones el mecanismo de producción y la respuesta de los yacimientos expuestos a recobros secundarios en los cuales se tuvo que disminuir las actividades.

**Figura 193: Producción cuenca VMM Escenario Bajo 2021-2045 en KBD**



Fuente: Información IRR 2019 y cálculos Unión Temporal Prospección UPME 2020

**Tabla 14: Datos de producción cuenca VMM Escenario Bajo 2021-2045 en KBD**

Año	PDP	PNP	PND	Probables	Posibles	Total general
2021	124.78	8.38	11.29	17.46	6.43	168.35
2022	110.12	9.18	25.58	29.03	10.64	184.55
2023	92.69	8.77	28.82	32.95	14.70	177.94
2024	78.40	8.27	30.28	35.14	17.71	169.80
2025	66.42	7.99	30.51	35.74	17.85	158.51
2026	54.92	7.30	28.89	36.65	17.11	144.88
2027	43.49	4.86	27.90	37.93	15.25	129.43
2028	37.30	3.86	25.60	34.92	13.61	115.30
2029	30.83	2.99	23.22	35.35	12.56	104.94
2030	26.03	2.44	20.20	32.08	14.35	95.10
2031	22.98	1.98	16.83	28.81	13.06	83.67
2032	19.52	1.60	13.61	28.45	10.04	73.22
2033	17.18	1.32	11.03	27.64	9.42	66.59
2034	15.23	1.04	9.04	31.02	8.78	65.11
2035	12.19	0.79	2.91	27.87	8.76	52.51
2036	10.56	0.70	2.70	23.43	7.83	45.22
2037	7.47	0.41	2.16	23.43	6.37	39.83
2038	1.05	0.18	0.89	26.27	5.81	34.19
2039	0.97	0.16	0.61	15.63	8.01	25.39
2040	0.90	0.15	0.47	8.22	8.01	17.74
2041	0.82	0.13	0.36	6.91	3.85	12.08
2042	0.68	0.12	0.13	1.00	4.15	6.08
2043	0.64	0.11	0.11	0.85	3.50	5.22
2044	0.61	0.10	0.07	0.73	0.48	2.00
2045	0.58	0.09	0.05	0.54	0.44	1.70

Fuente: Información IRR 2019 y cálculos Unión Temporal Prospección UPME 2020

En la Tabla 15, se presentan el volumen de reservar para este Escenario.

**Tabla 15: Escenario Bajo - cuenca VMM – reservas**

Reservas	Kbls
PDP	283.521
PNP	26.636
PND	114.414
<b>1P</b>	<b>424.571</b>
Probables	211.125
Posibles	87.194
<b>3P</b>	<b>722.890</b>

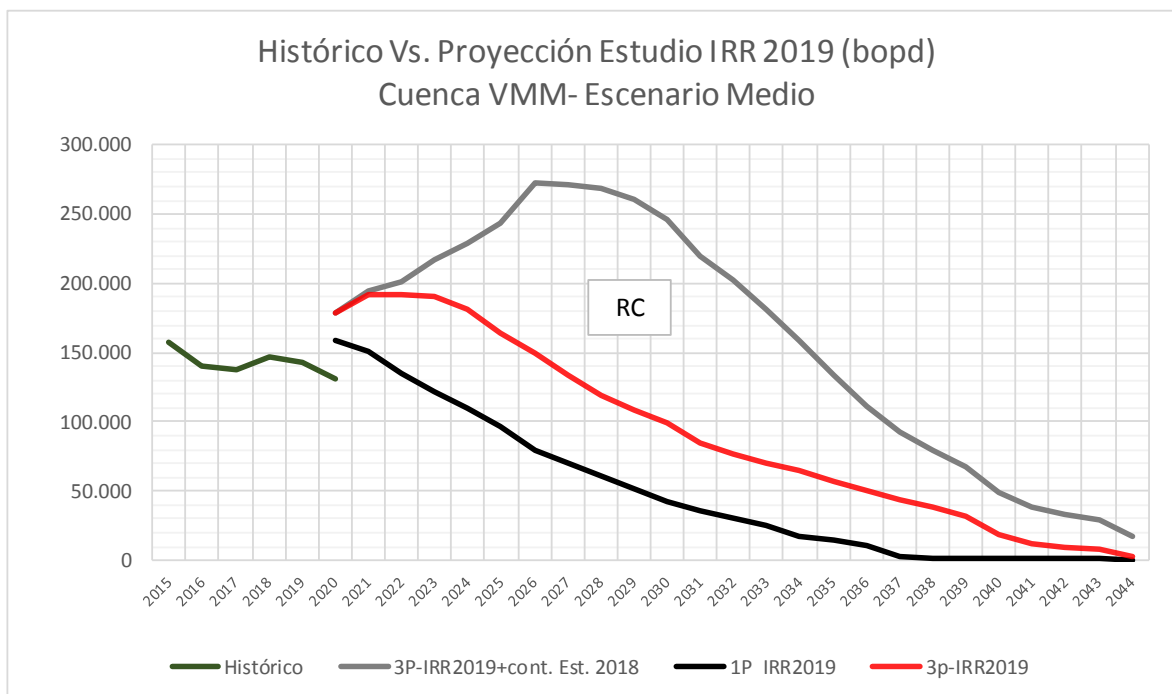
Fuente: Información IRR 2019 y cálculos Unión Temporal Prospección UPME 2020

## 7.2.2.2 ESCENARIO MEDIO

### 7.2.2.2.1 ESCENARIO MEDIO CON INFORMACIÓN PRELIMINAR

Este Escenario considera tanto las reservas 3P, como los recursos contingentes (Figura 194).

**Figura 194: Pronóstico de producción cuenca del VMM – Escenario Medio**



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



En la gráfica se aprecia en mayor detalle el renacer del potencial de producción de la cuenca que de acuerdo con las oportunidades que han reportado las empresas en el IRR 2019 a la ANH, llevará los niveles de producción encima de los 250 mil barriles por día.

De los 429 millones de barriles de recursos contingentes estimados en este Escenario, el aporte más importante con 223 millones que se espera de los campos La Cira Infantas, seguido por los campos de Llanito y Casabe con más de 50 millones, Provincia y Velásquez con más de 20, y otros con aportes estimados menores.

Resaltamos que en este Escenario no se incluyó el volumen reportado para el campo Wolf del bloque VMM-12, 241 millones de barriles, que se considera en el estado actual del contrato son recursos prospectivos y consideramos que todavía no cuentan con la madurez para calificarlos como recursos contingentes. La ANH será quien determine si estos volúmenes reportados tienen la información suficiente y el soporte para clasificarlos como recursos contingentes.

Una vez se estructure el proyecto para continuar el desarrollo de los campos en el contrato Nare, se avance en el proyecto de desarrollo en Nutria y el desarrollo entre el hallazgo de Flamencos y el campo Garzas, es muy probable que este Escenario Medio aumente los volúmenes para el mediano a largo plazo.

Esta área cuenta con una enorme ventaja en su infraestructura y los bajos costos de operación y transporte tanto a la refinería de Barrancabermeja, como en la opción de hacer parte de las mezclas de exportación que tiene el país.

Los costos de transporte por oleoducto en promedio son menores a los 5 USD/BI, que permiten con la eficiencia operativa que han alcanzado los operadores en el área, tener las expectativas planteadas en este Escenario que para la Unión temporal son de mayor probabilidad de ocurrencia.

#### 7.2.2.2.2 ESCENARIO MEDIO AJUSTADO CON NUEVA INFORMACIÓN

En el Escenario Medio, se considera el Escenario Bajo pero con las reservas posibles al 100%, los recursos contingentes planteados en el IRR2019 (Tabla 16), los recursos contingentes adicionales con factores críticos (Tabla 17) y el YTF del Área Magdalena Medio para que se presentan en la Tabla 18.

**Tabla 16: Recursos Contingentes IRR2019 cuenca del VMM Escenario Medio 2021-2045**

Cuenca	Contrato	Campo	Contingentes Kbls	Cuenca	Contrato	Campo	Contingentes Kbls
VMM	LA CIRA INFANTAS	LA CIRA	124.444	VMM	LA POLA	QUINTERO	4.323
VMM	NARE	MORICHE	89.835	VMM	MAGDALENA N	CRISTALINA	3.711
VMM	MAGDALENA MEDIO	CASABE	55.408	VMM	PALAGUA	CAIPAL	3.687
VMM	MAGDALENA MEDIO	LLANITO	54.469	VMM	TISQUIRAMA	SAN ROQUE	2.715
VMM	NARE	JAZMIN	44.839	VMM	LISAMA-NUTR	NUTRIA	1.978
VMM	LA CIRA INFANTAS	INFANTAS	26.270	VMM	PLAYON	AULLADOR	948
VMM	GUAGUAQUI TERAN	VELASQUEZ	24.508	VMM	TISQUIRAMA A	TRONOS	474
VMM	PROVINCIA-P SUR	PROVINCIA	20.146	VMM	PAVAS-CACHII	PAVAS-CACHII	311
VMM	PALAGUA	PALAGUA	9.036	VMM	TOCA	TOCA	164
VMM	BOLIVAR	CATALINA	8.900	VMM	LEBRIJA	DOÑA MARIA	134
VMM	NARE	NARE SUR	7.527	VMM	LISAMA-NUTR	LISAMA	118
VMM	BORANDA	BORANDA	7.132	VMM	LISAMA-NUTR	TESORO	116
VMM	BOCACHICO	TORCAZ	4.857	VMM	OPON	ANGIE	57
VMM	TURPIAL	TURPIAL	4.771	VMM	FORTUNA	SILFIDE	23
VMM	TISQUIRAMA	TISQUIRAMA	4.728	VMM	DE MARES	COYOTE	20
VMM	PROVINCIA-P NORTE	BONANZA	4.616	VMM	MIDAS	ZOE	4

Fuente: Información IRR 2019 y cálculos Unión Temporal Prospección UPME 2020

En los recursos contingentes adicionales se incluyen el campo Búfalo con hallazgos de petróleo y que están por desarrollar, campos maduros que requieren mecanismos contractuales para continuar con su explotación y proyectos de recuperación secundaria como es el caso de Tisquirama.

**Tabla 17: Recursos Contingentes adicionales cuenca del VMM Escenario Medio 2021-2045**

Cuenca	Contrato	Campo	Contingentes Kbls
VMM	NARE	UNDERRIVER	12.268
VMM	VMM 32	BUFALO 1	11.735
VMM	TISQUIRAMA	TISQUIRAMA I	7.671
VMM	DE MARES	COLORADO	2.094
VMM	FORTUNA	TOTUMAL	550

Fuente: Información IRR 2019 y cálculos Unión Temporal Prospección UPME 2020

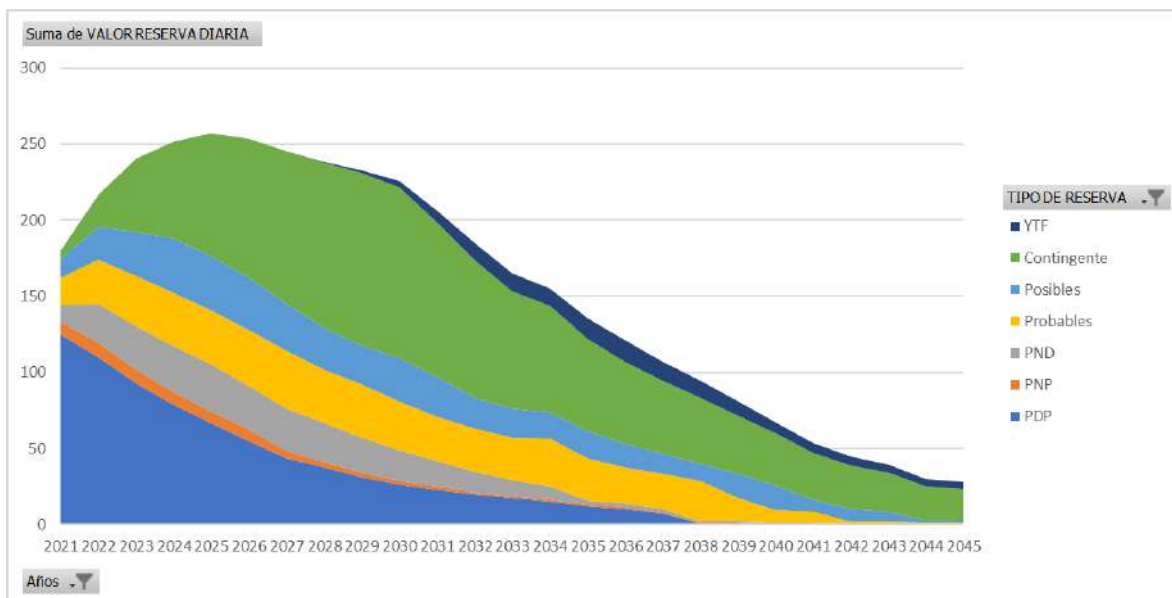
Para los recursos de YTF, se tienen oportunidades exploratorias como las que se plantearon en el capítulo de oportunidades exploratorias VMM-Provincia Centro, bloque 235.

Tabla 18: Áreas de YTF - cuenca VMM - Escenario Medio 2021-2045

Cuenca	Áreas	YTF (Kbls)
VMM	MAGDALENA MEDIO	53.265

En la Figura 195 y Tabla 19 se presenta el pronóstico de producción para el Escenario Medio.

Figura 195: Producción cuenca VMM Escenario Medio 2021-2045 en KBD



Fuente: Información IRR 2019 y cálculos Unión Temporal Prospección UPME 2020

**Tabla 19: Datos de producción cuenca VMM Escenario Medio 2021-2045 en KBD**

Año	PDP	PNP	PND	Probables	Posibles	Contingente	YTF	Total general
2021	124.78	8.38	11.29	17.46	12.87	5.14	-	179.93
2022	110.12	9.18	25.58	29.03	21.28	21.55	-	216.73
2023	92.69	8.77	28.82	32.95	29.41	48.09	-	240.73
2024	78.40	8.27	30.28	35.14	35.42	64.12	-	251.63
2025	66.42	7.99	30.51	35.74	35.70	80.75	-	257.11
2026	54.92	7.30	28.89	36.65	34.23	91.45	-	253.44
2027	43.49	4.86	27.90	37.93	30.50	100.36	0.04	245.08
2028	37.30	3.86	25.60	34.92	27.23	108.44	0.54	237.90
2029	30.83	2.99	23.22	35.35	25.11	113.51	1.50	232.50
2030	26.03	2.44	20.20	32.08	28.71	112.30	4.00	225.76
2031	22.98	1.98	16.83	28.81	26.12	101.32	8.27	206.32
2032	19.52	1.60	13.61	28.45	20.08	89.93	11.39	184.58
2033	17.18	1.32	11.03	27.64	18.84	77.52	11.76	165.29
2034	15.23	1.04	9.04	31.02	17.55	69.59	11.71	155.18
2035	12.19	0.79	2.91	27.87	17.51	60.44	13.99	135.70
2036	10.56	0.70	2.70	23.43	15.66	53.94	14.31	121.30
2037	7.47	0.41	2.16	23.43	12.74	48.26	12.52	106.99
2038	1.05	0.18	0.89	26.27	11.61	43.09	11.29	94.38
2039	0.97	0.16	0.61	15.63	16.03	38.21	9.32	80.93
2040	0.90	0.15	0.47	8.22	16.02	34.13	7.60	67.48
2041	0.82	0.13	0.36	6.91	7.71	30.93	6.71	53.58
2042	0.68	0.12	0.13	1.00	8.30	28.47	6.19	44.89
2043	0.64	0.11	0.11	0.85	7.00	25.19	5.51	39.42
2044	0.61	0.10	0.07	0.73	0.97	22.90	4.76	30.14
2045	0.58	0.09	0.05	0.54	0.88	21.35	4.41	27.89

Fuente: Información IRR 2019 y cálculos Unión Temporal Prospección UPME 2020

En la Tabla 20 se presenta el volumen de reservas para cada tipo de reservas.

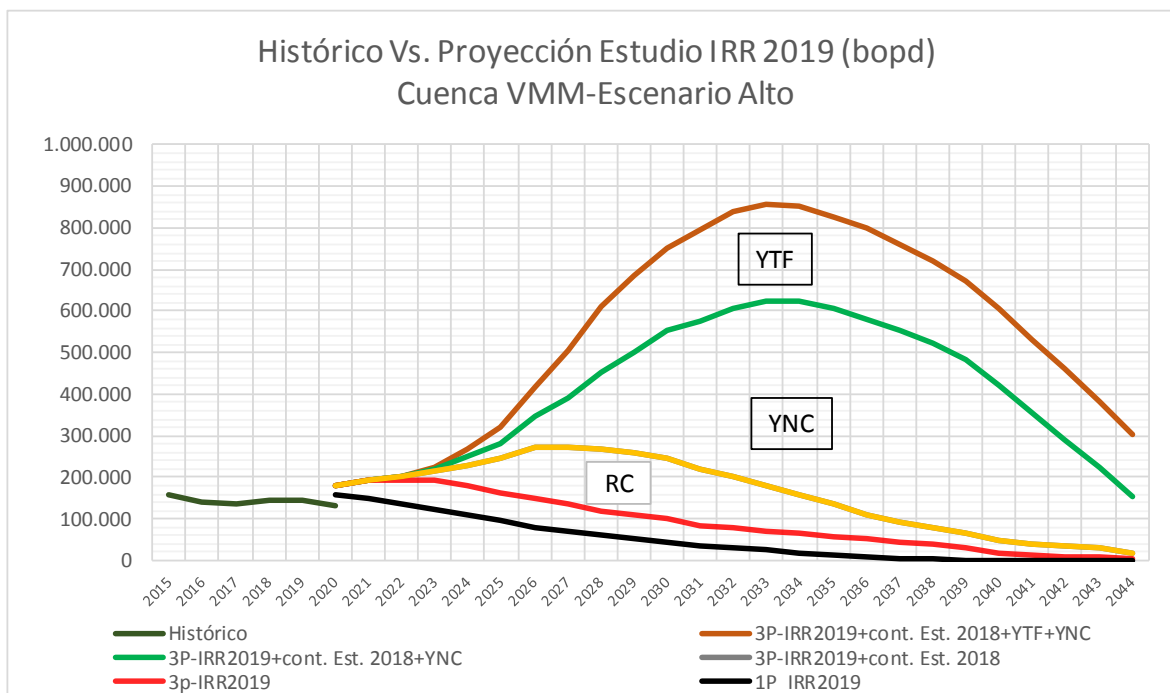
**Tabla 20: Escenario Medio – cuenca del VMM – reservas/recursos**

Reservas	Kbls
PDP	283.521
PNP	26.636
PND	114.414
<b>1P</b>	<b>424.571</b>
Probables	211.125
Posibles	174.388
<b>3P</b>	<b>810.084</b>
Contingente	544.583
YTF	53.265

Fuente: Información IRR 2019 y cálculos Unión Temporal Prospección UPME 2020



**Figura 197: Proyección producción cuenca VMM – Escenario Alto - BPD**



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

La potencialidad de la cuenca sigue siendo muy importante para el país. Al aporte de los recursos contingentes en proceso de desarrollo para pasar a reservas que llevarían la producción a más de 200 mil barriles día en 3 años, si se desarrolla una campaña exploratoria más agresiva en el área en conjunto con los esfuerzos que la industria y el gobierno adelantan para el desarrollo de los yacimientos no Convencionales en el mediano plazo, alrededor del año 2030 la cuenca estaría produciendo más de 700 mil barriles día.

Esta es la cuenca con mayores oportunidades de infraestructura de transporte de fluidos y gas, los gasoductos y oleoductos principales cruzan por ella, el río Magdalena se puede eventualmente aprovechar para transporte fluvial, e igualmente está cerca de la infraestructura férrea. Si contar la moderna red de carreteras que estará lista en el corto plazo y que conecta el interior del país con las costas atlántica y pacífica.

Se estima que los YNC en el periodo de tiempo evaluado llegaría a producir hasta 470 mil barriles día en el año 2036, los pilotos indicarán si existe potencial para mantener ese nivel por varios años.

#### 7.2.2.3.2 ESCENARIO ALTO AJUSTADO CON NUEVA INFORMACIÓN

Para el Escenario Alto se consideran además de la información del Escenario Medio recursos contingentes adicionales (Tabla 21), YTF (Tabla 22) y Recursos No convencionales Tabla 23.

En los recursos contingentes adicionales tenemos la reactivación de los campos San Luis y Tenerife y las oportunidades del YTF que como se mencionó anteriormente, están planteadas en el capítulo de oportunidades exploratorias de los bloques 58, 6, 282, 56 y 115.

**Tabla 21: Escenario Alto – Recursos contingentes adicionales VMM**

Cuenca	Contrato	Campo	Contingentes Kbl/d
VMM	DE MARES	Tenerife	4.592
VMM	DE MARES	San Luis	2.296

Fuente: Información IRR 2019 y cálculos Unión Temporal Prospección UPME 2020

**Tabla 22: Escenario Alto Áreas de YTF VMM**

Cuenca	Áreas	YTF (Kbls)
VMM	FORTUNA	213.237
VMM	LAS MONAS	115.269
VMM	VMM 32	67.239
VMM	MIDAS	40.987
VMM	BERRIO	38.557
VMM	LA POLA	30.746
VMM	VMM 39	18.873
VMM	MANA	12.732

Fuente: Información IRR 2019 y cálculos Unión Temporal Prospección UPME 2020

Los YNC en el periodo de tiempo evaluado llegaría a producir hasta 470 mil barriles día desde el año 2033, como se dijo anteriormente, los pilotos indicarán si existe potencial para mantener ese nivel por varios años como se observa en la tabla que aún en el año 2045 se tiene producción por encima de los 400 kbpd.



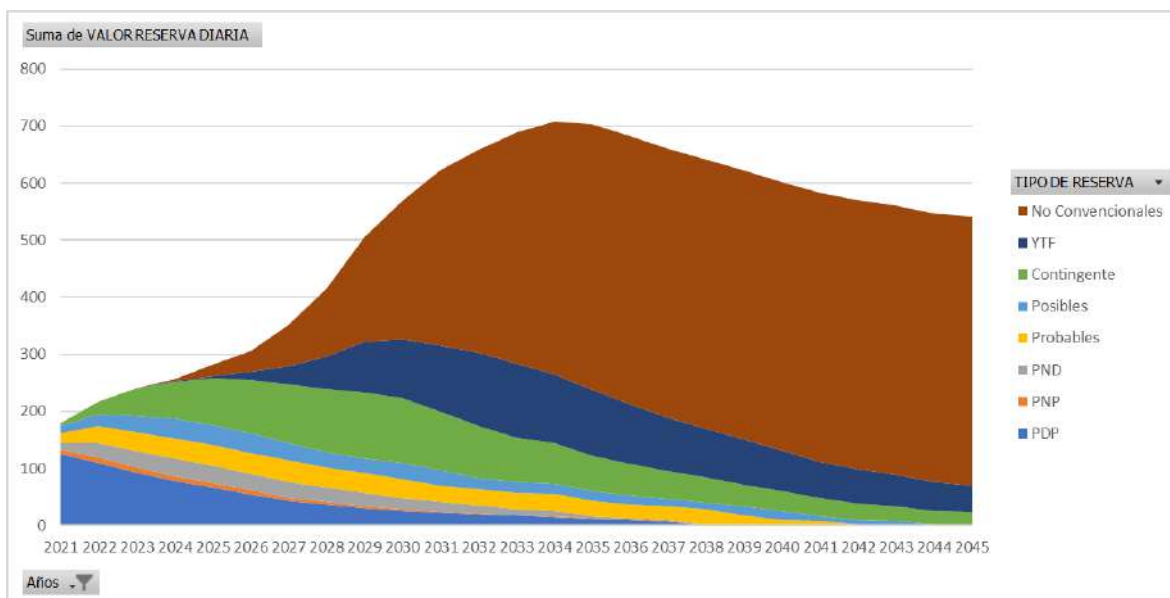
**Tabla 23: Escenario Alto – Recursos de YNC en VMM**

Campo	Contrato	Cuenca	Total kbls
Bloque 235 YNC 1	MAGDALENA MEDIO	VMM	769.016
Bloque 235 YNC 2	MAGDALENA MEDIO	VMM	682.986
Bloque 235 YNC 3	MAGDALENA MEDIO	VMM	639.971
Bloque VMM 39 YN 1	VMM-39	VMM	596.956

Fuente: Información IRR 2019 y cálculos Unión Temporal Prospección UPME 2020

En la Figura 198 y Tabla 24, se presenta el pronóstico de producción ajustado para el Escenario Alto. Como se observa las expectativas económicas del país están puestas en los YNC, que solamente se pueden llevar a cabo se superan los factores críticos, ambientales, sociales y la articulación de las diferentes entidades estatales.

**Figura 198: Producción cuenca VMM Escenario Alto 2021-2045 en KBD**



Fuente: Información IRR 2019 y cálculos Unión Temporal Prospección UPME 2020

**Tabla 24: Datos de producción cuenca VMM Escenario Alto 2021-2045 en KBD**

Año	PDP	PNP	PND	Probables	Posibles	Contingente	YTF	Convencional	Total general
2021	124.78	8.38	11.29	17.46	12.87	5.14	-	-	179.93
2022	110.12	9.18	25.58	29.03	21.28	21.55	-	-	216.73
2023	92.69	8.77	28.82	32.95	29.41	48.28	-	-	240.92
2024	78.40	8.27	30.28	35.14	35.42	64.68	1.02	2.82	256.03
2025	66.42	7.99	30.51	35.74	35.70	81.42	4.46	19.79	282.03
2026	54.92	7.30	28.89	36.65	34.23	92.88	14.66	35.76	305.28
2027	43.49	4.86	27.90	37.93	30.50	102.21	31.52	73.08	351.49
2028	37.30	3.86	25.60	34.92	27.23	110.11	57.22	118.89	415.13
2029	30.83	2.99	23.22	35.35	25.11	115.01	89.11	184.26	505.87
2030	26.03	2.44	20.20	32.08	28.71	113.65	103.31	241.73	568.15
2031	22.98	1.98	16.83	28.81	26.12	102.54	115.82	306.83	621.92
2032	19.52	1.60	13.61	28.45	20.08	91.03	128.41	356.24	658.94
2033	17.18	1.32	11.03	27.64	18.84	78.50	129.00	405.21	688.73
2034	15.23	1.04	9.04	31.02	17.55	70.48	120.89	441.95	707.20
2035	12.19	0.79	2.91	27.87	17.51	61.24	114.72	465.13	702.35
2036	10.56	0.70	2.70	23.43	15.66	54.66	104.11	470.07	681.89
2037	7.47	0.41	2.16	23.43	12.74	48.91	93.56	471.40	660.07
2038	1.05	0.18	0.89	26.27	11.61	43.68	85.58	471.40	640.65
2039	0.97	0.16	0.61	15.63	16.03	38.73	78.20	471.40	621.74
2040	0.90	0.15	0.47	8.22	16.02	34.60	70.72	470.11	601.17
2041	0.82	0.13	0.36	6.91	7.71	31.36	64.70	471.40	583.39
2042	0.68	0.12	0.13	1.00	8.30	28.85	59.46	471.40	569.94
2043	0.64	0.11	0.11	0.85	7.00	25.53	54.73	471.40	560.37
2044	0.61	0.10	0.07	0.73	0.97	23.21	50.12	470.11	545.92
2045	0.58	0.09	0.05	0.54	0.88	21.63	46.48	471.40	541.64

Fuente: Información IRR 2019 y cálculos Unión Temporal Prospección UPME 2020

En Tabla 25, se presentan las reservas para este Escenario.

**Tabla 25: Escenario Alto – cuenca del VMM – reservas/recursos**

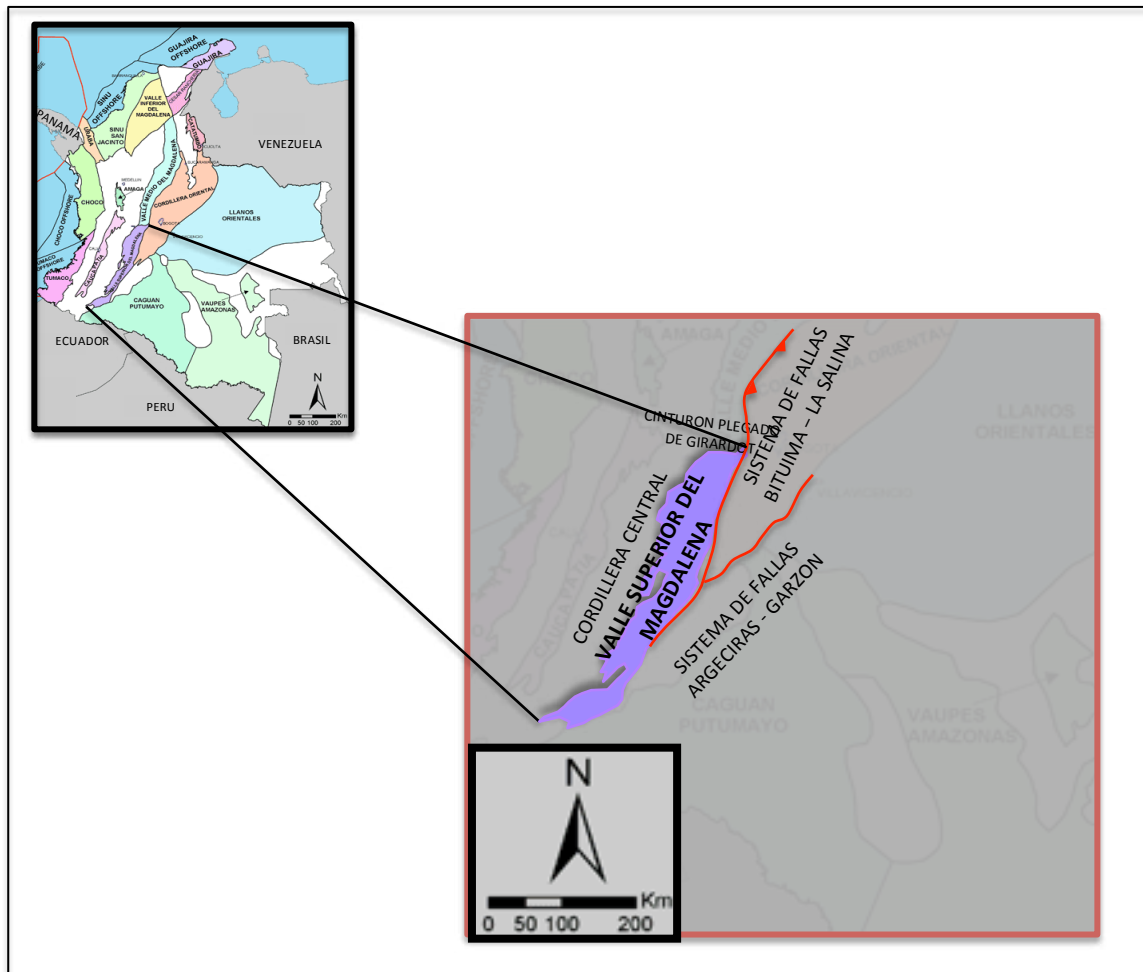
Reservas	Kbls
PDP	283.521
PNP	26.636
PND	114.414
<b>1P</b>	<b>424.571</b>
Probables	211.125
Posibles	174.388
<b>3P</b>	<b>810.084</b>
Contingente	551.472
YTF	590.905
No convencionales	2.688.929

Fuente: Información IRR 2019 y cálculos Unión Temporal Prospección UPME 2020

### 7.3 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 199) 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 199: Localización de la cuenca del Valle Superior del Magdalena.**



Fuente: Tomada de (ANH, 2007).

### 7.3.1 RECURSOS PROSPECTIVOS

#### 7.3.1.1 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 la Figura 200, se visualizan los diferentes periodos de exploración explotación de la cuenca. En ella se ven tres etapas que coincide algunas de ellas con cambios en el concepto de los plays. Aunque parece que ya se hubiese alcanzado un alto grado de madurez y que más descubrimientos adicionaran pocas reservas, lo cierto es que puede existir otro ciclo que corresponda a descubrimientos que se podrán realizar cambiando el play concept.

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, Arrayan, Tempranillo, Ambrosia, Maná y Guando SW con POES entre 5 y 500 MBIs. Se continúa la exploración de la cuenca cerca a los campos de producción.

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 200). En los últimos 5 años (2015 - 2020) se han perforado 2 pozos exploratorios sin éxito.

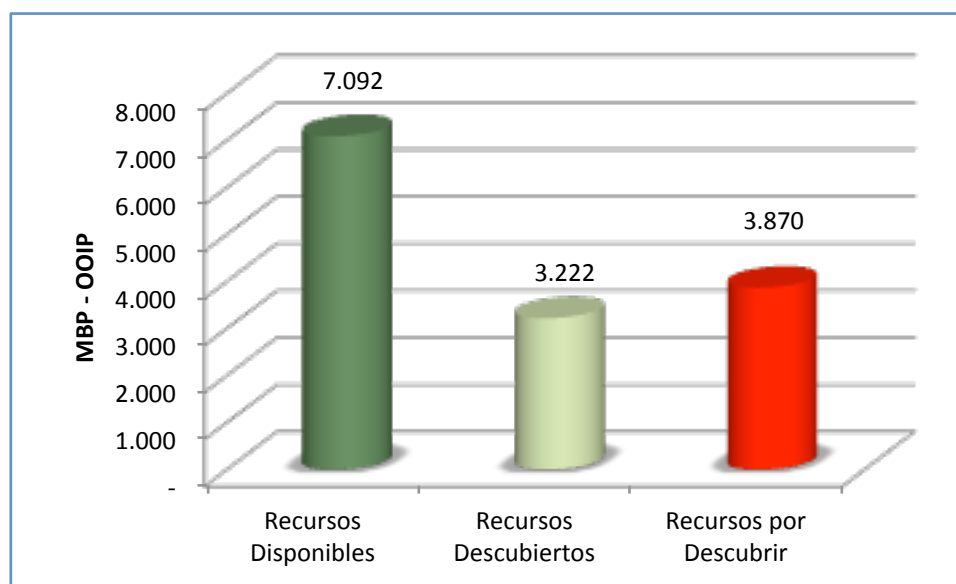
Mapa de la zona de explotación y producción de petróleo en la zona de HUILA, Ecuador. El mapa muestra la distribución geográfica de las actividades de explotación y producción, con una leyenda que indica: Exploración (amarillo), Producción (rojo), TEA (púrpura) y Área disponible (azul). Se observan numerosas parcelas numeradas y el nombre 'HUILA' en el centro.

UNIÓN TEMPORAL **PROSPECCIÓN** UPME 2020  
Contrato No. C-067 de 2020

### 7.3.1.3 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 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 201).

**Figura 201: 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 entrampamiento, 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 MBIs) es el siguiente:

- Cuatro (4) campos tipo Guando (130 MBIs), 25% de factor de recobro con un POES de 2.080 MBIs
- Siete (7) campos tipo Guando SW (12 MBIs), 20% de factor de recobro con un POES de 420 MBIs.
- Doce (12) campos tipo Abanico (11 MBIs), 18% de factor de recobro con un POES de 720 MBIs.
- Seis (6) campos tipo Ortega (14 MBIs), 12,9% de factor de recobro con un POES de 650 MBIs.

#### 7.3.1.4 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, 4 oportunidades en 3 contratos (Figura 202), las cuales alcanzan 392 MBPE en la subcuenca de Neiva, en la subcuenca de Girardot, no se reportaron oportunidades exploratorias y la prospectividad de la cuenca del Valle Superior del Magdalena se concentra en la subcuenca de Girardot. Las oportunidades reportadas se relacionan con los campos tipo definidos en el numeral 7.3.1.3, así:

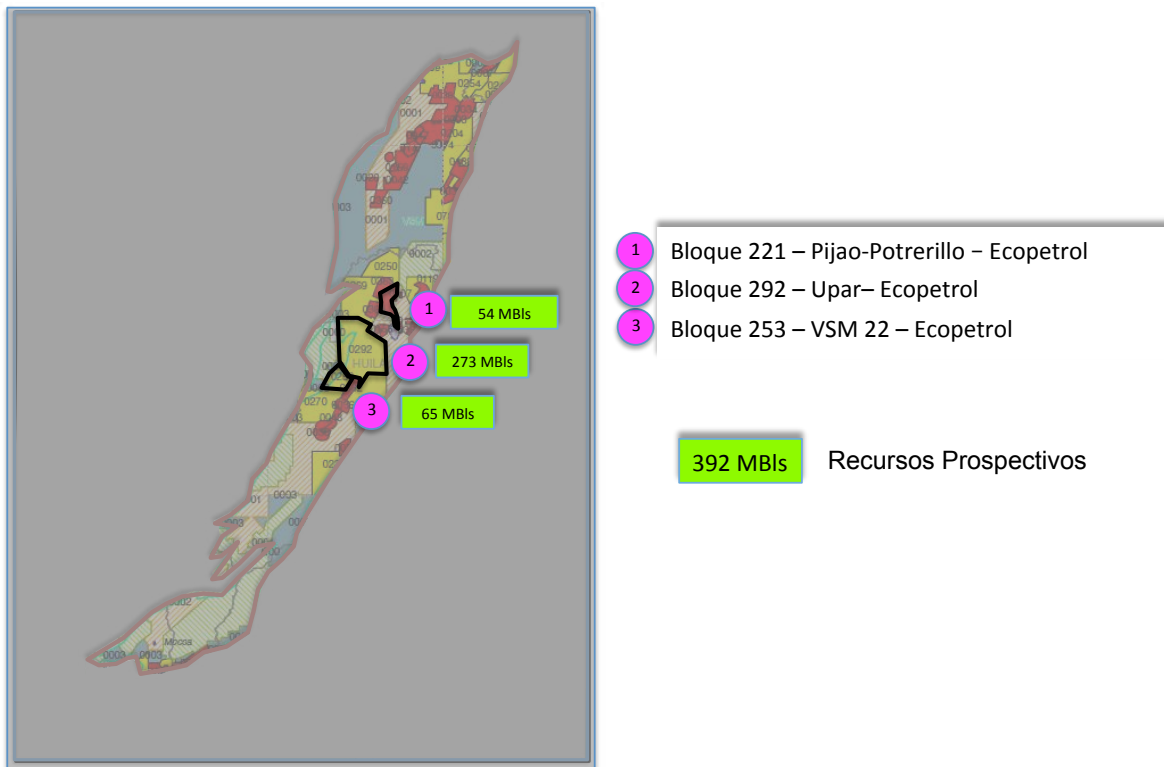
- Bloque 221 – PIJAO–POTRERILLO – La oportunidad, Tenay 2000 con POES de 54 MBIs y aplicando el 20% de factor de recobro, como el campo tipo Abanico



se tendría un volumen recuperable del orden de 11 MBIs (1 campo de los 12 considerados en la proyección del YTF).

- Bloque 292 – UPAR – Las oportunidades, Mijaíl y RP Damana con POES de 273 MBIs y aplicando el 20% de factor de recobro, como el campo tipo Abanico se tendría un volumen recuperable del orden de 54 MBIs (5 campos de los 12 considerados en la proyección del YTF).
- Bloque 253 – VSM 22 – La oportunidad, Hidalgo con POES de 65 MBIs y aplicando el 20% de factor de recobro, como el campo tipo Abanico se tendría un volumen recuperable del orden de 13 MBIs (1 campo de los 12 considerados en la proyección del YTF).

**Figura 202: POES en oportunidades exploratorias identificadas por las compañías operadoras en la cuenca del Valle Superior del Magdalena**



Fuente: UT Prospección UPME 2020. ANH IRR 2019.

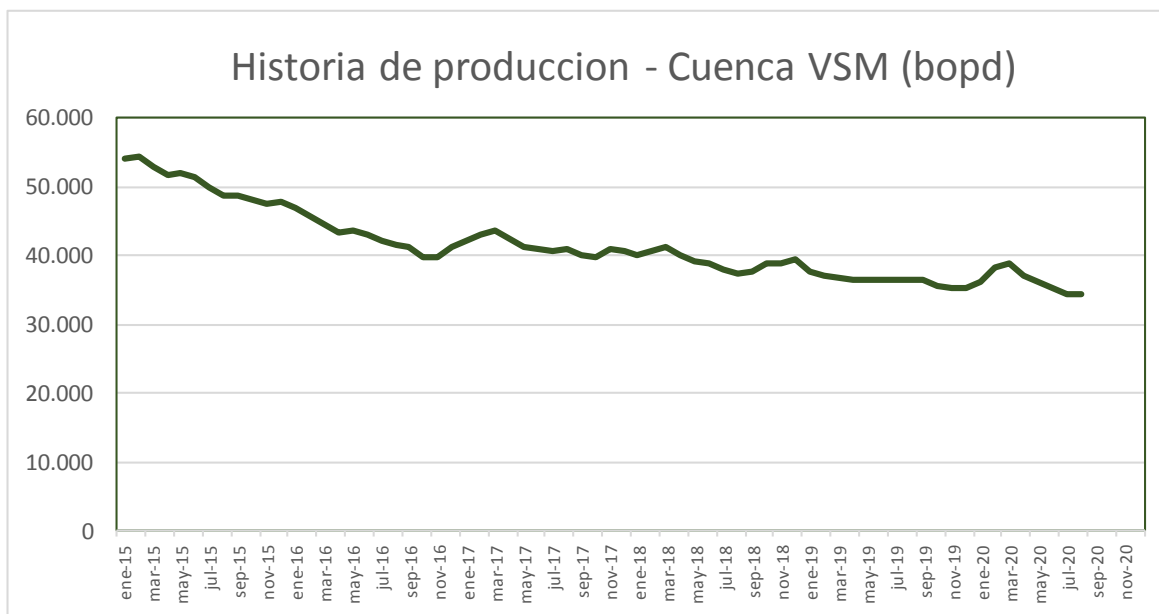
### 7.3.2 ESCENARIOS DE PRODUCCIÓN

La cuenca del Valle Superior del Magdalena es una de las cuencas con mejor infraestructura vial del país, es muy compleja estructuralmente y sus campos más importantes están en declinación, muchos de ellos han sido sometidos en las décadas pasadas a proyectos de recuperación secundaria con buenos resultados.

El factor de recobro en la cuenca se estima cercano al 25 % y los mayores esfuerzos se están dando en la inyección de agua con químicos, que a nivel de piloto tuvo resultados prometedores en los campos Tello, Dina Cretáceos y Palogrande.

La entrada de algunas etapas de desarrollo en campos como Dina Terciario detienen en el año 2017 la declinación en la cuenca, para mantenerse estable desde el 2019 y una caída por efecto de las restricciones del confinamiento (Figura 203).

**Figura 203: Historia de Producción VSM**



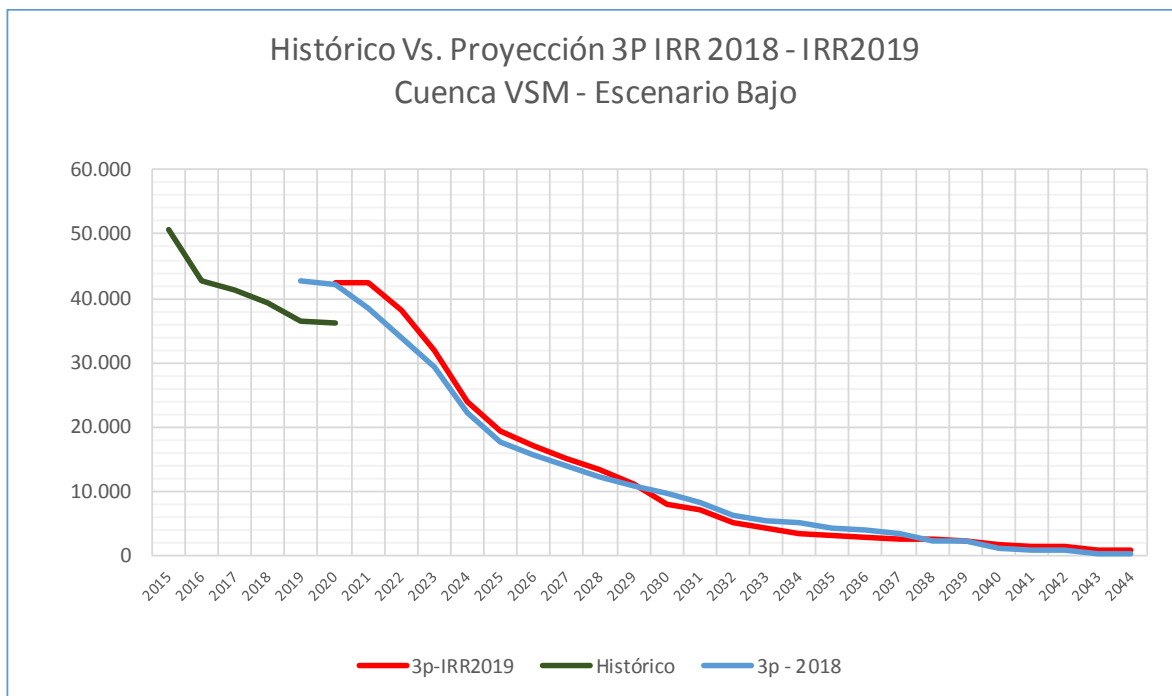
Fuente: Informes de Producción Fiscalizada ANH

### 7.3.2.1 ESCENARIO BAJO

#### 7.3.2.1.1 ESCENARIO BAJO CON INFORMACIÓN PRELIMINAR

Este Escenario considera los pronósticos de las reservas 3P (Probadas, Probables y Posibles (Figura 204). Como lo muestra la gráfica a diferencia del comportamiento en VMM y de los Llanos, el pronóstico de producción del IRR 2019 con respecto al del IRR2018, mantienen un comportamiento estable en el periodo de la pandemia.

**Figura 204: Pronóstico de producción cuenca del VSM – Escenario Bajo**



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

Desde hace un poco más de un año la cuenca no continúa con la declinación que traía desde el año 2016 cuando la producción era de un poco más a 43.000 barriles por día, y cayó en 2018 a cerca de 37.000 barriles por día.

Hay varios campos cerrados como Toy, Quimbaya y Totaré, y planes que por la caída de precios no se han podido llevar a cabo en los campos de Santa Clara y Palermo.

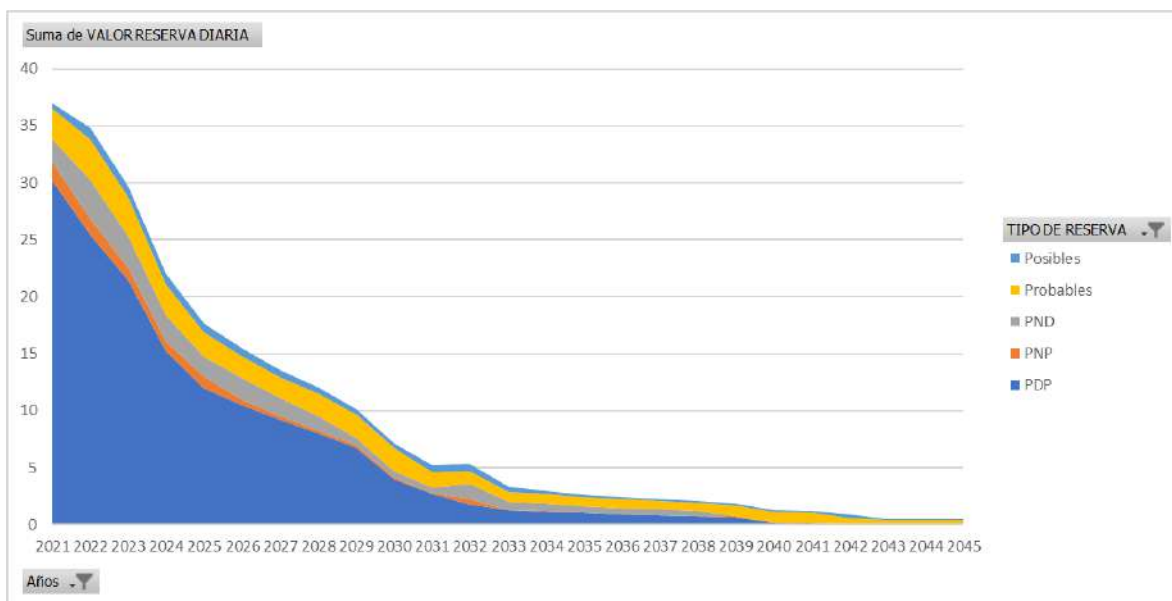
Se estima que la cuenca mantenga una producción de cerca de 40.000 barriles por día hasta el año 2022, cuando los campos entrarían a una etapa fuerte de declinación.

#### 7.3.2.1.2 ESCENARIO BAJO AJUSTADO CON NUEVA INFORMACIÓN

El Escenario Bajo, se consideraron las reservas probadas (PDP, PNP, PND), probables y posibles presentadas en el IRR2019 y se ajustaron las reservas posibles al 50%, los contratos más afectados por efectos de la pandemia y reducción de actividades fueron Palermo y Pijao Potrerillo como se puede ver en el capítulo de análisis realizado por contratos; Palermo se tenía contemplada la perforación de 11 pozos para el año 2020.

En la Figura 205 y Tabla 26 se presenta el pronóstico de producción para el Escenario Bajo. Con estos ajustes, el punto de partida de 36.9 KBD de los pronósticos de producción año 2021, guarda consistencia con el comportamiento histórico de producción que llevaba la cuenca a septiembre de 2020.

**Figura 205: Producción cuenca VSM Escenario Bajo 2021-2045 en KBD**



Fuente: Información IRR y cálculos Unión Temporal Prospección UPME 2020

**Tabla 26: Datos Producción cuenca VSM Escenario Bajo 2021-2045 en KBD**

Año	PDP	PNP	PND	Probables	Posibles	Total general
2021	30.17	1.67	1.99	2.68	0.43	36.94
2022	25.39	1.49	3.34	3.57	1.01	34.80
2023	21.47	1.13	2.76	3.38	0.96	29.70
2024	15.20	0.89	2.26	2.72	0.90	21.98
2025	11.96	1.02	1.79	2.12	0.75	17.65
2026	10.50	0.40	1.90	1.96	0.66	15.42
2027	9.20	0.33	1.60	1.80	0.61	13.54
2028	8.02	0.27	1.23	1.97	0.54	12.03
2029	6.77	0.21	0.63	2.04	0.50	10.15
2030	3.99	0.16	0.57	1.99	0.45	7.17
2031	2.68	0.12	0.51	1.29	0.67	5.26
2032	1.76	0.49	1.31	1.13	0.61	5.30
2033	1.28	0.04	0.69	0.88	0.47	3.36
2034	1.17	0.04	0.64	0.84	0.28	2.96
2035	1.02	0.03	0.59	0.80	0.17	2.61
2036	0.89	0.03	0.55	0.75	0.16	2.37
2037	0.81	0.02	0.50	0.71	0.15	2.20
2038	0.75	0.02	0.47	0.67	0.14	2.05
2039	0.69	0.02	0.05	0.97	0.14	1.86
2040	0.19	0.01	-	0.96	0.13	1.28
2041	0.12	0.05	-	0.90	0.12	1.20
2042	0.04	0.05	-	0.53	0.29	0.91
2043	-	-	-	0.43	0.09	0.52
2044	-	-	-	0.41	0.09	0.49
2045	-	-	-	0.38	0.08	0.47

Fuente: Información IRR 2019 y cálculos Unión Temporal Prospección UPME 2020

En la Tabla 27 se presentan las reservas de acuerdo con su clasificación.

**Tabla 27: Escenario Bajo – cuenca VSM – Clasificación de reservas 2021-2045**

Reservas	Kbls
PDP	56.258
PNP	3.108
PND	8.538
<b>1P</b>	<b>67.904</b>
Probables	13.106
Posibles	3.797
<b>3P</b>	<b>84.808</b>

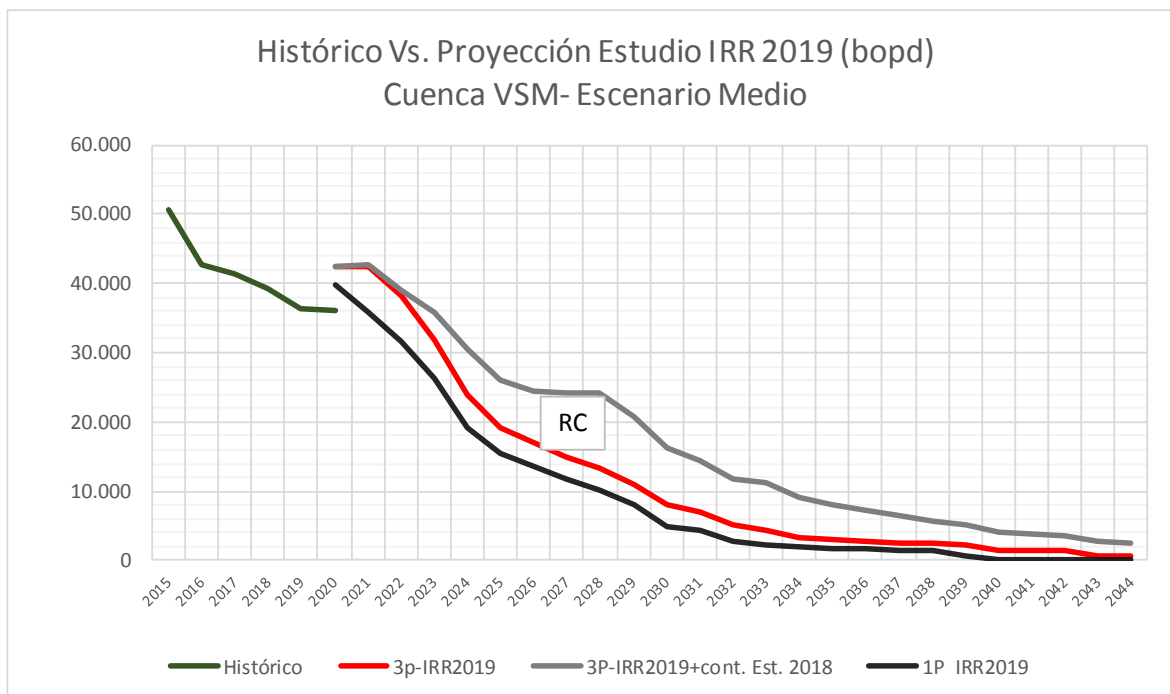
Fuente: Información IRR y cálculos Unión Temporal Prospección UPME 2020

### 7.3.2.2 ESCENARIO MEDIO

#### 7.3.2.2.1 ESCENARIO MEDIO CON INFORMACIÓN PRELIMINAR

En este Escenario se consideran además de los volúmenes de las reservas 3P, los recursos contingentes. Como lo muestra la gráfica los volúmenes esperados no son de magnitud importante con un volumen de recursos contingentes que apenas llegaría a cerca de 500 mil barriles totales que mitigarían la declinación desde el año 2026 a 2028 manteniendo una producción de unos 23.000 barriles día para luego continuar declinando (Figura 206).

**Figura 206: Pronóstico de producción cuenca del VSM – Escenario Medio**



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

En esta cuenca la apertura de los campos cerrados podría ayudar a tener un mayor potencial, y proyectos incrementales en Palogrande y Dina Terciarios que con información parcial del IRR 2019 podrían adicionar unos 20 millones de barriles.

#### 7.3.2.2.2 ESCENARIO MEDIO AJUSTADO CON NUEVA INFORMACIÓN

Para el Escenario Medio se consideró el Escenario Bajo sin la sensibilidad del 50% a las reservas probables, recursos contingentes planteados en el IRR2019 (Tabla 28) y los recursos contingentes adicionales del campo Totaré con 741 kBl.



**Tabla 28: Recursos contingentes IRR2019 - cuenca VSM - Escenario Medio 2021-2045**

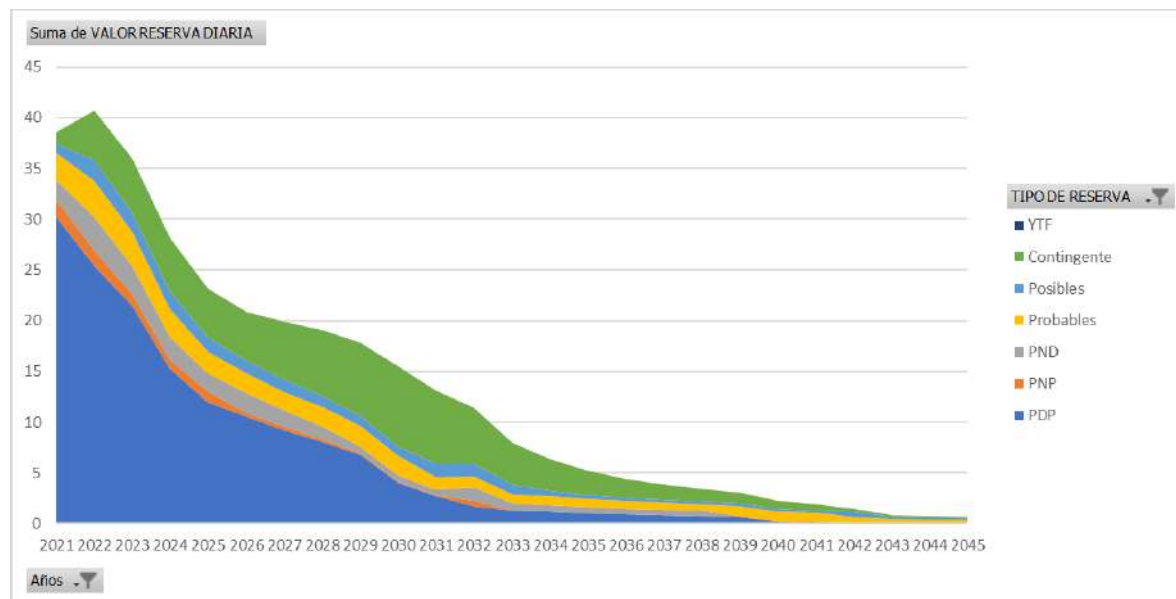
Cuenca	Contrato	Campo	Contingentes Kbls
VSM	PIJAO-POTRERILLO	DINA TERCARIO	12.025
VSM	CAMPOS TELLO Y LA JAGUA	TELLO	6.304
VSM	PIJAO-POTRERILLO	PALOGRADE	5.527
VSM	MANA	MANA	1.614
VSM	AMBROSIA	AMBROSIA	1.472
VSM	PIJAO-POTRERILLO	CEBU	1.422
VSM	HOBO	YAGUARA	823
VSM	RIO OPIA	RIO OPIA	478
VSM	PALERMO	SAN FRANCISCO	162
VSM	MATAMBO	GIGANTE	7

Fuente: Información IRR y cálculos Unión Temporal Prospección UPME 2020

Los recursos contingentes como se mencionó anteriormente, están dirigidos a apertura de campos y proyectos de producción incremental.

En la Figura 207 y en la Tabla 29 se presenta los pronósticos de producción para el Escenario Medio.

**Figura 207: Producción cuenca VSM Escenario Medio 2021-2045 en KBD**



Fuente: Información IRR 2019 y cálculos Unión Temporal Prospección UPME 2020

**Tabla 29: Datos Producción cuenca VSM Escenario Medio 2021-2045 en KBD**

Año	PDP	PNP	PND	Probables	Posibles	Contingente	YTF	Total general
2021	30.17	1.67	1.99	2.68	0.87	1.20	-	38.58
2022	25.39	1.49	3.34	3.57	2.03	4.86	-	40.67
2023	21.47	1.13	2.76	3.38	1.91	5.36	-	36.02
2024	15.20	0.89	2.26	2.72	1.80	5.23	-	28.11
2025	11.96	1.02	1.79	2.12	1.50	4.80	-	23.20
2026	10.50	0.40	1.90	1.96	1.32	4.80	-	20.88
2027	9.20	0.33	1.60	1.80	1.23	5.76	-	19.91
2028	8.02	0.27	1.23	1.97	1.09	6.53	-	19.11
2029	6.77	0.21	0.63	2.04	1.00	7.19	-	17.84
2030	3.99	0.16	0.57	1.99	0.91	7.86	-	15.49
2031	2.68	0.12	0.51	1.29	1.34	7.15	-	13.08
2032	1.76	0.49	1.31	1.13	1.21	5.47	-	11.38
2033	1.28	0.04	0.69	0.88	0.93	4.12	-	7.94
2034	1.17	0.04	0.64	0.84	0.55	3.13	-	6.37
2035	1.02	0.03	0.59	0.80	0.33	2.43	-	5.20
2036	0.89	0.03	0.55	0.75	0.32	1.90	-	4.43
2037	0.81	0.02	0.50	0.71	0.30	1.53	-	3.88
2038	0.75	0.02	0.47	0.67	0.29	1.24	-	3.43
2039	0.69	0.02	0.05	0.97	0.27	1.02	-	3.02
2040	0.19	0.01	-	0.96	0.25	0.85	-	2.26
2041	0.12	0.05	-	0.90	0.24	0.59	-	1.91
2042	0.04	0.05	-	0.53	0.59	0.23	-	1.44
2043	-	-	-	0.43	0.18	0.19	-	0.80
2044	-	-	-	0.41	0.17	0.14	-	0.72
2045	-	-	-	0.38	0.16	0.11	-	0.66

Fuente: Información IRR 2019 y cálculos Unión Temporal Prospección UPME 2020

En la Tabla 30 se presenta la clasificación de las reservas para el Escenario Medio.

**Tabla 30: Escenario Medio – cuenca VSM – Clasificación de reservas/recursos 2021-2045**

Reservas	Kbls
PDP	56.258
PNP	3.108
PND	8.538
<b>1P</b>	<b>67.904</b>
Probables	13.106
Posibles	7.595
<b>3P</b>	<b>88.605</b>
Contingente	30.576
YTF	-

Fuente: Información IRR 2019 y cálculos Unión Temporal Prospección UPME 2020

### 7.3.2.3 ESCENARIO ALTO

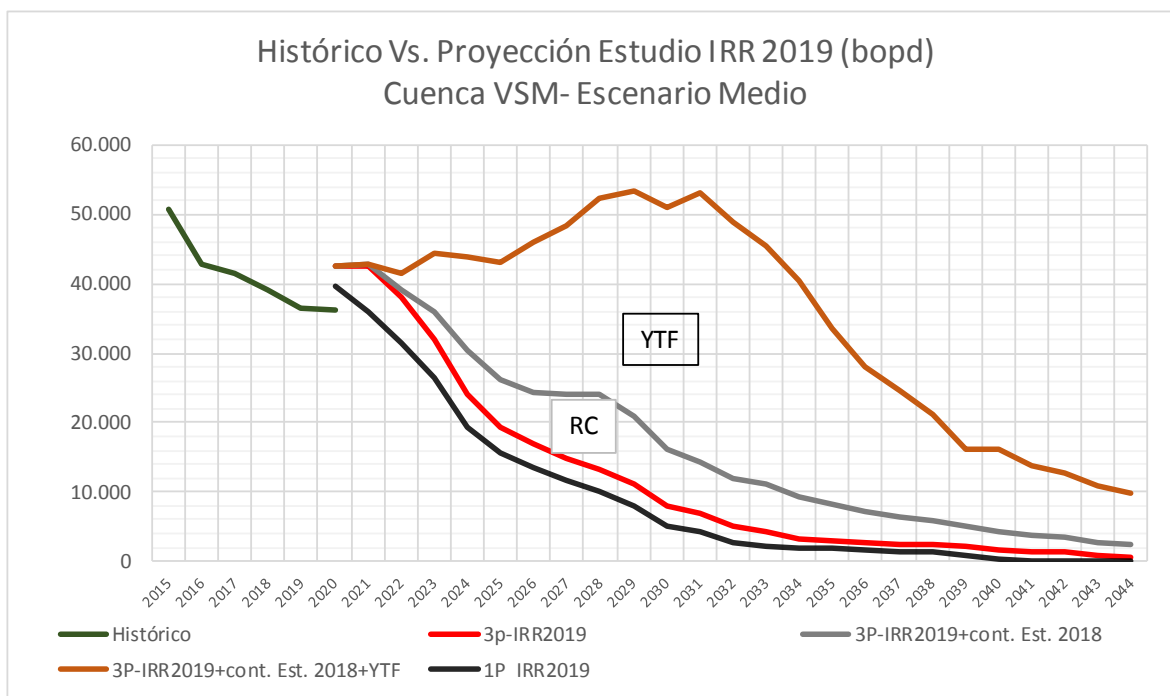
#### 7.3.2.3.1 ESCENARIO ALTO CON INFORMACIÓN PRELIMINAR

En este Escenario, adicional de pronóstico del Escenario Medio, se consideran los volúmenes de petróleo estimados para el YTF . Se estima que una campaña exploratoria al norte de la cuenca podría tener el descubrimiento de campos tipo Guando, Maná o Abanico, con las ventajas de infraestructura de la cuenca su desarrollo se haría con costos menores que en otras áreas del país.

Es importante revisar lo que se ha hecho en otras cuencas, como en Los Llanos Orientales, VMM y VIM la posibilidad de entrampamientos en cercanías de los campos en explotación, Near Field Exploration, el área límite de la cuenca con el Valle Medio como lo mostró con Bufalo-1 en el municipio de Guaduas.

El presente Escenario plantea volúmenes del 20 % de los recursos prospectivos que eventualmente podrían alcanzar una producción de 50 mil barriles por día al final de esta década.

**Figura 208: Pronóstico de producción cuenca del VSM – Escenario Alto**



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

#### 7.3.2.3.2 ESCENARIO ALTO AJUSTADO CON NUEVA INFORMACIÓN

Para el Escenario Alto, además de tener en cuenta el Escenario Medio se consideran los recursos contingentes adicionales presentados en la Tabla 31 y los recursos de YTF que se encuentran en la Tabla 32.

**Tabla 31: Recursos contingentes - cuenca VSM - Escenario Alto 2021-2045**

Cuenca	Contrato	Campo	Contingentes Kbls
VSM	QUIMBAYA	Quimbaya	4.746
VSM	TOY	Toy	3.204

Fuente: Información IRR 2019 y cálculos Unión Temporal Prospección UPME 2020

**Tabla 32: Recursos de YTF cuenca VSM Escenario Alto 2021-2045**

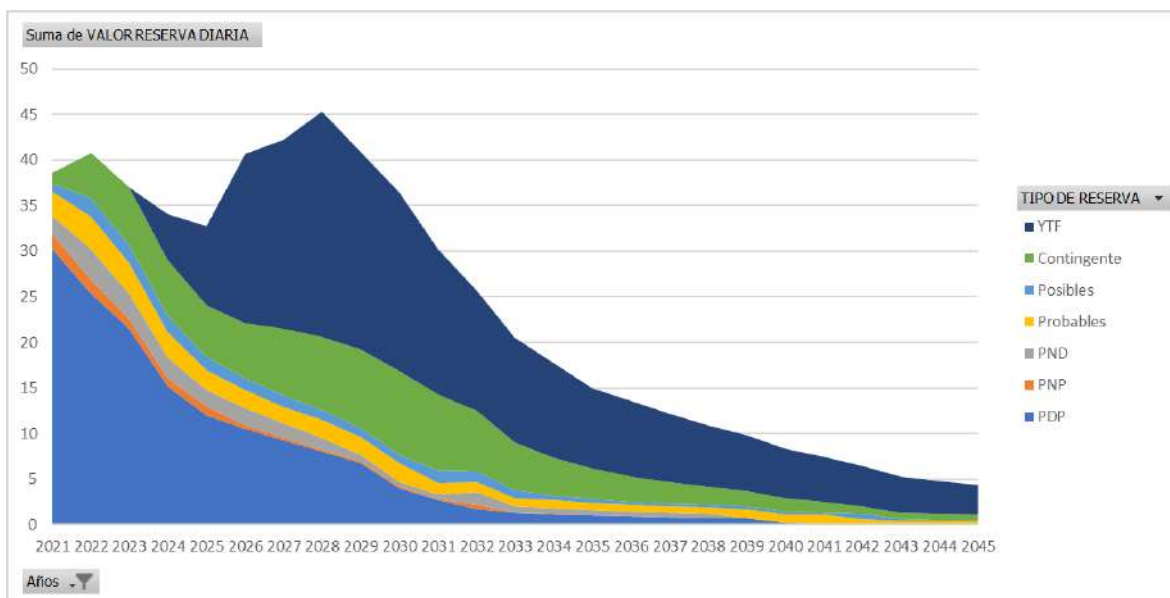
Cuenca	Areas	YTF (Kbls)
VSM	UPAR	62.705
VSM	PIJAO-POTRERILLO	11.163
VSM	VSM 22	11.163

Fuente: Información IRR 2019 y cálculos Unión Temporal Prospección UPME 2020

Los campos Quimbaya y Toy son campos que se encuentran cerrados y como se ha mencionado se clasifican como en campos descubiertos no desarrollados que corresponden a uno de los factores críticos del negocio. No son campos deseados por las grandes empresas, pero si para empresas pequeñas que, con sus inversiones, puestos de trabajo, regalías ayudan al país. En cuanto a los recursos de YTF, son los recursos prospectivos que se analizaron el capítulo respectivo y están relacionados con las oportunidades del de los bloques 221, 292 y 253.

En la Figura 209 y Tabla 33, se presentan los pronósticos de producción para la cuenca VSM en el Escenario Alto.

**Figura 209: Producción cuenca VSM Escenario Alto 2021-2045 en KBD**



Fuente: Información IRR 2019 y cálculos Unión Temporal Prospección UPME 2020

**Tabla 33: Datos Producción cuenca VSM Escenario Alto 2021-2045 en KBD**

Año	PDP	PNP	PND	Probables	Posibles	Contingente	YTF	Convencional	Total general
2021	30.17	1.67	1.99	2.68	0.87	1.20	-	-	38.58
2022	25.39	1.49	3.34	3.57	2.03	4.98	-	-	40.79
2023	21.47	1.13	2.76	3.38	1.91	6.31	-	-	36.97
2024	15.20	0.89	2.26	2.72	1.80	6.08	5.06	-	34.02
2025	11.96	1.02	1.79	2.12	1.50	5.62	8.75	-	32.78
2026	10.50	0.40	1.90	1.96	1.32	5.99	18.60	-	40.67
2027	9.20	0.33	1.60	1.80	1.23	7.38	20.69	-	42.23
2028	8.02	0.27	1.23	1.97	1.09	8.04	24.68	-	45.30
2029	6.77	0.21	0.63	2.04	1.00	8.60	21.67	-	40.92
2030	3.99	0.16	0.57	1.99	0.91	9.18	19.67	-	36.46
2031	2.68	0.12	0.51	1.29	1.34	8.37	15.84	-	30.14
2032	1.76	0.49	1.31	1.13	1.21	6.61	13.11	-	25.64
2033	1.28	0.04	0.69	0.88	0.93	5.19	11.52	-	20.53
2034	1.17	0.04	0.64	0.84	0.55	4.13	10.37	-	17.74
2035	1.02	0.03	0.59	0.80	0.33	3.36	8.85	-	14.98
2036	0.89	0.03	0.55	0.75	0.32	2.77	8.31	-	13.61
2037	0.81	0.02	0.50	0.71	0.30	2.34	7.46	-	12.16
2038	0.75	0.02	0.47	0.67	0.29	2.01	6.71	-	10.91
2039	0.69	0.02	0.05	0.97	0.27	1.74	6.04	-	9.78
2040	0.19	0.01	-	0.96	0.25	1.52	5.42	-	8.36
2041	0.12	0.05	-	0.90	0.24	1.22	4.89	-	7.44
2042	0.04	0.05	-	0.53	0.59	0.82	4.40	-	6.44
2043	-	-	-	0.43	0.18	0.74	3.96	-	5.32
2044	-	-	-	0.41	0.17	0.66	3.56	-	4.80
2045	-	-	-	0.38	0.16	0.60	3.21	-	4.36

Fuente: Información IRR 2019 y cálculos Unión Temporal Prospección UPME 2020

De la gráfica podemos ver la importancia que tiene para esta cuenca los prospectos exploratorios que para el 2024 empezaría a aportarle producción.

En la Tabla 34 vemos la desagregación por la clasificación de reservas para el Escenario Alto.

**Tabla 34: Clasificación de reservas/recursos -cuenca VSM Escenario Alto 2021-2045**

Reservas	Kbls
PDP	32.040
PNP	4.894
PND	30.171
<b>1P</b>	<b>67.104</b>
Probables	48.214
Posibles	27.692
<b>3P</b>	<b>143.009</b>
Contingente	38.526
YTF	85.030
No convencionales	

Fuente: Información IRR 2019 y cálculos Unión Temporal Prospección UPME 2020

## 7.4 CUENCA CAGUÁN – PUTUMAYO

La cuenca Caguán–Putumayo se encuentra localizada (Figura 210) al sur del país, limitada al noroeste con la cordillera oriental, al noreste con la serranía de La Macarena (SM), al oeste con el macizo de Garzón, al este con la serranía de Chiribiquete (SCH) y al sur con el límite Perú- Ecuador.

### 7.4.1 RECURSOS PROSPECTIVOS

La cuenca Caguán – Putumayo se caracteriza por contar con un alto potencial petrolífero, representado en la explotación de 32 campos.

#### 7.4.1.1 HISTORIA EXPLORATORIA

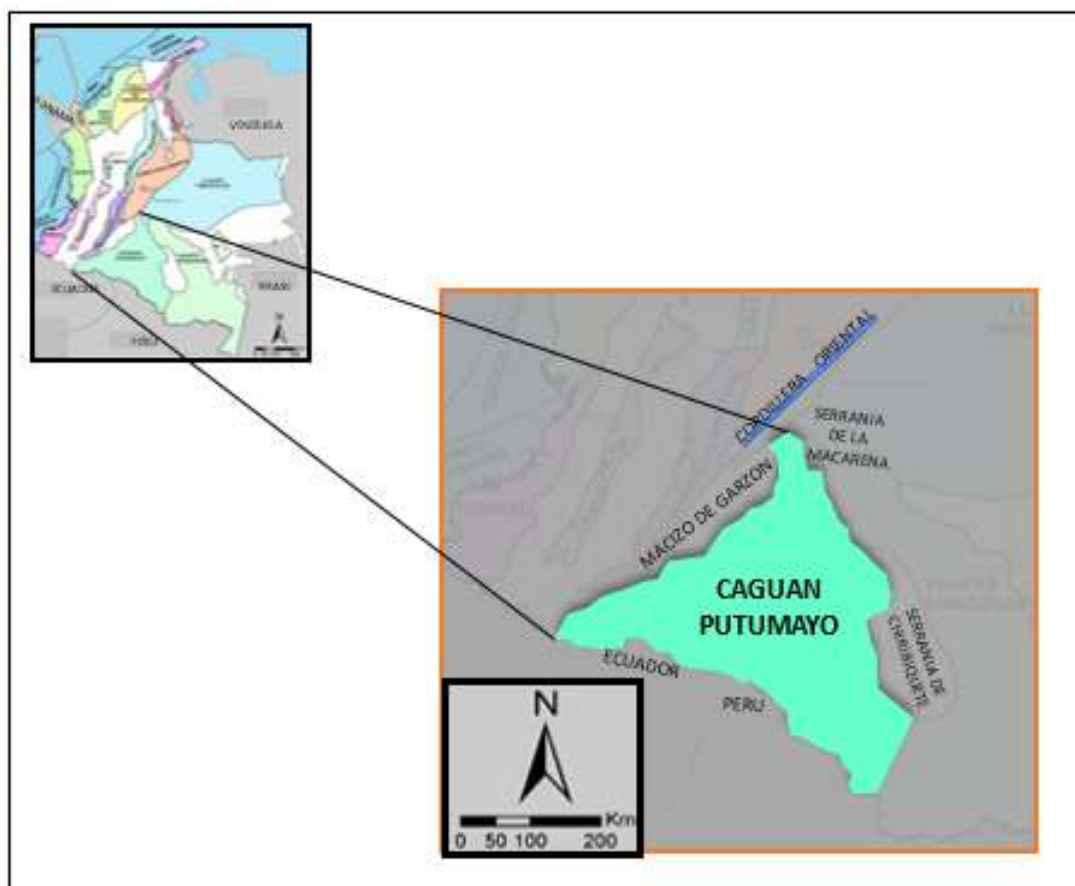
La historia exploratoria de la cuenca Caguán - Putumayo comenzó en la década de los 1960's con el descubrimiento del campo Orito por la compañía Texas Petroleum Company, con un POES cercano a los 1.500 MBIs.

Entre las décadas de los 60's y los 90's se descubrieron los campos de Acae-San Miguel, Loro, Caribe, Churuyaco, Sucumbíos, Nancy, Burdine, y Bagre West, Hormiga-1X, Quinde, Quillacinga, Quilili, Cohembí y Mansoyá con POES entre 300



y 20 MBIs y se descubrieron algunos campos con POES menor a 10 MBIs como los de Yurilla y Mirafior

**Figura 210: Localización de la cuenca Caguán - Putumayo**



Fuente: Tomada de (ANH, 2007).

En la década de los 2000's se realizaron nuevos descubrimientos con nuevos conceptos geológicos, como Moquetá y Costayaco con POES entre 100 y 200 MBIs. Adicionalmente en la subcuenca Caguán se descubrió el campo Capella de crudo pesado con POES cercano a los 500 MBIs.

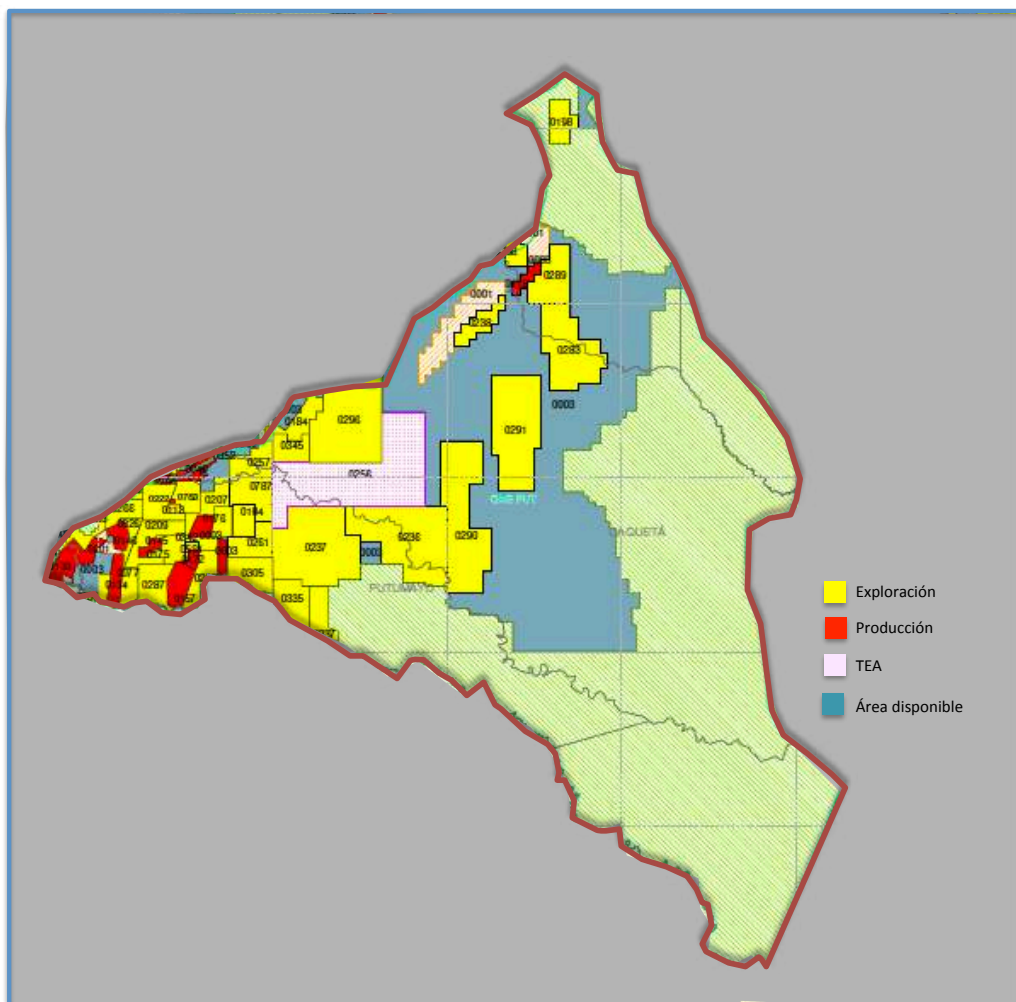
Y en la década de 2010's se están probando plays estratigráficos, como el pozo Confianza, descubrimiento del año 2017. Adicionalmente en 2017 se descubrió hidrocarburos en los pozos Cumplidor, Alpha y Vonú. Al noroeste de la cuenca se

están buscando los diferentes niveles estratigráficos que producen en la cuenca oriente del Ecuador y que producen al este de la subcuenca del Putumayo.

#### 7.4.1.2 ASIGNACION DE AREAS Y ACTIVIDAD EXPLORATORIA

En la cuenca Caguán - Putumayo se encuentran vigentes, a septiembre de 2020, 37 contratos en exploración y 12 contratos en producción (Figura 211). En los últimos 5 años (2015 - 2020) se han perforado 12 pozos exploratorios, de los cuales 6 tuvieron manifestaciones de hidrocarburos con un porcentaje de éxito del 50%.

**Figura 211: Mapa de tierras cuenca Caguán - Putumayo**



Fuente: Tomada de (ANH, 2020)

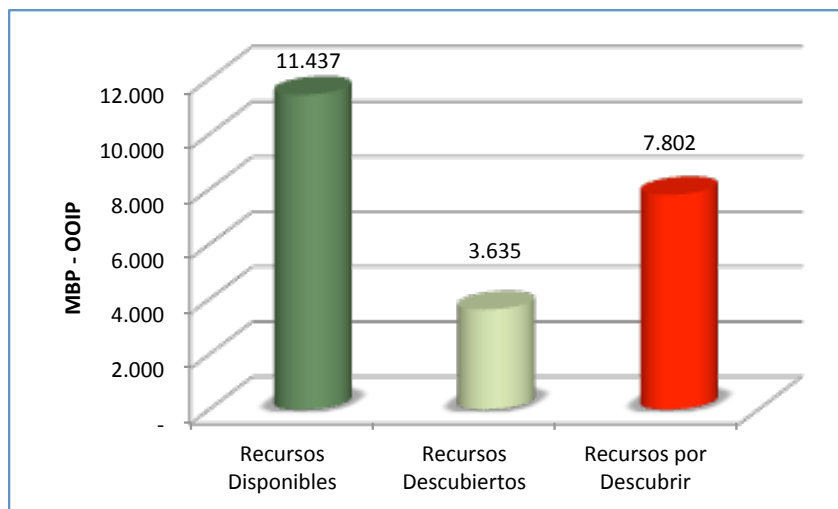
#### 7.4.1.3 VOLÚMENES DE RECURSOS PROSPECTIVOS

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 Caguán - Putumayo, se estimaron 11.437 MBPE de Hidrocarburos Disponibles (2% OOIP), de los cuales se han descubierto 3.635 MBPE (OOIP), y quedarían por encontrar 7.802 MBPE Original En Sitio (Figura 212).

El análisis de Yet To Find en 2018 para la cuenca de Caguán – Putumayo se basó en los estudios realizados por las compañías operadoras en la subcuenca Putumayo, las cuales calcularon un POES (p50) de recursos prospectivos en sus campos de producción superior a 1.200 MBPE, en diferentes capas de la columna estratigráfica que producen en otros campos y en áreas prospectivas cerca de los campos de producción, otros recursos prospectivos por 1.580 MBPE, para un total de 2.780 MBPE y para la subcuenca de Caguán, las compañías han identificado áreas prospectivas en el tren del campo Capella por un valor de 2.220 MBIs, para un total de la cuenca Caguán – Putumayo de 5.000 MBIs.

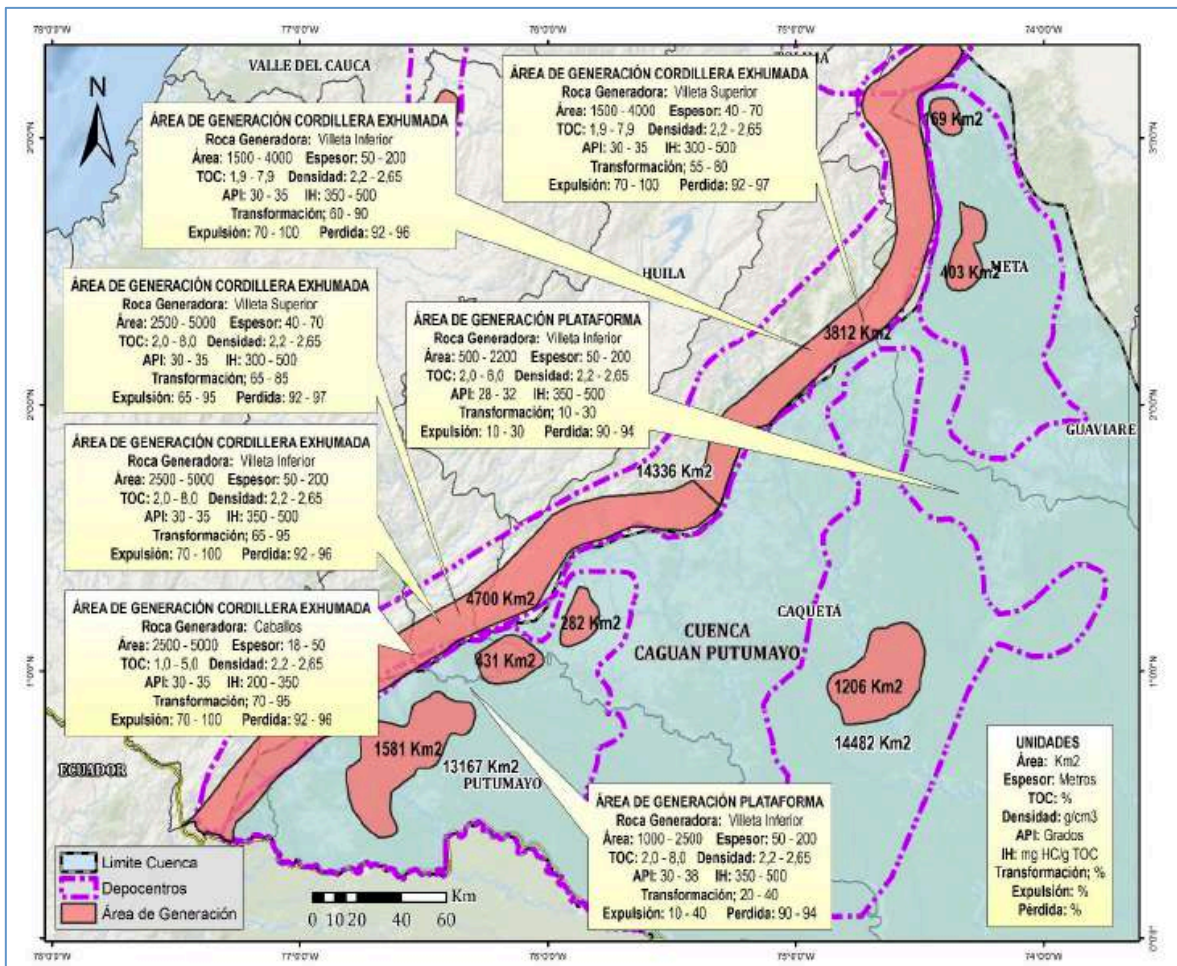
En la evaluación realizada por la ANH en 2019 quedarían por encontrar 7.802 MBPE, con la consideración que las rocas generadoras se encuentran actualmente en la expuestas en la cordillera oriental estuvieron en fase de generación y expulsión antes del levantamiento de la cordillera. (Figura 213).

**Figura 212: Estimativo YTF cuenca Caguán - Putumayo**



Fuente: Tomada de (ANH, 2019)

Figura 213: Áreas de Generación cuenca Caguán - Putumayo



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 (7.802 MBIs) es el siguiente:

- Quince (15) campos tipo Quinde (15 MBIs), 25% de factor de recobro con un POES de 900 MBIs.



- Catorce (14) campos tipo Quillacinga (5 MBIs), 20% de factor de recobro con un POES de 350 MBIs
- Ocho (8) campos tipo Moquetá (15 MBIs), 20 % de factor de recobro con un POES de 600 MBIs.
- Ocho (8) campos tipo Platanillo (20 MBIs), 18% de factor de recobro con un POES de 890 MBIs.
- Diez (10) campos tipo Costayaco (80 MBIs), 30% de factor de recobro con un POES de 2.662 MBIs.
- Seis (6) campos tipo Capella (40) 10 % de factor de recobro con un POES de 2.400 MBIs.

#### 7.4.1.4 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 Caguán - Putumayo, se han estimado que quedarían por encontrar 7.802 MBIs Original En Sitio y las compañías reportaron en IRR 2019, 80 oportunidades en 25 contratos (Figura 214), las cuales alcanzan 5.107 MBIs, en donde se observan oportunidades relacionadas con los campos tipo definidos en el numeral 7.4.1.3, como:

- Bloque 296 – NOGAL – La oportunidad, Limonero-1 con POES de 1.940 MBIs y aplicando el 30% de factor de recobro, como el campo tipo Costayaco se tendría un volumen recuperable del orden de 582 MBIs (7 campos de los 10 considerados en la proyección del YTF).
- Bloque 238 – CEIBA – La oportunidad, Geranio-1 con POES de 415 MBIs y aplicando el 10% de factor de recobro, como el campo tipo Capella se tendría un volumen recuperable del orden de 41 MBIs (1 campo de los 6 considerados en la proyección del YTF).
- Bloque 335 – PUT 13 – Las oportunidades, Alqamari, Tantalú y Tariyura con POES de 258 MBIs y aplicando el 18% de factor de recobro, como el campo tipo Platanillo se tendría un volumen recuperable del orden de 46 MBIs (2 campos de los 8 considerados en la proyección del YTF).

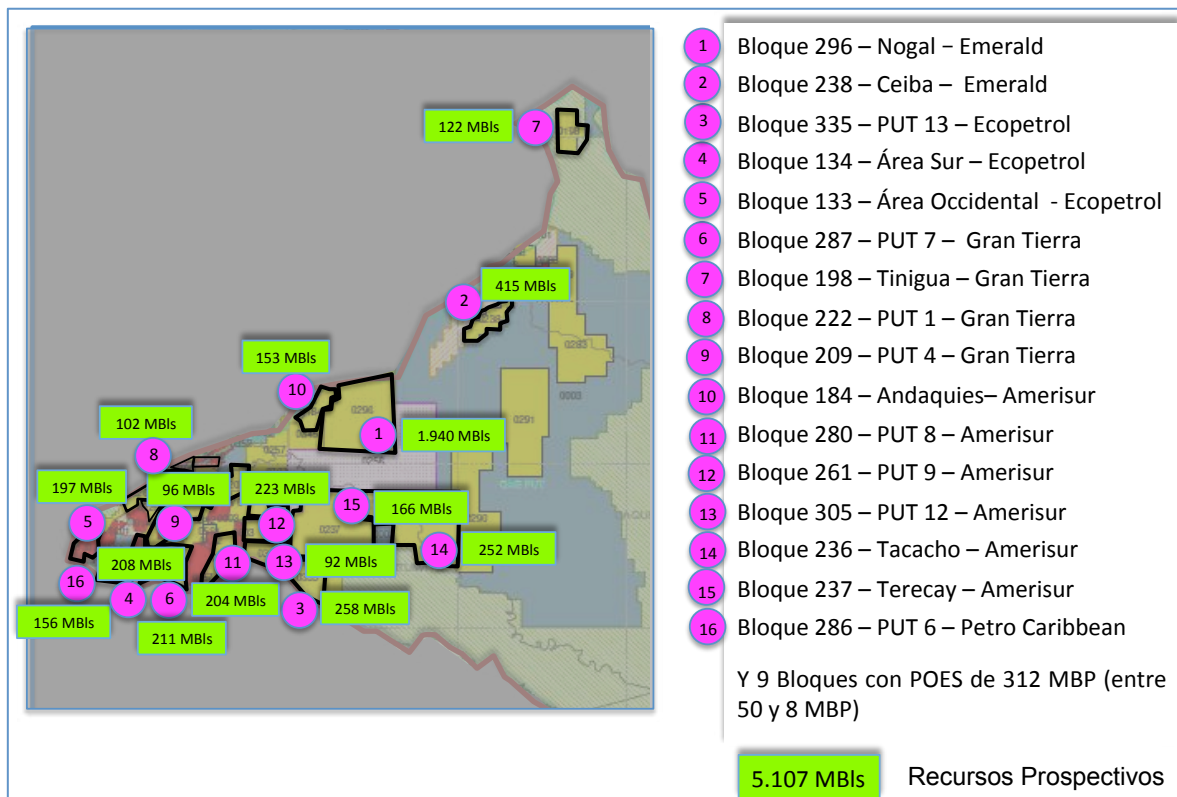
- Bloque 134 – AREA SUR – La oportunidad, Acae con POES de 208 MBIs y aplicando el 25% de factor de recobro, como el campo tipo Quinde se tendría un volumen recuperable del orden de 52 MBIs (4 campos de los 15 considerados en la proyección del YTF).
- Bloque 133 – AREA OCCIDENTAL – Las oportunidades, Amaru y Macao con POES de 197 MBIs y aplicando el 20% de factor de recobro, como el campo tipo Quillacinga se tendría un volumen recuperable del orden de 40 MBIs (8 campos de los 14 considerados en la proyección del YTF).
- Bloque 287 – PUT 7 – Las oportunidades, Aguas Blancas, Camaria, Chuguiro, Northwest, Pegasus y Tamarin con POES de 211 MBIs y aplicando el 20% de factor de recobro, como el campo tipo Quillacinga se tendría un volumen recuperable del orden de 42 MBIs (8 campos de los 14 considerados en la proyección del YTF).
- Bloque 198 – TINIGUA – Las oportunidades, Caimo, y Tinigua con POES de 122 MBLS y aplicando el 10% de factor de recobro, como el campo tipo Capella se tendría un volumen recuperable del orden de 12 MBIs.
- Bloque 222 – PUT 1 – Las oportunidades, Alguacil Deep y Cabañas Norte con POES de 102 MBIs y aplicando el 30% de factor de recobro, como el campo tipo Costayaco se tendría un volumen recuperable del orden de 30 MBIs (medio campo de los 10 considerados en la proyección del YTF).
- Bloque 209 – PUT 4 – Las oportunidades, Colibrí, Companilla, Setuko, Tunamu y Verderon con POES de 96 MBIs y aplicando el 30% de factor de recobro, como el campo tipo Costayaco se tendría un volumen recuperable del orden de 28 MBIs.
- Bloque 184 – ANDAQUIES – Las oportunidades, Caballete, Lead E, Marmota y Tardigrado con POES de 153 MBIs y aplicando el 30% de factor de recobro, como el campo tipo Costayaco se tendría un volumen recuperable del orden de 46 MBIs (medio campo de los 10 considerados en la proyección del YTF).
- Bloque 280 – PUT 8 – Las oportunidades, Bienparado, Bienparado Norte, Bienparado Sur, Brasilia, Miraparriba, Nyctibius NW, Nyctibius Sur con POES de 204 MBIs y aplicando el 18% de factor de recobro, como el campo tipo

Platanillo se tendría un volumen recuperable del orden de 36 MBIs (2 campos de los 8 considerados en la proyección del YTF).

- Bloque 261 – PUT 9 – Las oportunidades, Coendu, Lead 2,3,4,7,8, y Airu con POES de 223 MBIs y aplicando el 18% de factor de recobro, como el campo tipo Platanillo se tendría un volumen recuperable del orden de 40 MBIs (2 campos de los 8 considerados en la proyección del YTF).
- Bloque 305 – PUT 12 – Las oportunidades, Lead 4,5,7, 9 y Maracaya con POES de 92 MBIs y aplicando el 18% de factor de recobro, como el campo tipo Platanillo se tendría un volumen recuperable del orden de 16 MBIs (medio campo de los 8 considerados en la proyección del YTF).
- Bloque 236 – TACACHO – Las oportunidades, Pepino Norte y Pepino Sur con POES de 252 MBIs y aplicando el 18% de factor de recobro, como el campo tipo Platanillo se tendría un volumen recuperable del orden de 45 MBIs (2 campos de los 8 considerados en la proyección del YTF).
- Bloque 237 – TERECA Y – Las oportunidades, M1 y Rumiyaco Norte con POES de 166 MBIs y aplicando el 18% de factor de recobro, como el campo tipo Platanillo se tendría un volumen recuperable del orden de 30 MBIs (1 campo de los 8 considerados en la proyección del YTF).
- Bloque 286 – PUT 6 – Las oportunidades, PUT 6 A, PUT 6 B y PUT 6 C con POES de 156 MBIs y aplicando el 20% de factor de recobro, como el campo tipo Quillacinga se tendría un volumen recuperable del orden de 30 MBIs (6 campos de los 14 considerados en la proyección del YTF).
- Adicionalmente se han identificado 23 oportunidades en 9 bloques con POES de 312 MBIs (entre 50 y 8 MBIs).



**Figura 214: POES en oportunidades exploratorias identificadas por las compañías operadoras en la cuenca Caguán - Putumayo**



Fuente: UT Prospección UPME 2020. ANH IRR 2019.

En la cuenca Caguán - Putumayo, las oportunidades identificadas por las compañías y los campos 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.

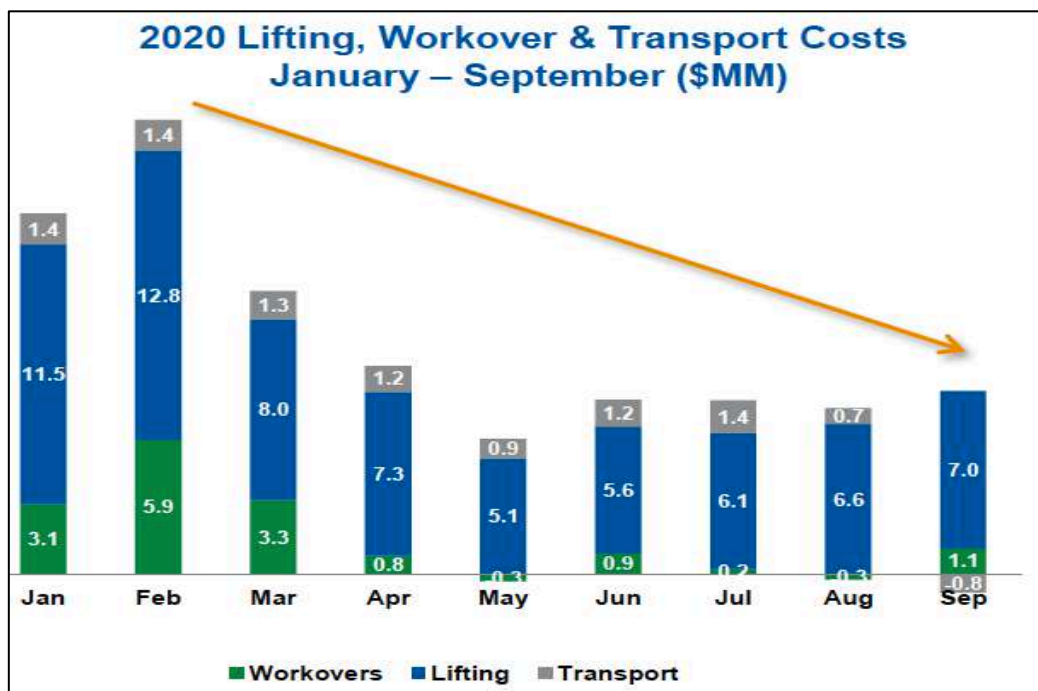
#### 7.4.2 ESCENARIOS DE PRODUCCION

La cuenca de Caguán Putumayo es una de las cuencas con mayor potencial del país, que en las décadas pasadas no ha podido llevar a cabo diversos programas de Exploración y Explotación por problemas de orden público generados por grupos armados ilegales.

Desde los años 60 a 70 cuando la Texas Petroleum Company llevó a cabo un programa importante de exploración y explotación en los campos Orito San

Miguel, la Hormiga, Sucumbíos entre otros y la campaña de Ecopetrol a finales de los años 80 en la cual se encontraron los campos Quillacinga, Quindé, Cohembí, Quilili y Mansoya. Solamente hasta después del año 2000 se retomó con programas importantes la actividad de exploración, resaltando la labor de Grantierra y Amerisur, hoy Geopark que tienen la propiedad de una gran parte de los bloques de exploración del área.

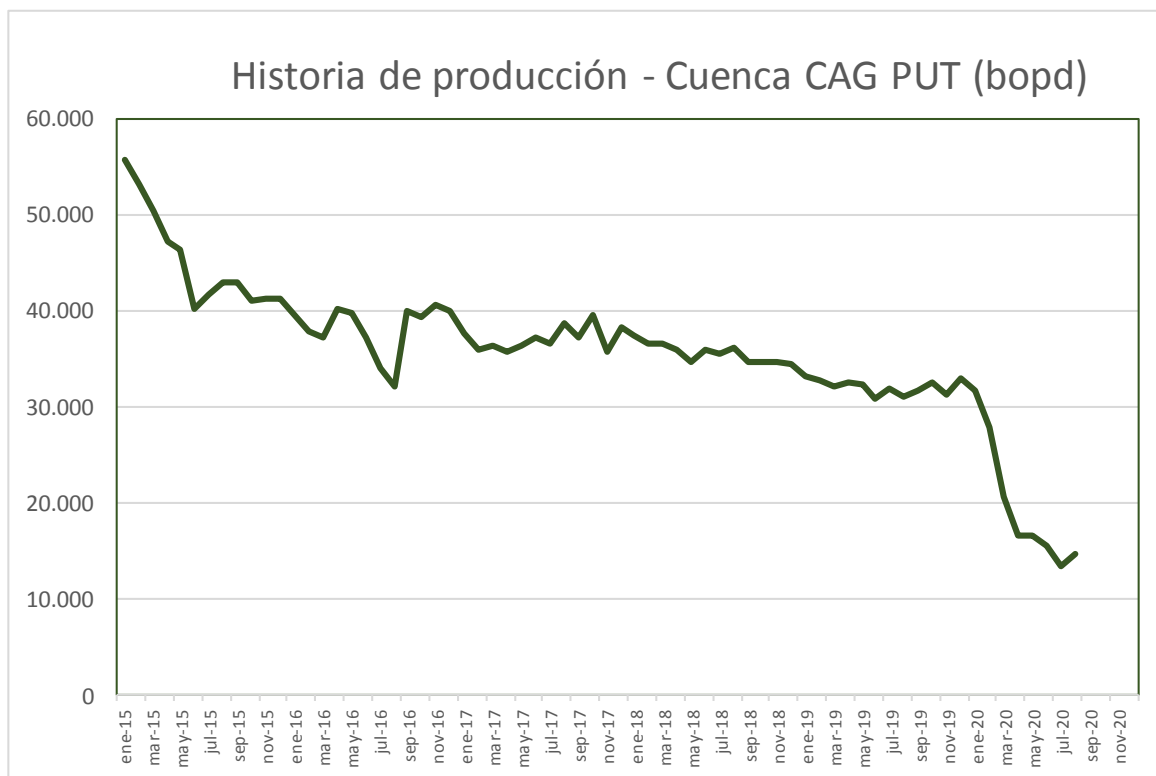
**Figura 215: Manejo de costos de operación en Gran Tierra**



Fuente: Presentación a inversionistas WEB Grantierra octubre 2020.

Grantierra ha logrado manejar escenarios de precios de venta y optimizado sus costos a un gran nivel de eficiencia, como se puede apreciar en la Figura 215, hicieron ajustes desde febrero cuando los costos eran de 20 USD/BI, para alcanzar valores entre 7 a 8 USD/BI, en el punto de venta.

**Figura 216: Historia de producción en la cuenca Caguán Putumayo**



Fuente: Informes de producción Fiscalizada ANH

La producción de la cuenca venía con una alta declinación a inicios del año 2015 por la caída de precios (Figura 216), momento en el cual los principales operadores ajustaron sus gastos y llegaron a un modelo que flexibilizó las opciones de transporte de crudos y servicios y les permitió mantener producciones cercanas a los 30 mil barriles de petróleo por día con niveles de precio superiores a los 45 USD/Bl.

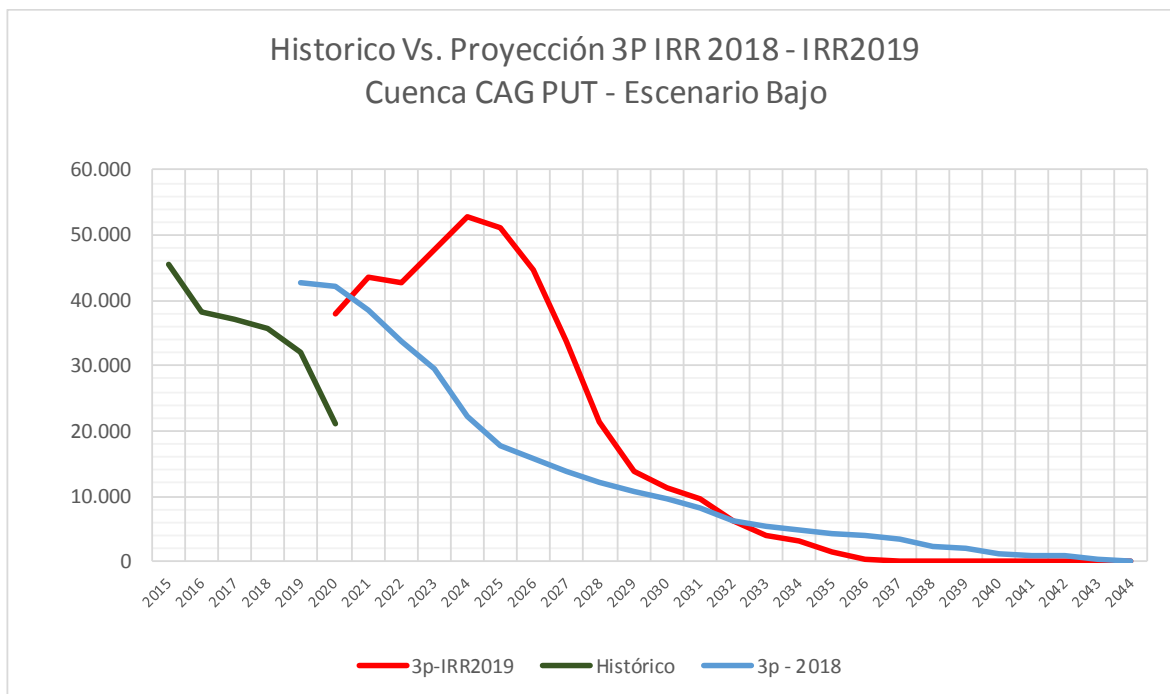
La caída de precios acentuada por la pandemia, las restricciones en la frontera con Ecuador por la cuarentena y limitaciones en los campos que necesitan trabajos de reacondicionamiento continuos para el mantenimiento de la operación originaron una caída drástica de la producción en los campos de Grantierra y Geopark, los de Ecopetrol han mantenido sus niveles. La producción fiscalizada fue del orden de 13.000 barriles por día entre junio y julio que comienza una lenta recuperación en el mes de agosto. Se han programado ya con la reapertura campañas de workover para recuperar la producción en el primer trimestre del 2021.

#### 7.4.2.1 ESCENARIO BAJO

##### 7.4.2.1.1 ESCENARIO BAJO CON INFORMACIÓN PRELIMINAR

Este Escenario tiene en cuenta las reservas 3P. Como se ve en la figura, la caída de precios a comienzos del año 2020, así como la pandemia, han ocasionado una drástica reducción en la producción a niveles que no se reportaban en los últimos 15 años y que presentan una diferencia en el punto de arranque de los pronósticos del IRR2019 y del IRR2018 (Figura 217).

**Figura 217: Pronóstico de producción cuenca del CAG-PUT – Escenario Bajo**



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

Las expectativas en los proyectos incrementales son altas, con inversiones previstas por los principales operadores que llevarían la producción a niveles de 50.000 barriles por día en el 2025. El efecto en la actualidad de las restricciones, seguramente causarán demoras en estos proyectos incrementales, esto dependerá de si en el primer trimestre del 2021 se logra recuperar los niveles del año 2019 alrededor de 30.000 barriles día.

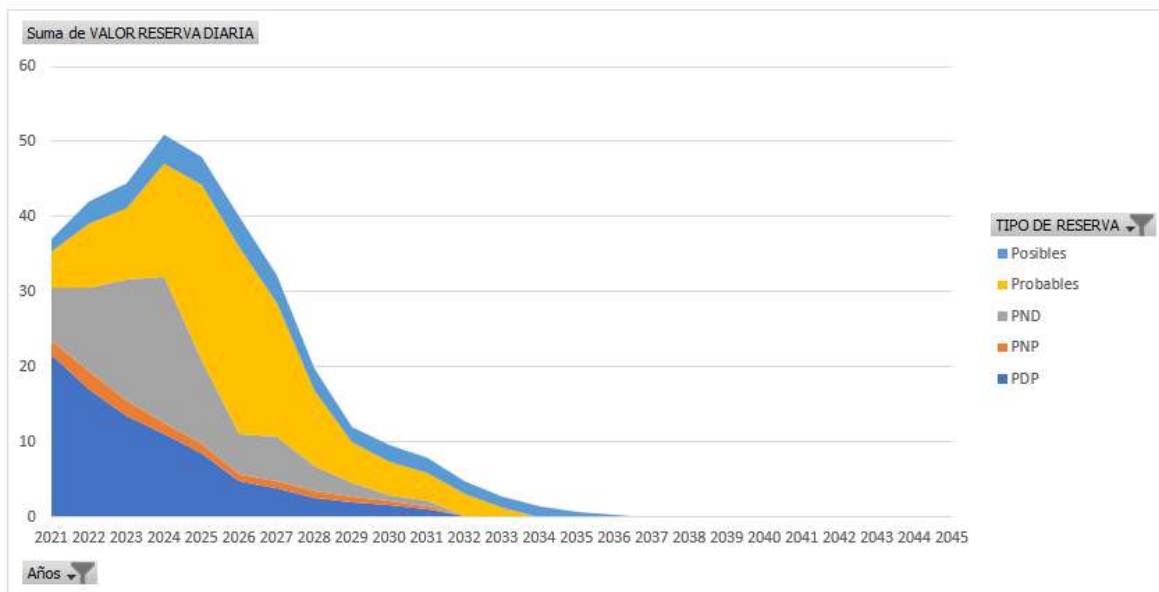
La potencialidad está vigente; problemas como la pandemia no eran previsible para ninguna persona o empresa y la ubicación de los campos y costos de transporte por el OTA, hacen que una importante porción de la producción se transporte por oleoductos del Ecuador o se transporte vía carro tanque por Florencia.

#### 7.4.2.1.2 ESCENARIO BAJO AJUSTADO CON NUEVA INFORMACIÓN

Para el Escenario Bajo se contemplaron las reservas probadas (PDP, PNP y PND), Probables y posibles, se requirió hacer un ajuste porque como se presentó en el numeral anterior, por las restricciones de la pandemia se cerraron las áreas Occidental, Suroriente y PUT -1 en las cuales se tenía contemplada la perforación de pozos y la otras áreas presentaron restricciones. De ahí, la diferencia en producción de lo que se lleva a septiembre de 20.5 KBl con respecto a lo pronosticado para el 2020 en reservas 3P.

En la Figura 218 y Tabla 35 se presentan los pronósticos de producción para el Escenario Bajo.

**Figura 218: Producción cuenca de Caguán-Putumayo Escenario Bajo 2021-2045 en KBD**



Fuente: Información IRR 2019 y cálculos Unión Temporal Prospección UPME 2020

**Tabla 35: Datos producción cuenca de Caguán-Putumayo Escenario Bajo 2021-2045 en KBD**

Año	PDP	PNP	PND	Probables	Posibles	Total general
2021	21,68	1,81	7,00	4,95	1,53	36,97
2022	16,95	2,42	11,14	8,54	2,92	41,97
2023	13,54	1,98	16,11	9,39	3,47	44,50
2024	11,01	1,61	19,41	15,07	3,86	50,97
2025	8,43	1,41	11,03	23,40	3,74	48,01
2026	4,76	0,88	5,36	24,92	4,04	39,96
2027	3,89	0,89	5,85	17,88	3,69	32,19
2028	2,49	0,90	3,38	10,01	2,98	19,77
2029	2,06	0,74	1,70	5,52	2,01	12,04
2030	1,70	0,46	0,83	4,43	2,09	9,51
2031	1,14	0,29	0,67	3,86	1,96	7,92
2032	0,10	-	0,09	2,84	1,69	4,72
2033	-	-	-	1,19	1,53	2,72
2034	-	-	-	-	1,52	1,52
2035	-	-	-	-	0,65	0,65
2036	-	-	-	-	0,23	0,23
2037	-	-	-	-	-	-
2038	-	-	-	-	-	-
2039	-	-	-	-	-	-
2040	-	-	-	-	-	-
2041	-	-	-	-	-	-
2042	-	-	-	-	-	-
2043	-	-	-	-	-	-
2044	-	-	-	-	-	-
2045	-	-	-	-	-	-

Fuente: Información IRR 2019 y cálculos Unión Temporal Prospección UPME 2020

En la Tabla 36 se presenta la clasificación de las reservas para el Escenario Bajo.

**Tabla 36: Reservas/recursos - cuenca de Caguán-Putumayo Escenario Bajo 2021-2045**

Reservas	Kbls
PDP	32.040
PNP	4.894
PND	30.171
<b>1P</b>	<b>67.104</b>
Probables	48.214
Posibles	13.846
<b>3P</b>	<b>129.164</b>

Fuente: Información IRR 2019 y cálculos Unión Temporal Prospección UPME 2020

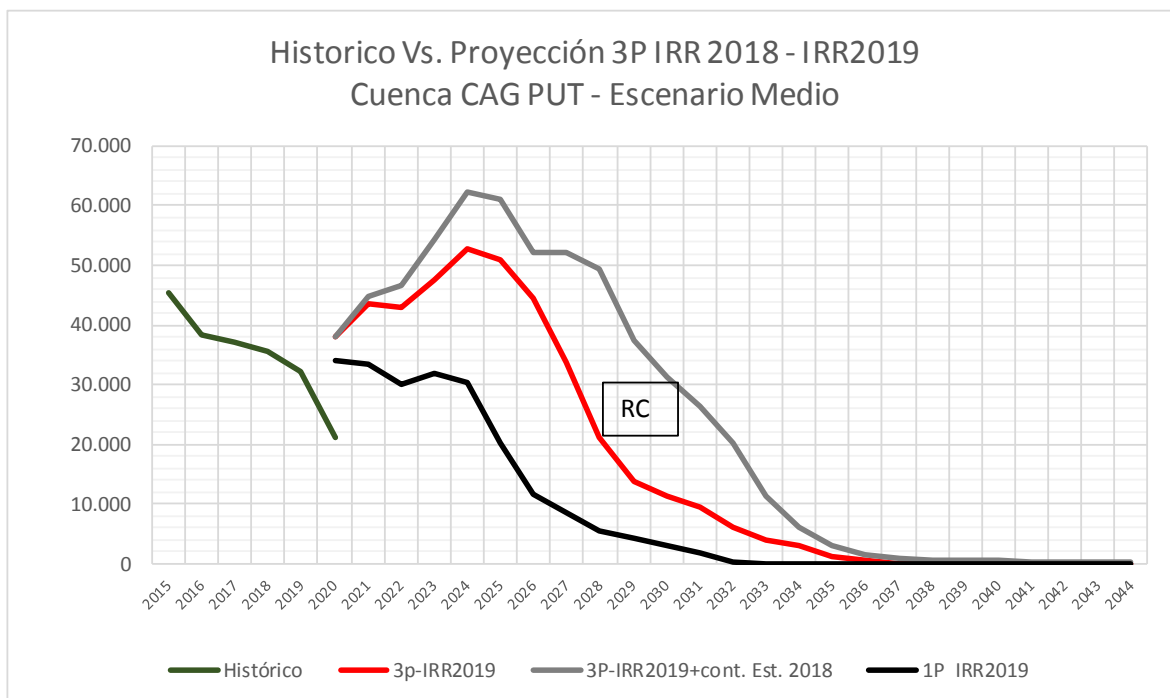
#### 7.4.2.2 ESCENARIO MEDIO

##### 7.4.2.2.1 ESCENARIO MEDIO CON INFORMACIÓN PRELIMINAR

Las expectativas en la cuenca son las de llevar su producción a niveles máximos en los últimos 45 años y así alcanzar producciones de cerca de 60.000 bpd en los próximos cinco años, la máxima producción en esta cuenca la logró la Texas Petroleum Company en 1971 con más de 70 mil barriles por día con el campo Orito como mayor productor.



**Figura 219: Pronóstico de producción cuenca del CAG PUT – Escenario Medio**



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

La inyección de agua es importante en la estrategia de incremento de producción para que mayores volúmenes de reservas probables, posibles y recursos contingentes en los campos de Costayaco Moqueta y Cohembí, así como el desarrollo en los descubrimientos de Cumplidor, Vonú y Alpha. También la empresa Amerisur en Platanillo tiene su mayor activo en producción que cuenta con la ventaja de que sus costos de transporte por el oleoducto OTA que conecta con el Ecuador son del orden de 4 USD/Bl.

#### 7.4.2.2.2 ESCENARIO MEDIO AJUSTADO CON NUEVA INFORMACIÓN

El Escenario Medio Incluye además del Escenario Bajo los recursos contingentes del IRR2019 (Tabla 37) y recursos contingentes adicionales (Tabla 38).

**Tabla 37: Recursos contingentes IRR2019 - cuenca de Caguán-Putumayo Escenario Medio 2021-2045**

Cuenca	Contrato	Campo	Contingentes Kbls
CAG PUT	ORITO	ORITO	47.010
CAG PUT	AREA SUR	LORO	18.142
CAG PUT	AREA SUR	ACAE SAN MIGUEL	13.941
CAG PUT	AREA OCCIDENTAL	CARIBE	2.455
CAG PUT	AREA OCCIDENTAL	CHURUYACO	1.855
CAG PUT	AREA OCCIDENTAL	SUCIO	1.509
CAG PUT	AREA OCCIDENTAL	SAN ANTONIO	1.437
CAG PUT	COATI	TEMBLON	612
CAG PUT	AREA OCCIDENTAL	SUCUMBIOS	268
CAG PUT	PUT 7	POMORROSO	69
CAG PUT	OMBU	CAPELLA	7

Fuente: Información IRR 2019 y cálculos Unión Temporal Prospección UPME 2020

**Tabla 38: Recursos contingentes adicionales - cuenca de Caguán-Putumayo Escenario Medio 2021-2045**

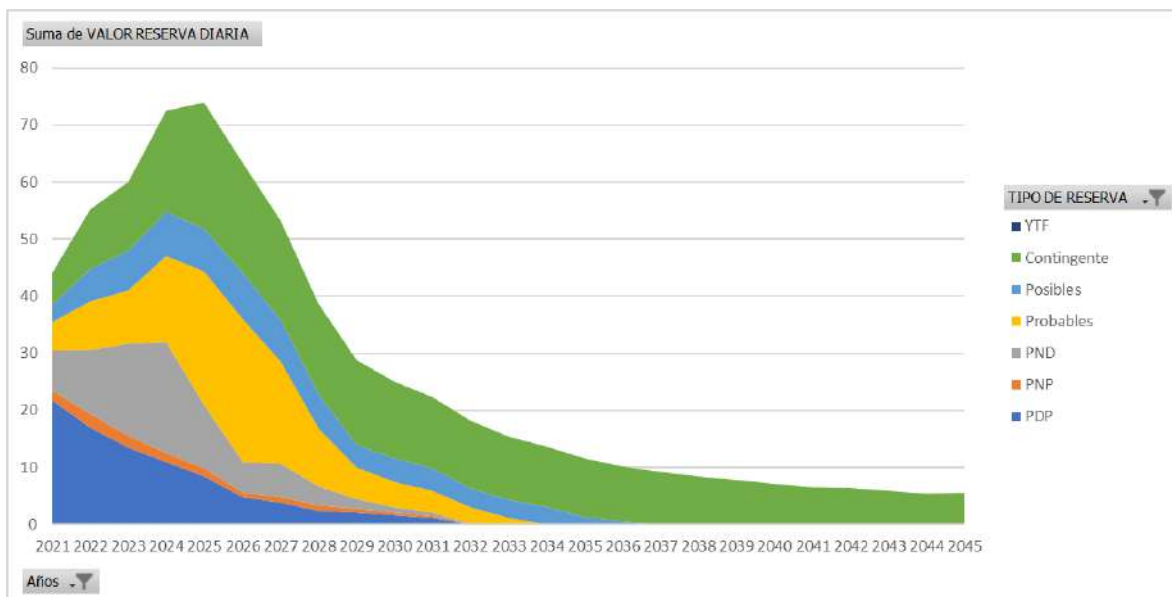
Cuenca	Contrato	Campo	Contingentes Kbls
CAG PUT	NANCY-BURDINE-MAXINE	BURDINE	5.088
CAG PUT	AREA NORORIENTE	CENCELLA	2.710
CAG PUT	MECAYA	MECAYA	2.409
CAG PUT	AREA NORORIENTE	ALBORADA	2.155
CAG PUT	COATI	TEMBLÓN	1.844

Fuente: Información IRR 2019 y cálculos Unión Temporal Prospección UPME 2020

Estos recursos contingentes adicionales, están asociados a los campos descubiertos no desarrollados por lo tanto relacionados con el factor crítico de campos descubiertos. Son campos pequeños, para los cuales empresas grandes no manifiestan interés, pero que empresas pequeñas pueden desarrollarlos porque tienen campos cercanos e infraestructura.

En la Figura 220 y Tabla 39, se presentan los pronósticos de producción del Escenario Medio.

**Figura 220: Producción cuenca de Caguán-Putumayo Escenario Medio 2021-2045 en KBD**



Fuente: Información IRR 2019 y cálculos Unión Temporal Prospección UPME 2020

**Tabla 39: Datos producción cuenca Caguán Putumayo Escenario Medio 2021-2045 en KBD**

Año	PDP	PNP	PND	Probables	Posibles	Contingente	YTF	Total general
2021	21.68	1.81	7.00	4.95	3.06	5.64	-	44.13
2022	16.95	2.42	11.14	8.54	5.84	10.43	-	55.32
2023	13.54	1.98	16.11	9.39	6.95	12.10	-	60.07
2024	11.01	1.61	19.41	15.07	7.72	17.74	-	72.57
2025	8.43	1.41	11.03	23.40	7.48	22.25	-	74.00
2026	4.76	0.88	5.36	24.92	8.07	19.34	-	63.34
2027	3.89	0.89	5.85	17.88	7.37	17.36	-	53.24
2028	2.49	0.90	3.38	10.01	5.96	15.91	-	38.66
2029	2.06	0.74	1.70	5.52	4.03	14.73	-	28.78
2030	1.70	0.46	0.83	4.43	4.18	13.46	-	25.06
2031	1.14	0.29	0.67	3.86	3.91	12.54	-	22.42
2032	0.10	-	0.09	2.84	3.39	11.83	-	18.24
2033	-	-	-	1.19	3.06	11.10	-	15.36
2034	-	-	-	-	3.04	10.69	-	13.73
2035	-	-	-	-	1.31	10.29	-	11.60
2036	-	-	-	-	0.46	9.77	-	10.22
2037	-	-	-	-	-	9.24	-	9.24
2038	-	-	-	-	-	8.50	-	8.50
2039	-	-	-	-	-	7.78	-	7.78
2040	-	-	-	-	-	7.14	-	7.14
2041	-	-	-	-	-	6.61	-	6.61
2042	-	-	-	-	-	6.42	-	6.42
2043	-	-	-	-	-	5.92	-	5.92
2044	-	-	-	-	-	5.50	-	5.50
2045	-	-	-	-	-	5.65	-	5.65

Fuente: Información IRR 2019 y cálculos Unión Temporal Prospección UPME 2020

De la gráfica se puede observar que los recursos contingentes tienen un gran aporte a los pronósticos de producción de la cuenca.

En la Tabla 40 se presenta la clasificación de reservas para este Escenario

**Tabla 40: Reservas/recursos - cuenca de Caguán-Putumayo Escenario Medio 2021-2045**

Reservas	Kbls
PDP	32.040
PNP	4.894
PND	30.171
<b>1P</b>	<b>67.104</b>
Probables	48.214
Posibles	27.692
<b>3P</b>	<b>143.009</b>
Contingente	101.511
YTF	-

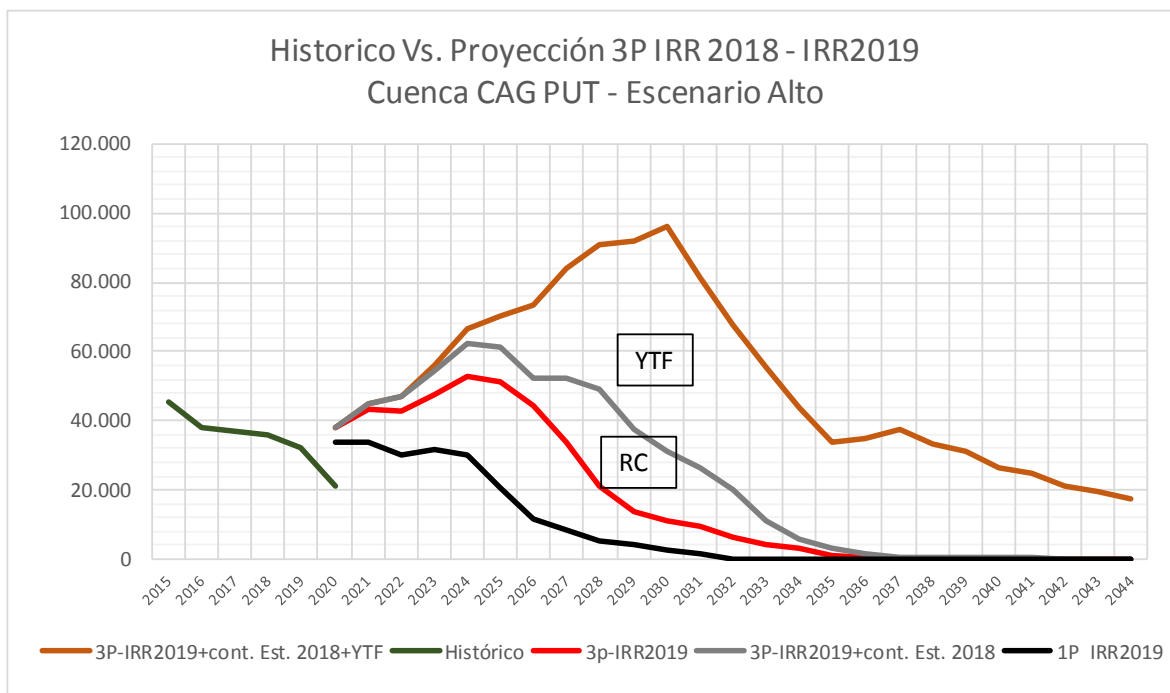
Fuente: Información IRR 2019 y cálculos Unión Temporal Prospección UPME 2020

#### 7.4.2.3 ESCENARIO ALTO

##### 7.4.2.3.1 ESCENARIO ALTO CON INFORMACIÓN PRELIMINAR

En el Putumayo luego de los importantes hallazgos de los años 60 y de la campaña exploratoria de Ecopetrol en los años 80, no se había tenido un esfuerzo exploratorio tan importante como el que tienen planeado los operadores en la actualidad; que por los niveles de recursos prospectivos valorados recientemente por estas empresas y validados en la compilación hecha en el año 2019 por la ANH podrían eventualmente llevar los niveles de producción a cerca de los 100.000 barriles de petróleo por día.

**Figura 221: Pronóstico de producción cuenca del CAG PUT – Escenario Alto**



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

Grantierra ha encontrado que las calizas A y M, que no eran consideradas con buen potencial, con trabajos de reacondicionamiento adecuados tienen reservas y producción que las hacen un objetivo comercial.

Estas empresas plantean que el enorme potencial de la geología y producción del nororiente del Ecuador continua en Colombia.

En esta área del país se ha sentido una mejora con el proceso de paz, que hace que las empresas Grantierra y Geopark, hayan concentrado la propiedad en una importante área con varios bloques adquiridos en los últimos años, con planes importantes de desarrollo para el corto plazo.

Las opciones de transporte del petróleo desarrolladas por las compañías mejoran en el entorno de las operaciones y el alto potencial de la cuenca generan expectativas positivas en el corto y mediano plazo.

#### 7.4.2.3.2 ESCENARIO ALTO AJUSTADO CON NUEVA INFORMACIÓN

El Escenario Alto, se construye con base el Escenario Medio y recursos del YTF (Tabla 41)

**Tabla 41: Recursos YTF cuenca de Caguán-Putumayo Escenario Alto 2021-2045**

Cuenca	Areas	YTF (Kbls)
CAG PUT	NOGAL	494.374
CAG PUT	CEIBA	51.277
CAG PUT	ANDAQUIES	46.149
CAG PUT	AREA SUR	43.976
CAG PUT	PUT 13	42.466
CAG PUT	TACACHO	42.466
CAG PUT	PUT 9	38.186
CAG PUT	PUT 6	37.978
CAG PUT	PUT 8	37.689
CAG PUT	AREA OCCIDENTAL	37.185
CAG PUT	PUT 7	36.605
CAG PUT	TERECAY	26.577
CAG PUT	PUT 1	24.690
CAG PUT	PUT 4	23.149
CAG PUT	PUT 12	15.724
CAG PUT	TINIGUA	11.414

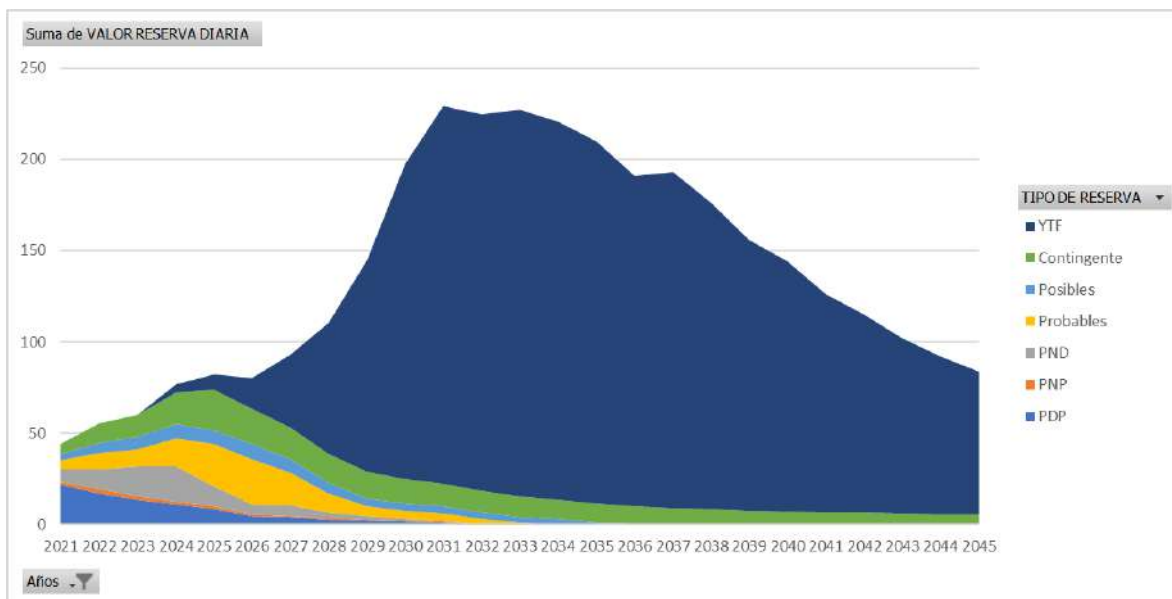
Fuente: Información IRR 2019 y cálculos Unión Temporal Prospección UPME 2020

Como se vio en el capítulo de prospectividad de la cuenca, en CAG-PUT presenta más de 16 oportunidades, para este Escenario estamos contemplando las significativas.

En la Figura 222 y Tabla 42, se presentan las proyecciones de producción para el Escenario Alto.



**Figura 222: Producción cuenca de Caguán-Putumayo Escenario Alto 2021-2045 en KBD**



Fuente: Información IRR 2019 y cálculos Unión Temporal Prospección UPME 2020

**Tabla 42: Datos producción cuenca de Caguán-Putumayo Escenario Alto 2021-2045 en KBD**

Año	PDP	PNP	PND	Probables	Posibles	Contingente	YTF	Convencional	Total general
2021	21.68	1.81	7.00	4.95	3.06	5.64	-	-	44.13
2022	16.95	2.42	11.14	8.54	5.84	10.43	-	-	55.32
2023	13.54	1.98	16.11	9.39	6.95	12.10	-	-	60.07
2024	11.01	1.61	19.41	15.07	7.72	17.74	4.20	-	76.77
2025	8.43	1.41	11.03	23.40	7.48	22.25	8.14	-	82.14
2026	4.76	0.88	5.36	24.92	8.07	19.34	16.81	-	80.14
2027	3.89	0.89	5.85	17.88	7.37	17.36	39.88	-	93.12
2028	2.49	0.90	3.38	10.01	5.96	15.91	71.94	-	110.60
2029	2.06	0.74	1.70	5.52	4.03	14.73	116.40	-	145.18
2030	1.70	0.46	0.83	4.43	4.18	13.46	172.30	-	197.37
2031	1.14	0.29	0.67	3.86	3.91	12.54	206.44	-	228.86
2032	0.10	-	0.09	2.84	3.39	11.83	206.29	-	224.53
2033	-	-	-	1.19	3.06	11.10	211.94	-	227.29
2034	-	-	-	-	3.04	10.69	206.91	-	220.63
2035	-	-	-	-	1.31	10.29	198.33	-	209.93
2036	-	-	-	-	0.46	9.77	180.66	-	190.89
2037	-	-	-	-	-	9.24	183.64	-	192.87
2038	-	-	-	-	-	8.50	167.51	-	176.01
2039	-	-	-	-	-	7.78	147.95	-	155.73
2040	-	-	-	-	-	7.14	136.63	-	143.78
2041	-	-	-	-	-	6.61	119.68	-	126.29
2042	-	-	-	-	-	6.42	108.61	-	115.03
2043	-	-	-	-	-	5.92	96.04	-	101.96
2044	-	-	-	-	-	5.50	86.57	-	92.08
2045	-	-	-	-	-	5.65	78.11	-	83.76

Fuente: Información IRR 2019 y cálculos Unión Temporal Prospección UPME 2020

El desarrollo de los recursos YTF son una muy buena oportunidad para el crecimiento de esta cuenca.

En la Tabla 43, se presentan la clasificación de las reservas para el Escenario Alto de la cuenca.

**Tabla 43: Reservas/recursos - cuenca de Caguán-Putumayo Escenario Alto 2021-2045**

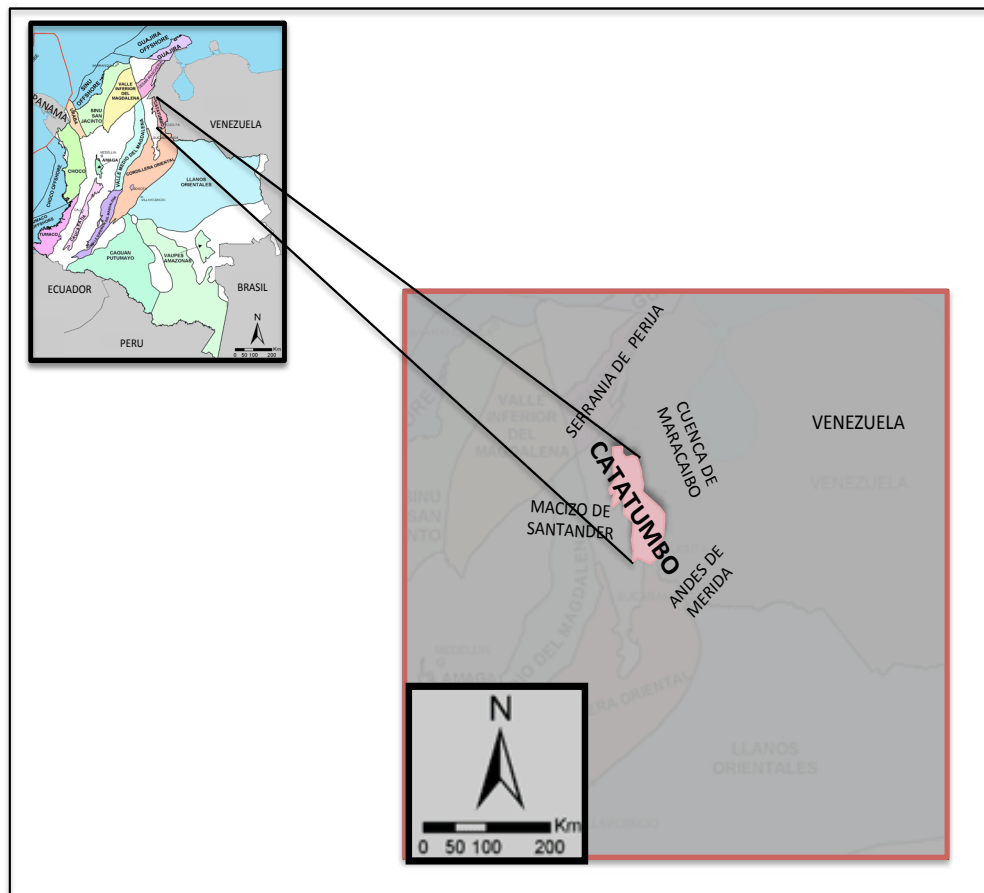
Reservas	Kbls
PDP	32.040
PNP	4.894
PND	30.171
<b>1P</b>	<b>67.104</b>
Probables	48.214
Posibles	27.692
<b>3P</b>	<b>143.009</b>
Contingente	101.511
YTF	1.009.907
No convencionales	

Fuente: Información IRR 2019 y cálculos Unión Temporal Prospección UPME 2020

## 7.5 CUENCA CATATUMBO

La cuenca del Catatumbo se localiza (Figura 223) 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 223: Localización de la cuenca Catatumbo**



Fuente: Tomada de (ANH, 2007).

### 7.5.1 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 44: Potencial de hidrocarburos no convencionales retenido (MBPE/km2)**

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>

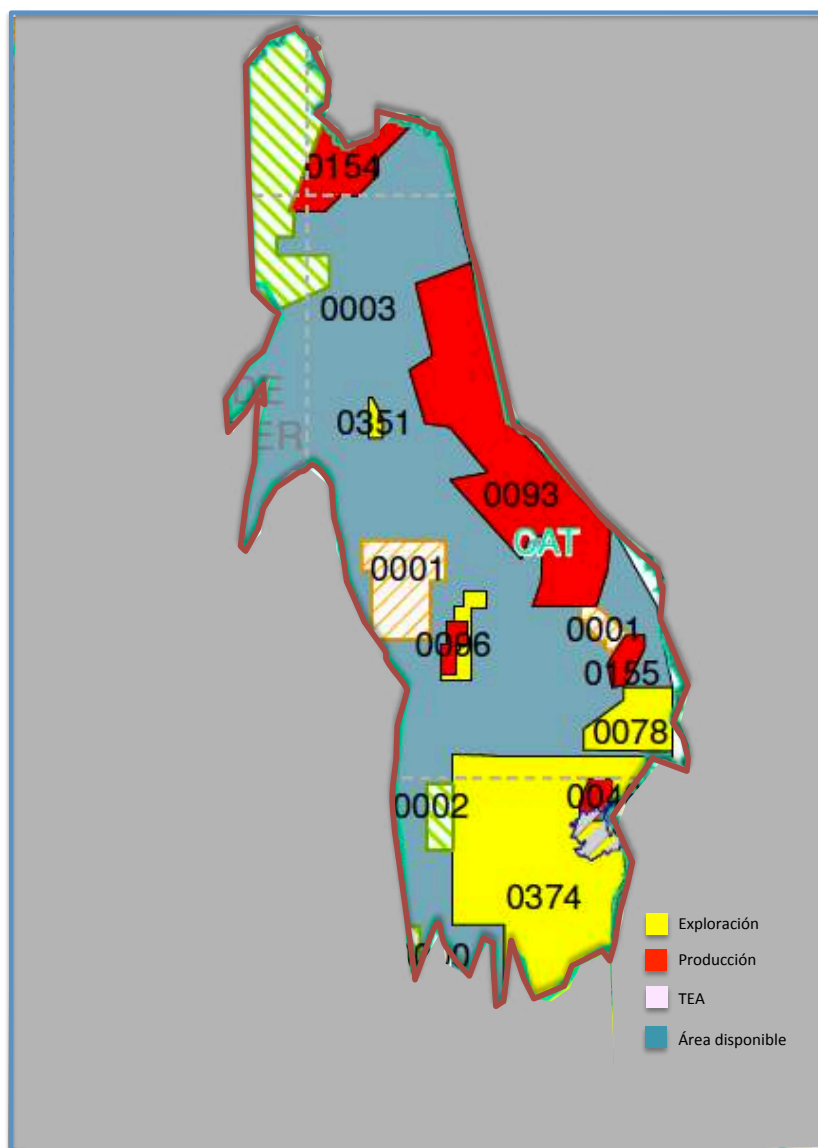
#### 7.5.1.1 HISTORIA EXPLORATORIA

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 GPCG, Rio Zulia West-2, con POES de 5 MBP y Oripaya, con GOES de 98 GPCG.

### 7.5.1.2 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 224). En los últimos 5 años (2015 - 2020) se perforo 1 pozo exploratorio sin éxito.

**Figura 224: Mapa de tierras cuenca Catatumbo**



Fuente: Tomada de (ANH, 2020)

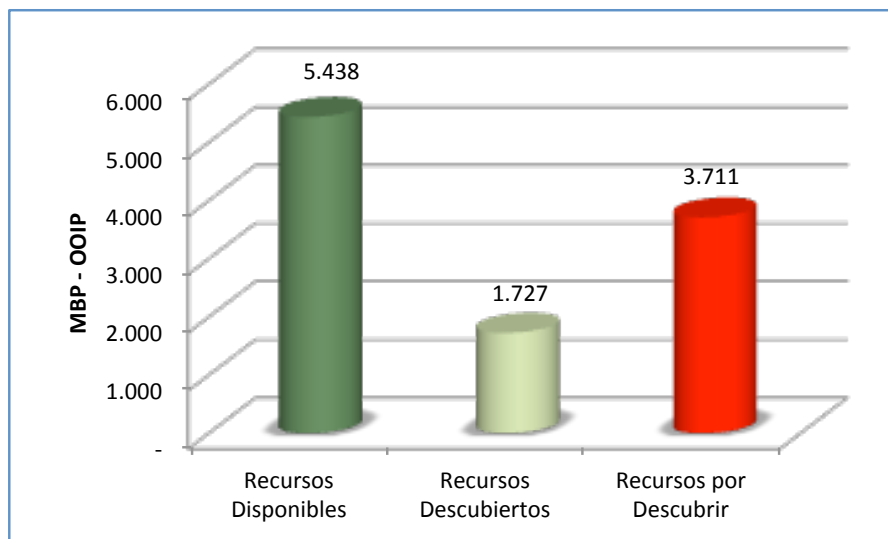
### 7.5.1.3 VOLÚMENES DE RECURSOS PROSPECTIVOS

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 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 225).

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 226)

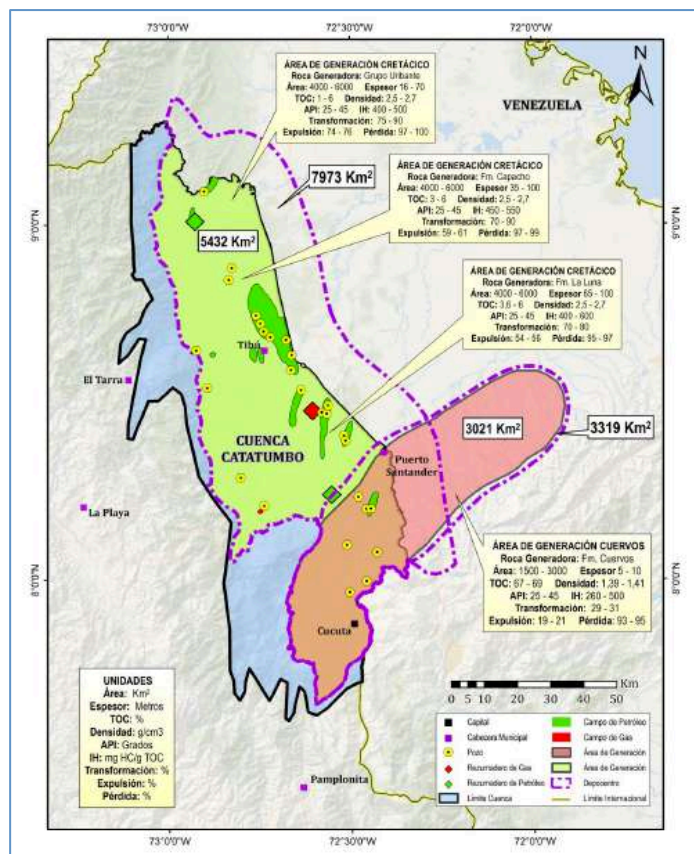
**Figura 225: Estimativo YTF cuenca Catatumbo**



Fuente: Tomada de (ANH, 2019)



Figura 226: 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 MBIs) 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 (5 MBPE), 90% de factor de recobro con un POES de 18 MBPE.
- 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 (1 MBPE), 75% de factor de recobro con un POES de 8 MBPE.

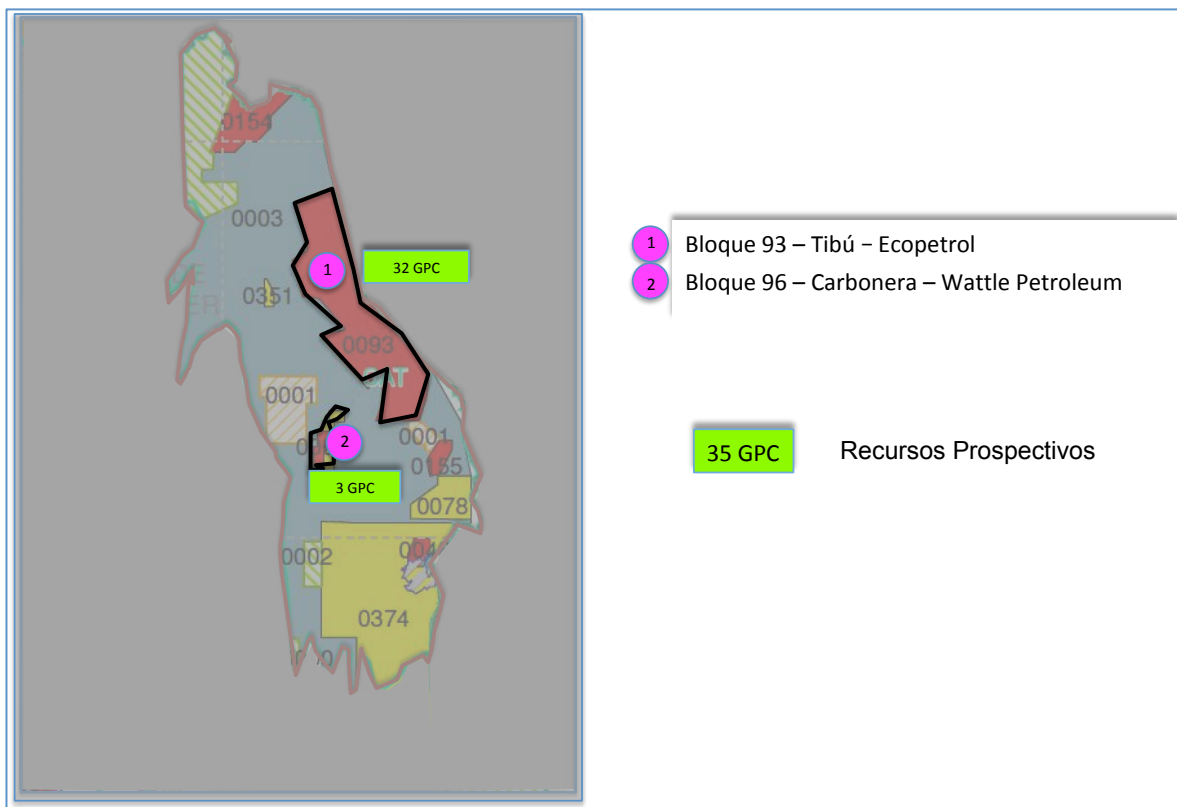
#### 7.5.1.4 OPORTUNIDADES EXPLORATORIAS IDENTIFICADAS vs YTF

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 Catatumbo, se han estimado que quedarían por encontrar 3.711 MBIs Original En Sitio y las compañías reportaron en IRR 2019, 2 oportunidades en 2 contratos (Figura 227), las cuales alcanzan 5,8 MBPE (35 GPC), en donde se observan oportunidades relacionadas con los campos tipo definidos en el numeral 7.5.1.3, como:

- Bloque 93 – TIBÚ – La oportunidad, Petrólea Profundo con GOES de 32 GPC y aplicando el 90% de factor de recobro, como el campo tipo Cerro Gordo se tendría un volumen recuperable del orden de 28 GPC (5 MBPE) (1 campo de los 3 considerados en la proyección del YTF).
- Bloque 96 – CARBONERA – La oportunidad, Thor 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 2,7 GPC (0,45 MBPE).

**Figura 227: GOES en oportunidades exploratorias identificadas por las compañías operadoras en la cuenca Catatumbo**



Fuente: UT Prospección UPME 2020. ANH IRR 2019.

En la cuenca Catatumbo, la actividad en desarrollo para encontrar nuevos volúmenes de hidrocarburos avanza acorde con la exploración adelantada por las compañías.

### 7.5.2 ESCENARIOS DE PRODUCCIÓN

La cuenca del Catatumbo con 3.000 BPD, es una de las cuencas con menor producción actualmente en el país. La escasez de información hace que la cuenca sea compleja de valorar y se tenga por explorar un área mayor al área desarrollada con los campos descubiertos.

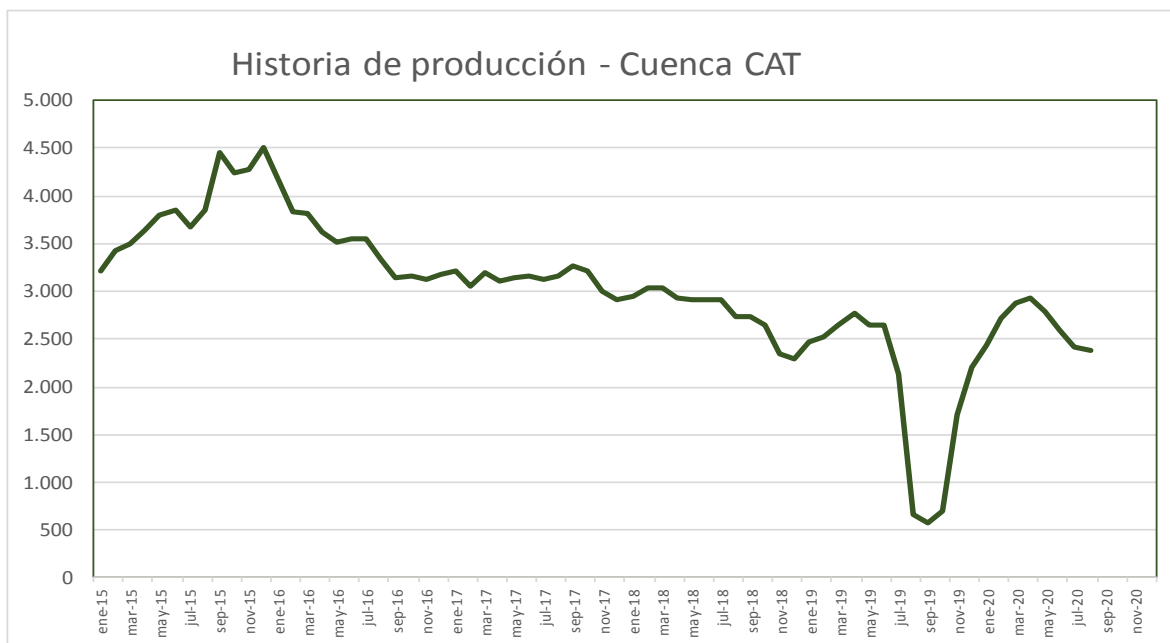
Los campos encontrados en los años 30s se desarrollaron sin programas sísmicos completos, guiados por estudios de geología regional. Posteriormente se tomaron líneas sísmicas que mostraron el excelente trabajo realizado sin la información

que requerimos hoy para el desarrollo de oportunidades exploratorias, sin embargo, la sísmica alrededor de esos campos Río de Oro, Petrolea y Carbonera, 30 o 40 años después de su descubrimiento, mostraron Leads interesantes que debido al orden público, que ha sido crítico desde finales de los años 1970, no ha permitido la actividad exploración y producción de hidrocarburos. Los campos mencionados llevan inactivos en promedio más de 15 años.

Con los primeros campos de las cuencas del Catatumbo y el Valle Medio del Magdalena se dio origen a la industria petrolera en Colombia, pero a diferencia del Valle Medio, los conflictos sociales, la presencia de grupos armados y de acuerdo con expertos de las Naciones Unidas en narcotráfico, un área de alto rendimiento para la producción de cocaína, no han permitido corroborar la potencialidad de la cuenca, que se localiza contigua a la cuenca de Maracaibo en Venezuela, de las de mayor potencial en el vecino país.

En el pasado reciente se han realizado esfuerzos para poner en producción los principales campos, en especial el campo de Tibú con un alto espaciamiento entre los pozos productores, un POES del orden de 1300 Millones de barriles, un factor de recobro del 20 % y una buena respuesta a la inyección de agua que le permiten asociar a este tipo de recobro un volumen importante de recursos contingentes.

**Figura 228: Historia de Producción CAT**



Fuente: Informes de Producción Fiscalizada ANH

Por la falta de garantías en seguridad, el principal productor de la cuenca, el campo Tibú, estuvo cerrado durante más de un mes en el segundo semestre del 2019 y la producción de la cuenca cayó a cerca de 500 BPD (Figura 228). La dificultad para los trabajadores de poder laborar en condiciones de seguridad y el robo de más de 30 vehículos en el año, ha hecho que Ecopetrol estudie el cierre indefinido del campo.

La situación de orden público está desbordada desde hace casi dos décadas, con algunos periodos cortos de retoma de control por parte de las autoridades, la inseguridad presente como un efecto secundario de la pandemia en Colombia se ha vuelto aún más crítica en esta zona por ser limítrofe con Venezuela, en donde la pobreza ha llevado que los índices de delincuencia sean los más altos en el mundo.

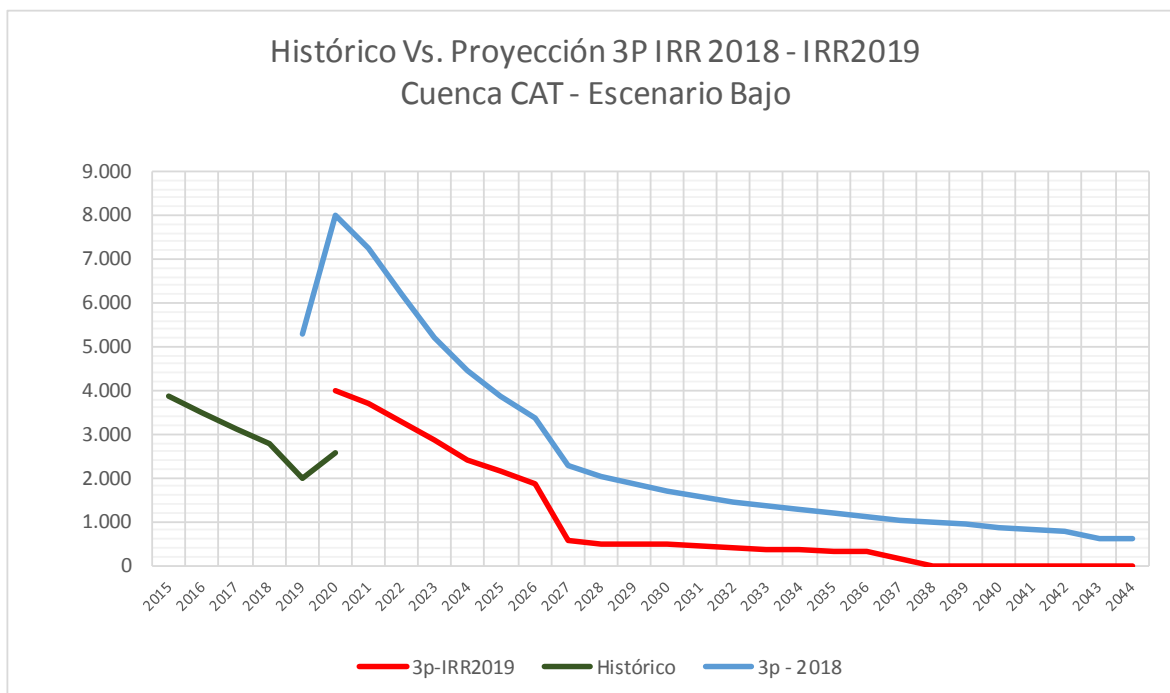
#### 7.5.2.1 ESCENARIO BAJO

##### 7.5.2.1.1 ESCENARIO BAJO CON INFORMACIÓN PRELIMINAR

Este Escenario tiene en cuenta las reservas probadas, probables y posibles. El comportamiento histórico reciente muestra la caída fuerte del año 2019 por problemas de orden público con una leve recuperación en el presente año a pesar de la pandemia.

Se observa claramente en la Figura 229, que los estimados del año 2019 en producción, disminuyeron sus volúmenes con respecto a los reportados en el año 2018 para las reservas 3P. Esta proyección, es el reflejo de que Ecopetrol, por los problemas presentes en el área no mantiene el desarrollo del proyecto Tibú ya que tiene mejores opciones dentro de su portafolio de inversiones y por tal razón difiere su ejecución y mantiene el importante volumen de este campo para cuando las condiciones de orden público se lo permitan.

**Figura 229: Producción cuenca del CAT – Escenario Bajo**



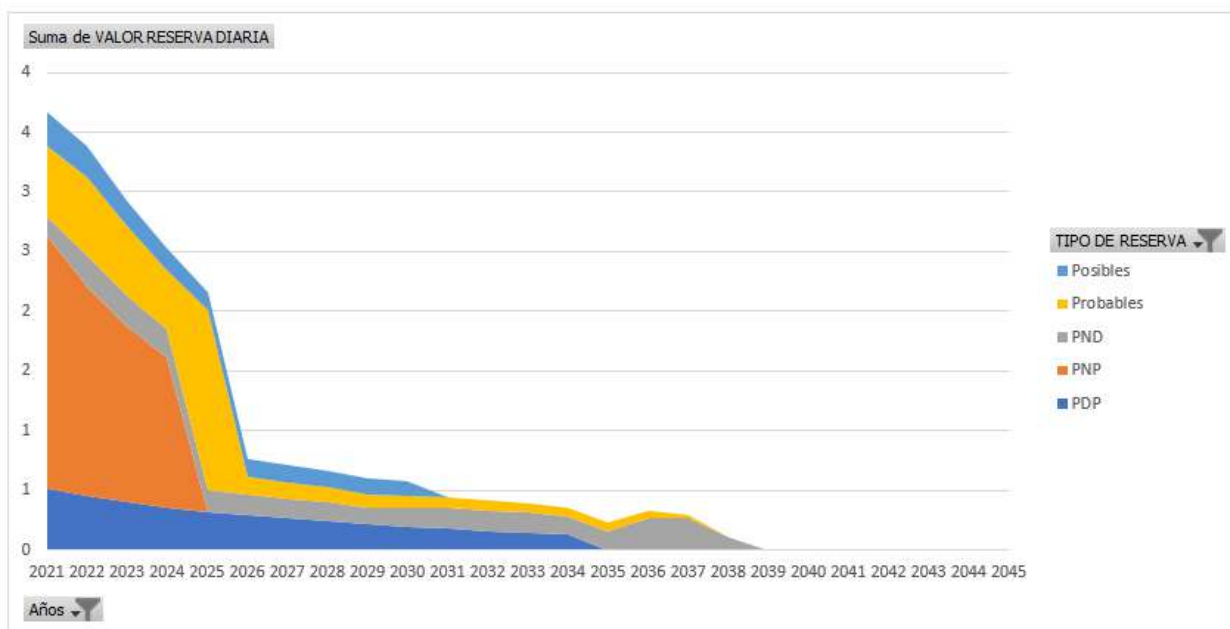
Fuente: Datos UT Prospección UPME 2020. ANH IRR 2019.

#### 7.5.2.1.2 ESCENARIO BAJO AJUSTADO CON NUEVA INFORMACIÓN

El ajuste del Escenario Bajo se desarrolló considerando las reservas probadas (PDP, PNP y PND), las probables y las posibles. Al igual que para las otras cuentas la Reservas posibles se sensibilizaron al 50% por la restricción de las actividades de perforación para Tibú y Rio Zulia y la diferencia entre la producción del 2020 y el pronóstico del IRR2019.

En la Figura 230 y Tabla 45, se presentan los pronósticos de producción para el escenario Bajo

**Figura 230: Producción cuenca del Catatumbo Escenario Bajo 2021-2045 en KBD**



Fuente: Información IRR 2019 y cálculos Unión Temporal Prospección UPME 2020

**Tabla 45: Datos producción cuenca del Catatumbo Escenario Bajo 2021-2045 en KBD**

Año	PDP	PNP	PND	Probables	Posibles	Total general
2021	0,51	2,12	0,16	0,59	0,09	3,47
2022	0,45	1,76	0,26	0,65	0,25	3,38
2023	0,40	1,48	0,26	0,58	0,21	2,93
2024	0,36	1,25	0,24	0,50	0,18	2,53
2025	0,32	-	0,17	1,51	0,16	2,16
2026	0,29	-	0,18	0,15	0,15	0,77
2027	0,26	-	0,17	0,13	0,14	0,71
2028	0,24	-	0,17	0,12	0,13	0,67
2029	0,21	-	0,14	0,11	0,13	0,60
2030	0,20	-	0,16	0,10	0,12	0,58
2031	0,18	-	0,17	0,10	-	0,45
2032	0,16	-	0,17	0,09	-	0,41
2033	0,15	-	0,16	0,08	-	0,39
2034	0,14	-	0,15	0,08	-	0,36
2035	-	-	0,16	0,07	-	0,23
2036	-	-	0,27	0,06	-	0,33
2037	-	-	0,26	0,03	-	0,29
2038	-	-	0,11	-	-	0,11
2039	-	-	-	-	-	-
2040	-	-	-	-	-	-
2041	-	-	-	-	-	-
2042	-	-	-	-	-	-
2043	-	-	-	-	-	-
2044	-	-	-	-	-	-
2045	-	-	-	-	-	-

Fuente: Información IRR 2019 y cálculos Unión Temporal Prospección UPME 2020

En la Tabla **46** se presenta la clasificación de las reservas para el Escenario Bajo.



**Tabla 46: Clasificación de reservas - cuenca de Catatumbo Escenario Bajo 2021-2045**

Reservas	Kbls
PDP	1.414
PNP	2.413
PND	1.231
<b>1P</b>	<b>5.057</b>
Probables	1.803
Posibles	572
<b>3P</b>	<b>7.271</b>

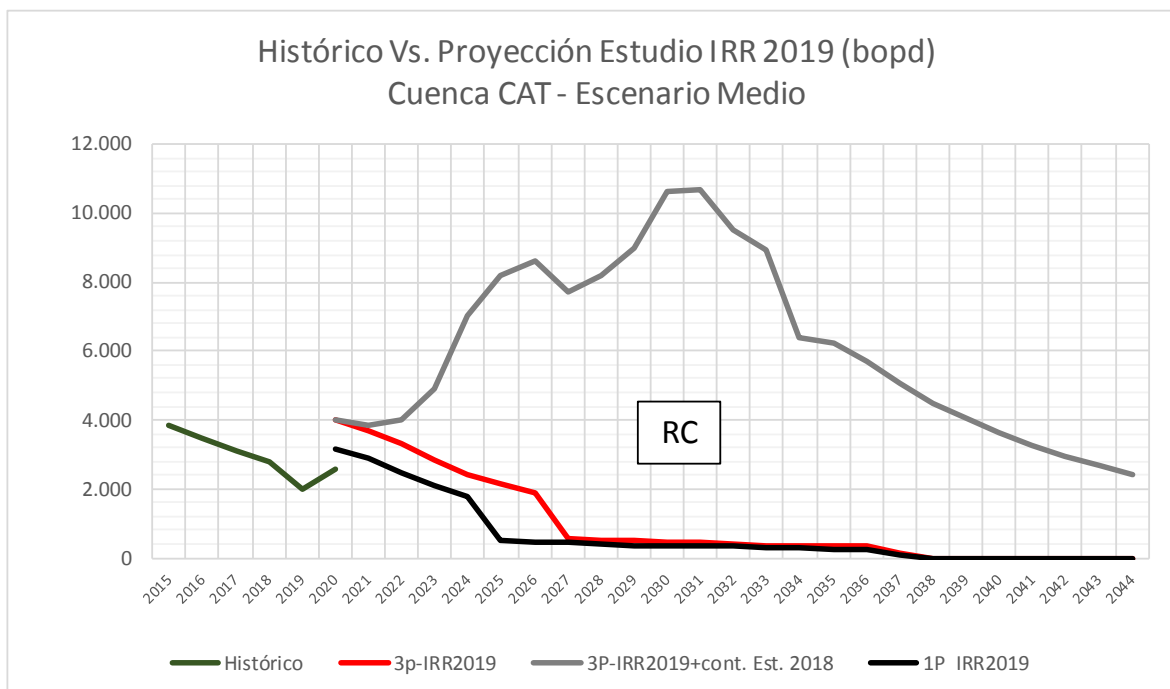
Fuente: Información IRR 2019 y cálculos Unión Temporal Prospección UPME 2020

#### 7.5.2.2 ESCENARIO MEDIO

##### 7.5.2.2.1 ESCENARIO MEDIO CON INFORMACIÓN PRELIMINAR

El Escenario Medio, considera volúmenes de las reservas 3P y los proyectos de recursos contingentes. Si bien, en el IRR 2019 solamente se reportan recursos contingentes para el campo Río Zulia operado por la Compañía Iberoamericana de Hidrocarburos que se lo compró a Ecopetrol en el año 2016, todos los campos inactivos han mostrado potencialidad. Los volúmenes por recuperar en los proyectos de recuperación secundaria y perforación de desarrollo en el campo Tibú se pueden ubicar técnicamente en la categoría de recursos contingentes. Por tal razón, la Unión Temporal Prospección UPME 2020 los incluye dentro de los estimativos correspondientes.

**Figura 231: Pronóstico de producción cuenca del CAT – Escenario Medio**



Fuente: Datos UT Prospección UPME 2020. ANH IRR 2019

Las expectativas de las compañías operadoras, por las situaciones mencionadas anteriormente, han caído como demuestran los volúmenes reportados para las reservas 3P en el IRR 2019 con unos niveles máximos de producción para la cuenca de 4.000 BPD. Los recursos contingentes de la compañía operadora Iberoamericana, se basan en los proyectos existentes que no se han podido desarrollar y que llevarían la producción de la cuenca a niveles de 10.000 BPD en el mediano plazo hacia el año 2030, solamente si las autoridades y el estado logran retomar el control de esta región que es muy sensible a lo que pasa en Venezuela.

#### 7.5.2.2.2 ESCENARIO MEDIO AJUSTADO CON NUEVA INFORMACIÓN

El Escenario Medio se construyó con base en el Escenario Bajo, se tuvo en cuenta los recursos contingentes del IRR2019 para el campo Rio Zulia y los contingentes adicionales que se presentan en la Tabla 47.

**Tabla 47: Recursos Contingentes adicionales cuenca del Catatumbo Escenario Medio 2021-2045**

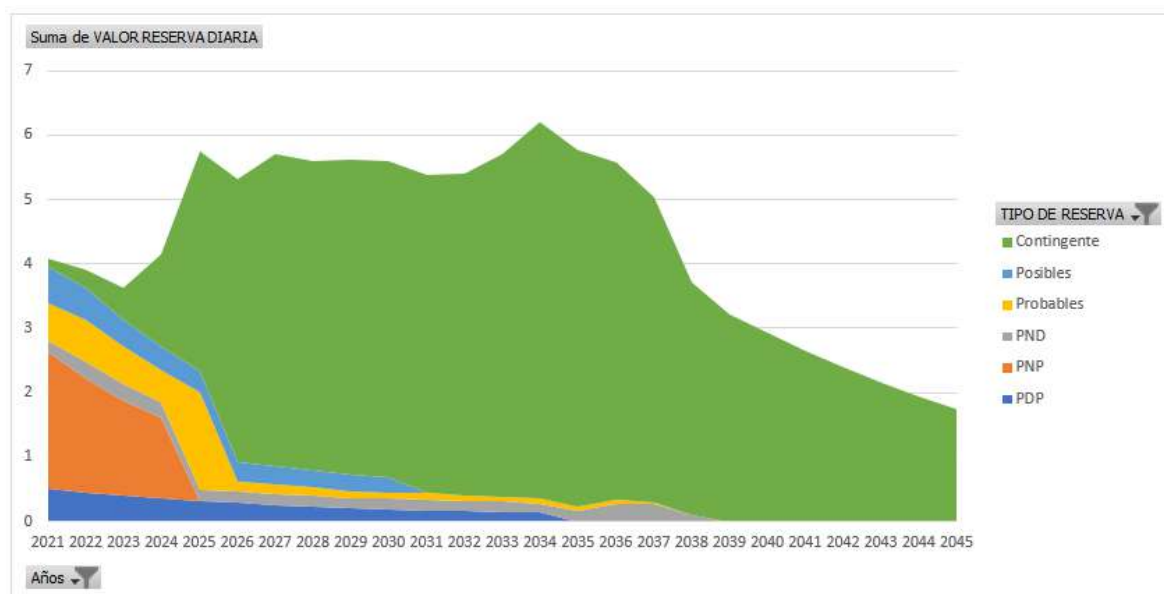
Cuenca	Contrato	Campo	Contingentes Kbls
CAT	TIBU	TIBU	17.185
CAT	TIBU	Petrolea	5.577
CAT	TIBU	Carbonera - silla	5.424

Fuente: Información IRR 2019 y cálculos Unión Temporal Prospección UPME 2020

Los recursos contingentes adicionales para Petrólea y Carbonera la silla, corresponden a campos menores que se encuentran dentro del factor crítico de campos descubiertos no desarrollados y que no se han podido reactivar a pesar de haber tenido contratos de asociación por problemas de orden público.

En la Figura 232 y Tabla 48, se presenta la proyección de producción.

**Figura 232: Producción cuenca del Catatumbo Escenario Medio 2021-2045 en KBD**



Fuente: Información IRR 2019 y cálculos Unión Temporal Prospección UPME 2020

**Tabla 48: Datos Producción cuenca del Catatumbo Escenario Medio 2021-2045 en KBD**

Año	PDP	PNP	PND	Probables	Posibles	Contingente	YTF	No Convencionales	Total general
2021	0,51	2,12	0,16	0,59	0,18	0,11	-	-	3,67
2022	0,45	1,76	0,26	0,65	0,51	0,27	-	-	3,90
2023	0,40	1,48	0,26	0,58	0,43	0,48	-	-	3,62
2024	0,36	1,25	0,24	0,50	0,36	1,45	-	-	4,16
2025	0,32	-	0,17	1,51	0,31	3,42	-	-	5,74
2026	0,29	-	0,18	0,15	0,30	4,39	-	-	5,31
2027	0,26	-	0,17	0,13	0,28	4,86	-	-	5,71
2028	0,24	-	0,17	0,12	0,27	4,80	-	-	5,60
2029	0,21	-	0,14	0,11	0,26	4,89	-	-	5,62
2030	0,20	-	0,16	0,10	0,24	4,90	-	-	5,59
2031	0,18	-	0,17	0,10	-	4,93	-	-	5,37
2032	0,16	-	0,17	0,09	-	5,00	-	-	5,41
2033	0,15	-	0,16	0,08	-	5,31	-	-	5,70
2034	0,14	-	0,15	0,08	-	5,84	-	-	6,20
2035	-	-	0,16	0,07	-	5,54	-	-	5,78
2036	-	-	0,27	0,06	-	5,25	-	-	5,58
2037	-	-	0,26	0,03	-	4,73	-	-	5,02
2038	-	-	0,11	-	-	3,61	-	-	3,71
2039	-	-	-	-	-	3,23	-	-	3,23
2040	-	-	-	-	-	2,93	-	-	2,93
2041	-	-	-	-	-	2,65	-	-	2,65
2042	-	-	-	-	-	2,39	-	-	2,39
2043	-	-	-	-	-	2,15	-	-	2,15
2044	-	-	-	-	-	1,93	-	-	1,93
2045	-	-	-	-	-	1,74	-	-	1,74

Fuente: Información IRR 2019 y cálculos Unión Temporal Prospección UPME 2020

En la Tabla 49 se presenta la clasificación de las reservas para este Escenario.

**Tabla 49: Reservas/recursos - cuenca del Catatumbo Escenario Medio 2021-2045**

Reservas	Kbls
PDP	1.414
PNP	2.413
PND	1.231
<b>1P</b>	<b>5.057</b>
Probables	1.803
Posibles	1.144
<b>3P</b>	<b>8.004</b>
Contingente	31.698
YTF	-

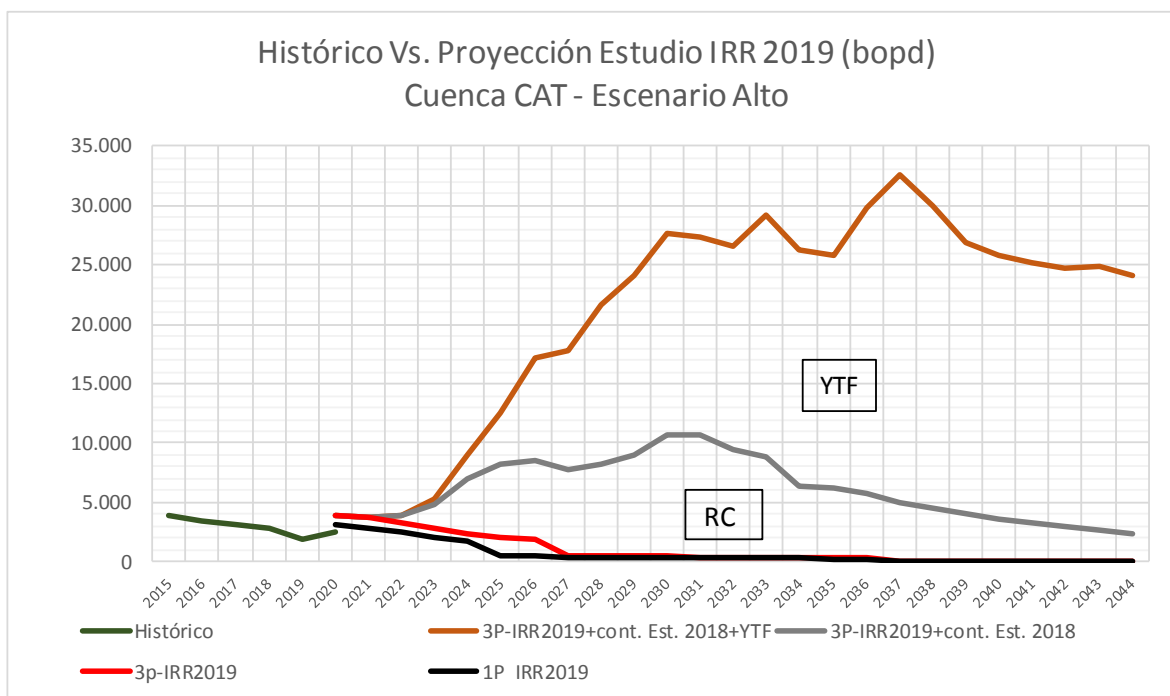
Fuente: Información IRR 2019 y cálculos Unión Temporal Prospección UPME 2020

### 7.5.2.3 ESCENARIO ALTO

#### 7.5.2.3.1 ESCENARIO ALTO CON INFORMACIÓN PRELIMINAR

Este Escenario considera las reservas 3P, los recursos contingentes y la potencialidad de hallazgos de la cuenca, que en general son crudos de altísima calidad mayor a 30 API.

**Figura 233: Pronóstico de producción cuenca del CAT– Escenario Alto**



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

La Figura 233 habla por sí sola, la potencialidad existe, es posible que por la falta de información de los campos cerrados en el área, estos estimados se hayan quedado cortos en cuanto a los recursos contingentes y la prospectividad de la cuenca. Lo anterior, se soporta en el hecho de formar parte de una de las cuencas más importantes que el permitió a Venezuela ser uno de los mayores productores del mundo. Hay evidencias en la sísmica adquirida en cercanías de los campos que han estado en producción, de un sinnúmero de trampas que están a la espera

de campañas exploratorias, siempre y cuando existan las condiciones de seguridad que no ha tenido la cuenca.

#### 7.5.2.3.2 ESCENARIO ALTO AJUSTADO CON NUEVA INFORMACIÓN

El Escenario Alto, se construyó con base en el Escenario Medio y los recursos contingentes adicionales que se presenta en la Tabla 50.

**Tabla 50: Recursos Contingentes adicionales cuenca del Catatumbo Escenario Medio 2021-2045**

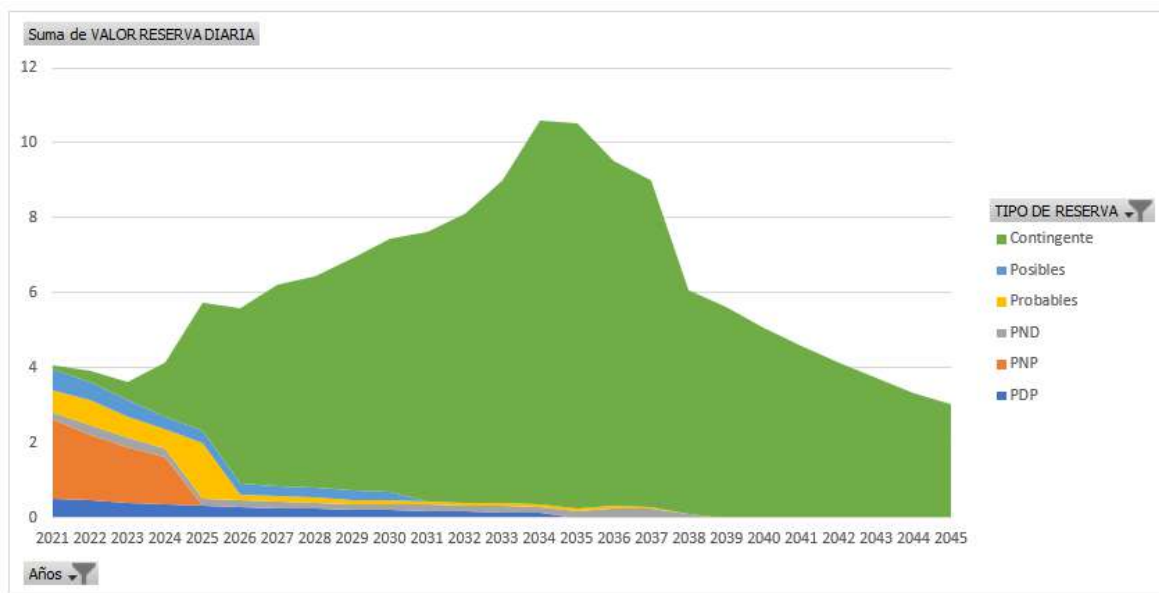
Cuenca	Contrato	Campo	Contingentes Kbl
CAT	TIBU	Rio de Oro	10.865
CAT	TIBU	Puerto Barco	5.550

Fuente: Información IRR 2019 y cálculos Unión Temporal Prospección UPME 2020

Estos recursos contingentes provienen de los campos descubiertos no desarrollados de los campos Rio de Oro y Puerto Barco, cerrados desde muchos años atrás. Son campos considerados con un alto potencial, crudo liviano, pero que no se han podido activar por los problemas de orden público ya que se encuentran localizados en el sector de la Gabarra. Una vez, superado este factor crítico se podrá contar con toda la potencialidad que tienen estos campos.

En la Figura 234 y en la Tabla 51, se presentan las proyecciones de producción

**Figura 234: Producción cuenca del Catatumbo Escenario Alto 2021-2045 en KBPD**



Fuente: Información IRR 2019 y cálculos Unión Temporal Prospección UPME 2020

**Tabla 51: Datos producción cuenca del Catatumbo Escenario Alto 2021-2045 en KBD**

Año	PDP	PNP	PND	Probables	Posibles	Contingente	YTF	No Convencionales	Total general
2021	0,51	2,12	0,16	0,59	0,18	0,11	-	-	3,67
2022	0,45	1,76	0,26	0,65	0,51	0,27	-	-	3,90
2023	0,40	1,48	0,26	0,58	0,43	0,48	-	-	3,62
2024	0,36	1,25	0,24	0,50	0,36	1,45	-	-	4,16
2025	0,32	-	0,17	1,51	0,31	3,42	-	-	5,74
2026	0,29	-	0,18	0,15	0,30	4,66	-	-	5,58
2027	0,26	-	0,17	0,13	0,28	5,35	-	-	6,20
2028	0,24	-	0,17	0,12	0,27	5,65	-	-	6,45
2029	0,21	-	0,14	0,11	0,26	6,21	-	-	6,94
2030	0,20	-	0,16	0,10	0,24	6,76	-	-	7,45
2031	0,18	-	0,17	0,10	-	7,18	-	-	7,62
2032	0,16	-	0,17	0,09	-	7,69	-	-	8,10
2033	0,15	-	0,16	0,08	-	8,61	-	-	9,00
2034	0,14	-	0,15	0,08	-	10,22	-	-	10,58
2035	-	-	0,16	0,07	-	10,28	-	-	10,52
2036	-	-	0,27	0,06	-	9,20	-	-	9,53
2037	-	-	0,26	0,03	-	8,71	-	-	9,00
2038	-	-	0,11	-	-	5,97	-	-	6,08
2039	-	-	-	-	-	5,63	-	-	5,63
2040	-	-	-	-	-	5,09	-	-	5,09
2041	-	-	-	-	-	4,59	-	-	4,59
2042	-	-	-	-	-	4,13	-	-	4,13
2043	-	-	-	-	-	3,72	-	-	3,72
2044	-	-	-	-	-	3,34	-	-	3,34
2045	-	-	-	-	-	3,02	-	-	3,02

Fuente: Información IRR 2019 y cálculos Unión Temporal Prospección UPME 2020

En la Tabla 52 se presenta la clasificación de las reservas para el Escenario Alto

**Tabla 52: Reservas/recursos cuenca del Catatumbo Escenario Alto 2021-2045**

Reservas	Kbls
PDP	1.414
PNP	2.413
PND	1.231
<b>1P</b>	<b>5.057</b>
Probables	1.803
Posibles	1.144
<b>3P</b>	<b>8.004</b>
Contingente	48.114
YTF	-
No convencionales	-

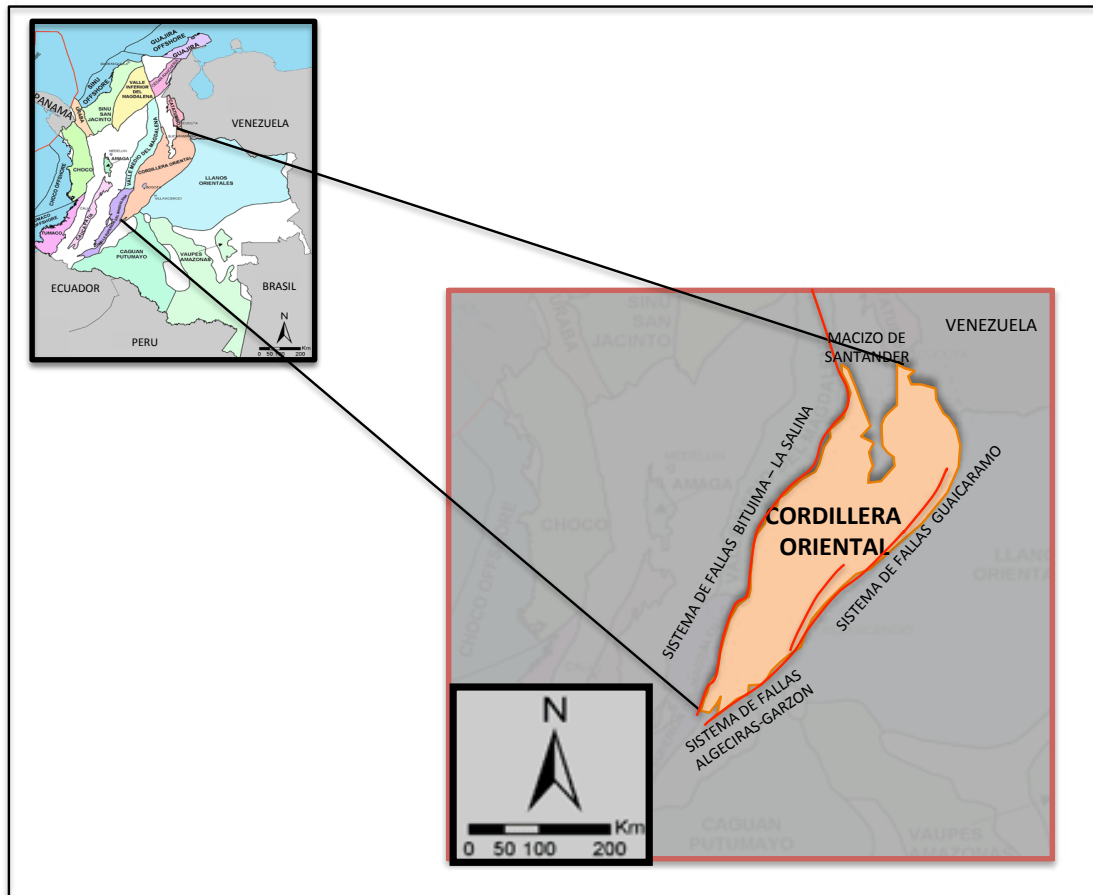
Fuente: Información IRR 2019 y cálculos Unión Temporal Prospección UPME 2020

## 7.6 CUENCA CORDILLERA ORIENTAL

La cuenca de la Cordillera Oriental es hoy un cinturón plegado y fallado que cubre un área de alrededor de 60.000 Km<sup>2</sup>. La cuenca se encuentra ubicada (Figura 235) sobre la cordillera oriental desde el Macizo de Quetame hasta límites con la serranía del Perijá. Limita al norte con el macizo de Santander, al este con el sistema de fallas inversas de la cordillera oriental - Guaicaramo, al sur con el sistema de fallas Algeciras-Garzón y al oeste con el sistema de fallas Bituima y La Salina.



**Figura 235: Localización de la cuenca Cordillera Oriental**

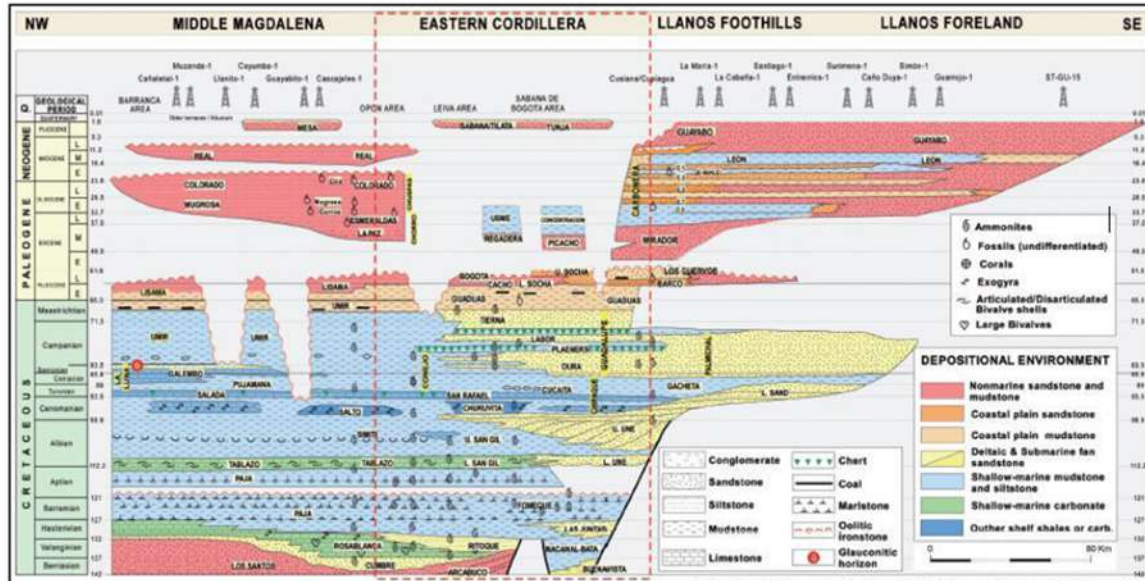


Fuente: Tomada de (ANH, 2007)

#### 7.6.1 RECURSOS PROSPECTIVOS

En el Cenozoico se inicia el desarrollo de la cuenca de la Cordillera Oriental, teniendo una evolución paralela con las cuencas del Valle Medio del Magdalena y los Llanos Orientales, razón por la cual, comparten características tectónicas y sedimentarias (Figura 236).

**Figura 236: Diagrama de Wheeler de la estratigrafía regional de las cuencas de Cordillera Oriental, Valle Medio del Magdalena y Llanos Orientales**



Fuente: Tomado de Sarmiento, (2011).

### 7.6.1.1 HISTORIA EXPLORATORIA

La historia exploratoria de la cuenca Cordillera Oriental comenzó en la década de 1940's con la perforación del pozo Tunja-1 y durante las décadas de los 50's y los 80's se perforaron 8 pozos con manifestaciones de hidrocarburos y en la década de los 90's se encontraron dos campos comerciales Corrales y Bolívar con POES entre 5 y 50 MBIs OOIP. En la década de los 2000's, se perforaron 2 pozos con aviso de descubrimiento del pozo Bochica-1. En la década de los 2010's, se perforaron 9 pozos con aviso de descubrimiento de los pozos Santander-1, Santander Sur-1 y Corrales-1D.

### 7.6.1.2 ASIGNACION DE AREAS Y ACTIVIDAD EXPLORATORIA

En la cuenca Cordillera Oriental se encuentran vigentes, a septiembre de 2020, 2 contratos en exploración y 2 contratos en producción (Figura 237). En los últimos 5 años (2015 - 2020) se perforo 1 pozo exploratorio exitoso.

#### 7.6.1.3 GAS ASOCIADO AL CARBÓN (GAC)

La zona carbonífera de la cuenca de la Cordillera Oriental se encuentra en los departamentos de Cundinamarca, Boyacá y Santander y se han identificado cerca de 18 áreas carboníferas que se presentan en la Figura 238.

Teniendo en cuenta las zonas carboníferas delimitadas en la cuenca de la Cordillera oriental y sus características geológicas, que se presentan en la siguiente tabla, se ha calculado un potencial de GAC mayor de 6 Teras.

**Tabla 53. Características Geológicas de la cuenca Cordillera Oriental.**

<b>Área</b>	> 18000 Km2
<b>Formación Carbonífera/Edad</b>	Guaduas/K superior -Paleoceno
<b>Espesor neto de carbón</b>	12 - 60 ft
<b>Reservas de carbón</b>	> 5 BTon
<b>Gas in place</b>	> 6 TCF
<b>Contenido de gas</b>	200 - 400 scf/Ton
<b>Rango del Carbón</b>	Bituminoso
<b>Reflectancia de Vitrinita (Ro)</b>	0,5 - 0,9 %

Fuente: Tomado de (ANH-GEMS, 2013)



The map displays the Cordillera Oriental region in Colombia, highlighting the distribution of coal fields (Areas Carboníferas) and the locations of capital cities (Capitales). The Cordillera Oriental is outlined in yellow, and coal fields are shaded in green. Rivers are shown in blue. Key locations marked include Bogotá D.C., Villavicencio, Ibagué, and Bucaramanga. The map includes a legend, a scale bar, and a north arrow.

UNIÓN TEMPORAL **PROSPECCIÓN** UPME 2020  
Contrato No. C-067 de 2020

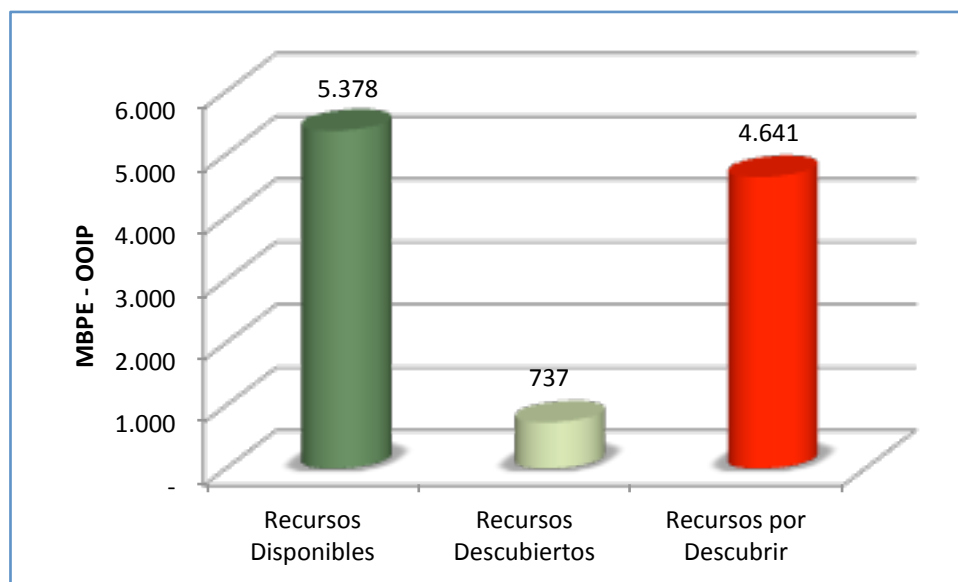
#### 7.6.1.4 VOLUMENES DE RECURSOS PROSPECTIVOS

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 Cordillera Oriental, se estimaron 5.378 MBPE de Hidrocarburos Disponibles (2% OOIP), de los cuales se han descubierto 737 MBPE (OOIP), y quedarían por encontrar 4.641 MBPE Original En Sitio (Figura 239).

En 2018, se tomó el estudio (2009) con el valor más conservador de hidrocarburos disponibles (180 MBIs) teniendo en cuenta que para los hidrocarburos en yacimientos convencionales, la cuenca Cordillera Oriental está relativamente inexplorada y tiene solo dos campos comerciales. A 2020 existe dos contratos en Evaluación técnica (TEA) y dos en exploración, los resultados de esta actividad exploratoria no aportaría producción en el horizonte de tiempo de este estudio.

Para el gas asociado al carbón solo se presenta su potencialidad de 6 TPCG ya que a la fecha no existe exploración para estos yacimientos en la cuenca de la Cordillera Oriental, cuyos bloques fueron ofertados en la Ronda 2014 y a 2020 se encuentran como área disponible y si se iniciara la exploración en algún bloque de la cuenca, este no aportaría producción en el horizonte de tiempo de este estudio.

**Figura 239: Estimativo YTF cuenca Cordillera Oriental**



Fuente: Tomada de (ANH, 2019)

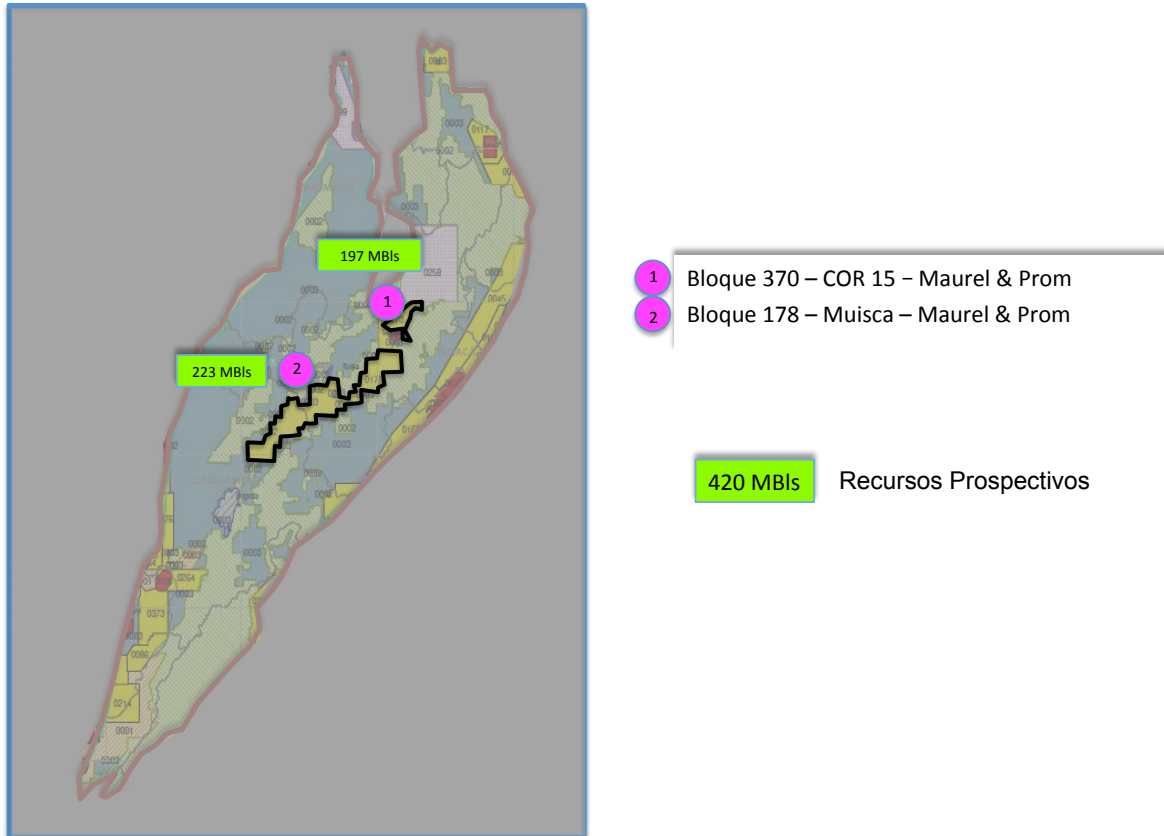
#### 7.6.1.5 OPORTUNIDADES EXPLORATORIAS IDENTIFICADAS vs YTF

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 Cordillera Oriental, se han estimado que quedarían por encontrar 4.641 MBIs Original En Sitio y las compañías reportaron en IRR 2019, 2 oportunidades en 2 contratos (Figura 240), las cuales alcanzan 420 MBIs, en donde se observan oportunidades relacionadas con los 2 campos comerciales que existen en la cuenca, de los cuales usaremos el campo Corrales como campo tipo:

- Bloque 370 – COR 15 – La oportunidad, COR 15 – Arenisca Tierna con POES de 197 MBIs y aplicando el 23,9% de factor de recobro, como el campo Corrales se tendría un volumen recuperable del orden de 47 MBIs.
- Bloque 178 – MUISCA – La oportunidad, Balsa Norte con POES de 223 MBIs y aplicando el 23,9% de factor de recobro, como el campo Corrales se tendría un volumen recuperable del orden de 53 MBIs.

**Figura 240: POES en oportunidades exploratorias identificadas por las compañías operadoras en la cuenca Cordillera Oriental**



Fuente: UT Prospección UPME 2020. ANH IRR 2019.

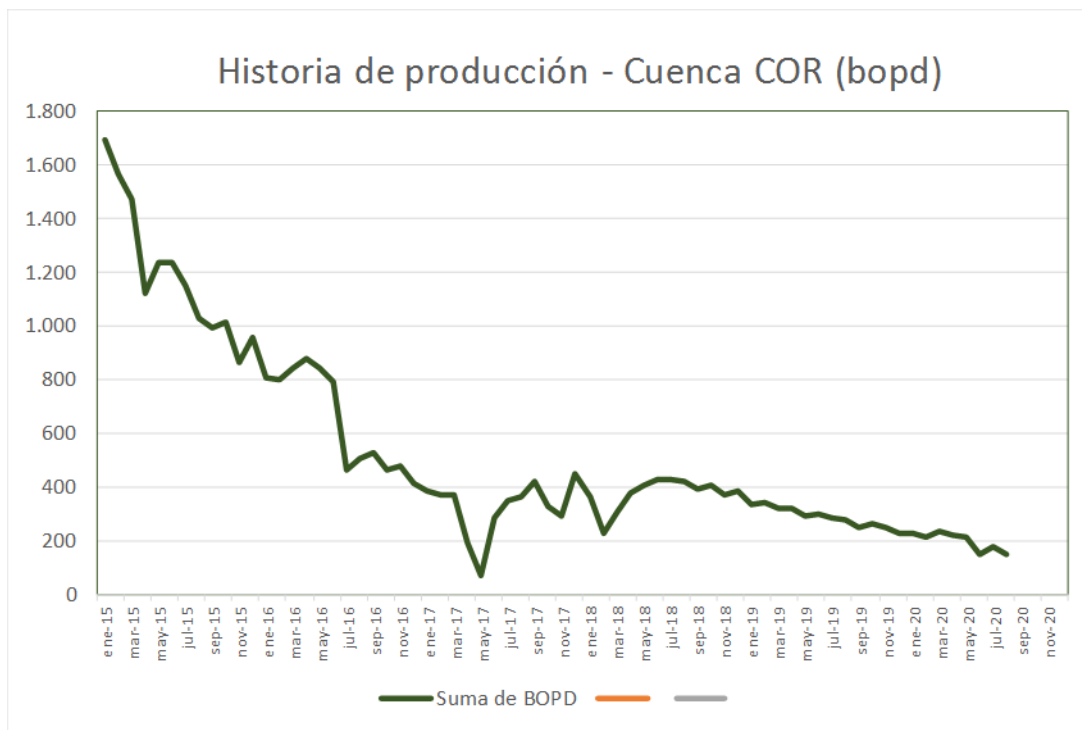
En la cuenca Cordillera Oriental, la actividad en desarrollo para encontrar nuevos volúmenes de hidrocarburos avanza acorde con la exploración adelantada por las compañías.

## 7.6.2 ESCENARIO DE PRODUCCION

La cuenca de Cordillera solo concentra interés en la actualidad, en sus componentes asociados a la cuenca Llanos en el Piedemonte Llanero y cuenca del Valle Superior del Magdalena, como lo menciona el capítulo anterior de esta cuenca solo hay firmados dos TEAS y dos contratos de exploración que no han entregado mayor información sobre el particular.



Figura 241: Historia de Producción COR



Fuente: Informes de Producción Fiscalizada ANH

En los departamentos de Boyacá y Cundinamarca existen fuertes restricciones de regulación ambiental, por ejemplo, el anterior gobernador promovió la prohibición de actividades de sísmica en el departamento, en el que se localizan los únicos campos en producción Bolívar y Corrales del contrato Buenavista.

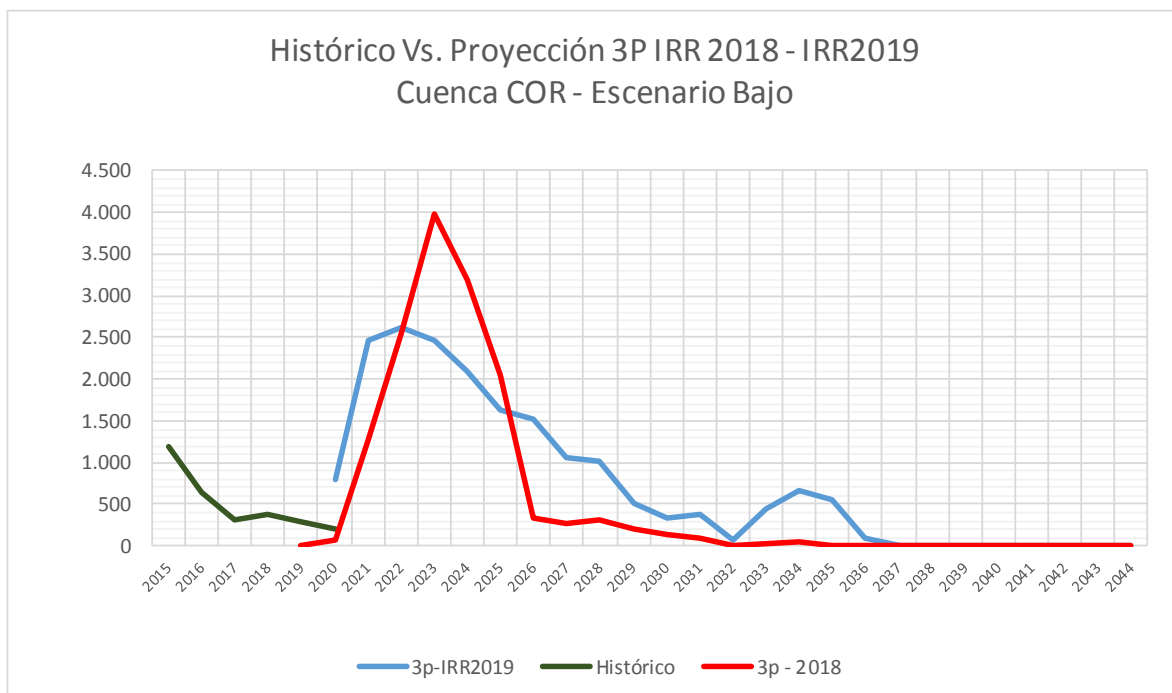
La producción actual es marginal y los últimos resultados de pozos como el de Corrales 8, no encuentran respuestas a un pozo 100 % agua, en medio de la estructura, falta bastante información para entender las formaciones productoras del área (Figura 241).

#### 7.6.2.1 ESCENARIO BAJO

##### 7.6.2.1.1 ESCENARIO BAJO CON INFORMACIÓN PRELIMINAR

Este Escenario considera las reservas Probadas, Probables y Posibles.

**Figura 242: Pronóstico de producción cuenca de COR Escenario Bajo**



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

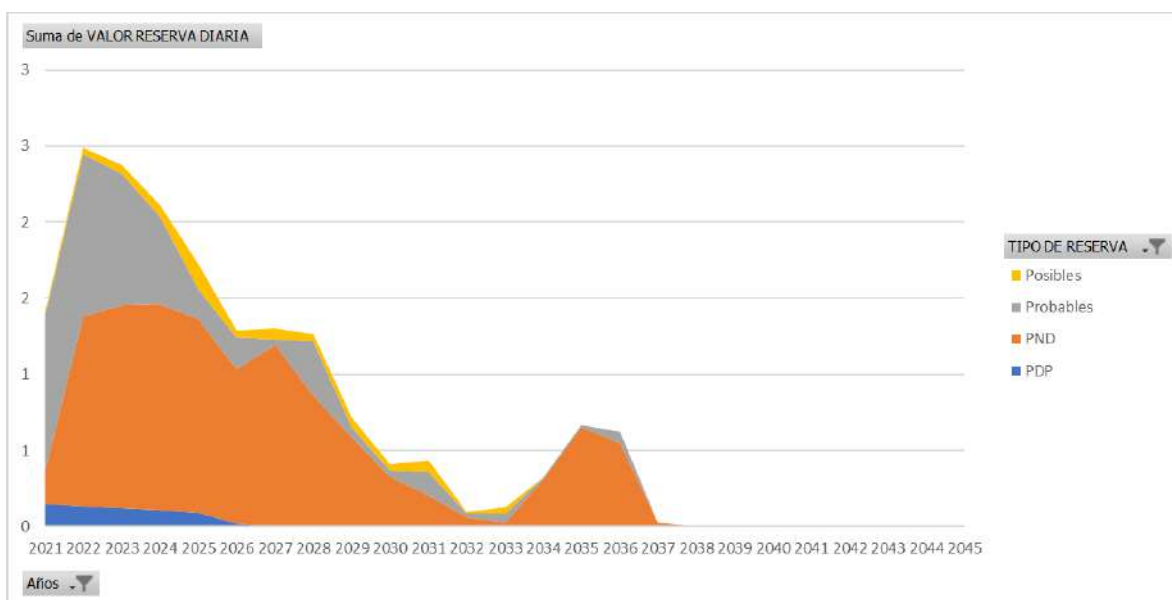
Las expectativas de las reservas y la reducción de incertidumbre prevén una recuperación a niveles del orden de los 2000 BPD en el corto plazo de acuerdo con la información reportada en el IRR 2019 para las reservas 3P (Figura 242).

#### 7.6.2.1.2 ESCENARIO BAJO AJUSTADO CON NUEVA INFORMACIÓN

El Escenario Bajo se consideraron las reservas probadas (PDP, PNP, PND) las probables y las posibles. En la cuenca se contemplaba la perforación de 2 pozos uno en Bolívar y otro en Corrales se ajustó solamente en las reservas posible al 50%.

En la Figura 243 y Tabla 54 se presentan las proyecciones en producción.

**Figura 243: Producción cuenca de Cordillera Escenario Bajo 2021-2045 en KBD**



Fuente: Información IRR 2019 y cálculos Unión Temporal Prospección UPME 2020

**Tabla 54: Datos producción cuenca de Cordillera Escenario Bajo 2021-2045 en KBD**

Año	PDP	PNP	PND	Probables	Posibles	Total general
2021	0.15	-	0.22	1.02	0.02	1.41
2022	0.14	-	1.25	1.06	0.04	2.49
2023	0.12	-	1.34	0.86	0.06	2.37
2024	0.11	-	1.36	0.58	0.07	2.11
2025	0.09	-	1.27	0.19	0.16	1.72
2026	0.02	-	1.01	0.21	0.05	1.29
2027	0.00	-	1.19	0.03	0.07	1.30
2028	-	-	0.86	0.36	0.04	1.26
2029	-	-	0.58	0.07	0.06	0.71
2030	-	-	0.33	0.04	0.04	0.41
2031	-	-	0.20	0.15	0.08	0.44
2032	-	-	0.06	0.02	0.01	0.10
2033	-	-	0.03	0.06	0.04	0.13
2034	-	-	0.31	0.01	-	0.32
2035	-	-	0.66	0.01	-	0.66
2036	-	-	0.55	0.08	-	0.62
2037	-	-	0.02	-	-	0.02
2038	-	-	-	-	-	-
2039	-	-	-	-	-	-
2040	-	-	-	-	-	-
2041	-	-	-	-	-	-
2042	-	-	-	-	-	-
2043	-	-	-	-	-	-
2044	-	-	-	-	-	-
2045	-	-	-	-	-	-

Fuente: Información IRR 2019 y cálculos Unión Temporal Prospección UPME 2020

En la Tabla 55, se presenta la clasificación de las reservas

**Tabla 55: Reservas/recursos - cuenca de Cordillera Escenario Bajo 2021-2045**

Reservas	Kbls
PDP	230
PNP	
PND	4.103
<b>1P</b>	<b>4.333</b>
Probables	1.737
Posibles	277
<b>3P</b>	<b>6.347</b>

Fuente: Información IRR 2019 y cálculos Unión Temporal Prospección UPME 2020

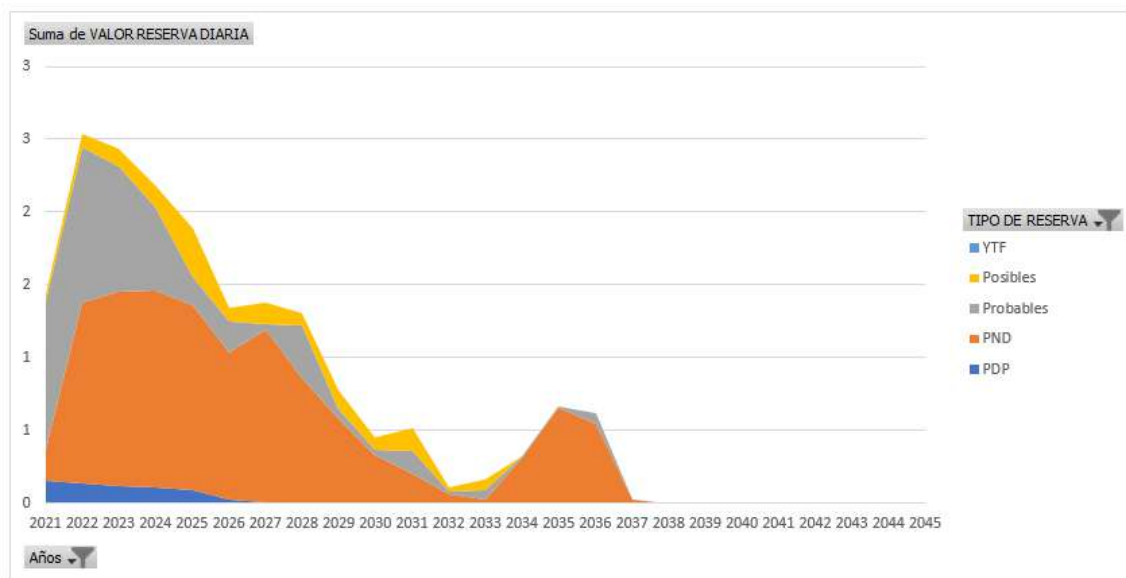
## 7.6.2.2 ESCENARIO MEDIO

### 7.6.2.2.1 ESCENARIO MEDIO AJUSTADO CON NUEVA INFORMACIÓN

El Escenario Medio, se construyó con base al escenario bajo, ajustando solamente las reservas posibles al 100%. No se contemplan recursos contingentes ni en el IRR2019 ni por la UT.

En la Figura 244 y en la Tabla 56 se presenta el pronóstico de producción para el Escenario Medio.

**Figura 244: Producción cuenca de Cordillera Escenario Medio 2021-2045 en KBD**



Fuente: Información IRR 2019 y cálculos Unión Temporal Prospección UPME 2020

**Tabla 56: Datos producción cuenca de Cordillera Escenario Medio 2021-2045 en KBD**

Año	PDP	PND	Probables	Posibles	YTF	Total general
2021	0.15	0.22	1.02	0.04	-	1.44
2022	0.14	1.25	1.06	0.09	-	2.53
2023	0.12	1.34	0.86	0.11	-	2.43
2024	0.11	1.36	0.58	0.15	-	2.18
2025	0.09	1.27	0.19	0.33	-	1.88
2026	0.02	1.01	0.21	0.10	-	1.34
2027	0.00	1.19	0.03	0.15	-	1.38
2028	-	0.86	0.36	0.09	-	1.31
2029	-	0.58	0.07	0.12	-	0.77
2030	-	0.33	0.04	0.08	-	0.45
2031	-	0.20	0.15	0.16	-	0.52
2032	-	0.06	0.02	0.03	-	0.11
2033	-	0.03	0.06	0.08	-	0.16
2034	-	0.31	0.01	-	-	0.32
2035	-	0.66	0.01	-	-	0.66
2036	-	0.55	0.08	-	-	0.62
2037	-	0.02	-	-	-	0.02
2038	-	-	-	-	-	-
2039	-	-	-	-	-	-
2040	-	-	-	-	-	-
2041	-	-	-	-	-	-
2042	-	-	-	-	-	-
2043	-	-	-	-	-	-
2044	-	-	-	-	-	-
2045	-	-	-	-	-	-

Fuente: Información IRR 2019 y cálculos Unión Temporal Prospección UPME 2020

En la Tabla 57, se presenta la clasificación de las reservas para el Escenario Medio

**Tabla 57: Reservas/recursos - cuenca de Cordillera Escenario Medio 2021-2045**

Reservas	Kbls
PDP	230
PNP	
PND	4.103
<b>1P</b>	<b>4.333</b>
Probables	1.737
Posibles	555
<b>3P</b>	<b>6.625</b>
Contingente	-
YTF	-

Fuente: Información IRR 2019 y cálculos Unión Temporal Prospección UPME 2020

### 7.6.2.3 ESCENARIO ALTO

#### 7.6.2.3.1 ESCENARIO ALTO AJUSTADO CON NUEVA INFORMACIÓN

El Escenario Alto, incluye además de las reservas del Escenario Bajo los recursos exploratorio del YTF de Cordillera en los bloques 370 y 178 que se presentan en la Tabla 58.

**Tabla 58: YTF - Cuenca de Cordillera Escenario Alto 2021-2045**

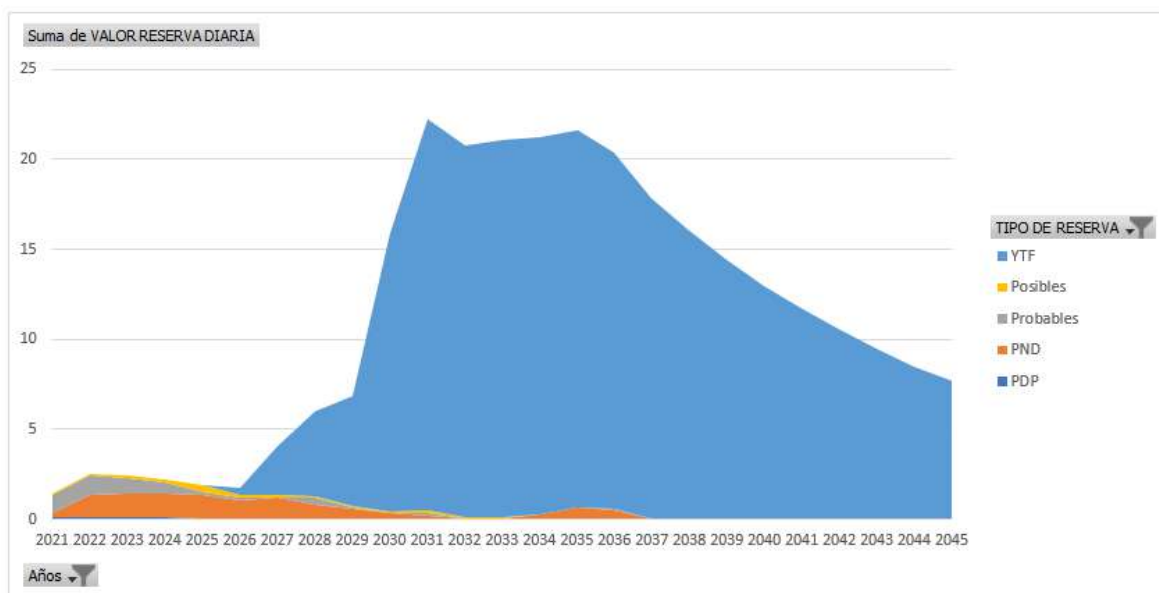
Cuenca	Areas	YTF (Kbls)
COR	MUISCA	51.054
COR	COR 15	45.146

Fuente: Información IRR 2019 y cálculos Unión Temporal Prospección UPME 2020

En la Figura 245 y en la Tabla 59 se presenta el pronóstico de producción para el Escenario Alto.



**Figura 245: Producción cuenca de Cordillera Escenario Alto 2021-2045 en KBD**



Fuente: Información IRR 2019 y cálculos Unión Temporal Prospección UPME 2020

**Tabla 59: Datos producción cuenca de Cordillera Escenario Alto 2021-2045 en KBD**

Año	PDP	PND	Probables	Posibles	YTF	Total general
2021	0.15	0.22	1.02	0.04	-	1.44
2022	0.14	1.25	1.06	0.09	-	2.53
2023	0.12	1.34	0.86	0.11	-	2.43
2024	0.11	1.36	0.58	0.15	-	2.18
2025	0.09	1.27	0.19	0.33	-	1.88
2026	0.02	1.01	0.21	0.10	0.41	1.75
2027	0.00	1.19	0.03	0.15	2.71	4.09
2028	-	0.86	0.36	0.09	4.71	6.02
2029	-	0.58	0.07	0.12	6.11	6.88
2030	-	0.33	0.04	0.08	15.42	15.87
2031	-	0.20	0.15	0.16	21.68	22.19
2032	-	0.06	0.02	0.03	20.67	20.78
2033	-	0.03	0.06	0.08	20.91	21.07
2034	-	0.31	0.01	-	20.91	21.23
2035	-	0.66	0.01	-	20.91	21.57
2036	-	0.55	0.08	-	19.76	20.38
2037	-	0.02	-	-	17.83	17.86
2038	-	-	-	-	16.05	16.05
2039	-	-	-	-	14.44	14.44
2040	-	-	-	-	12.96	12.96
2041	-	-	-	-	11.70	11.70
2042	-	-	-	-	10.53	10.53
2043	-	-	-	-	9.48	9.48
2044	-	-	-	-	8.51	8.51
2045	-	-	-	-	7.68	7.68

Fuente: Información IRR 2019 y cálculos Unión Temporal Prospección UPME 2020

En la Tabla 60 se presenta la clasificación de reservas

**Tabla 60: Reservas/recursos - cuenca de Cordillera Escenario Alto 2021-2045**

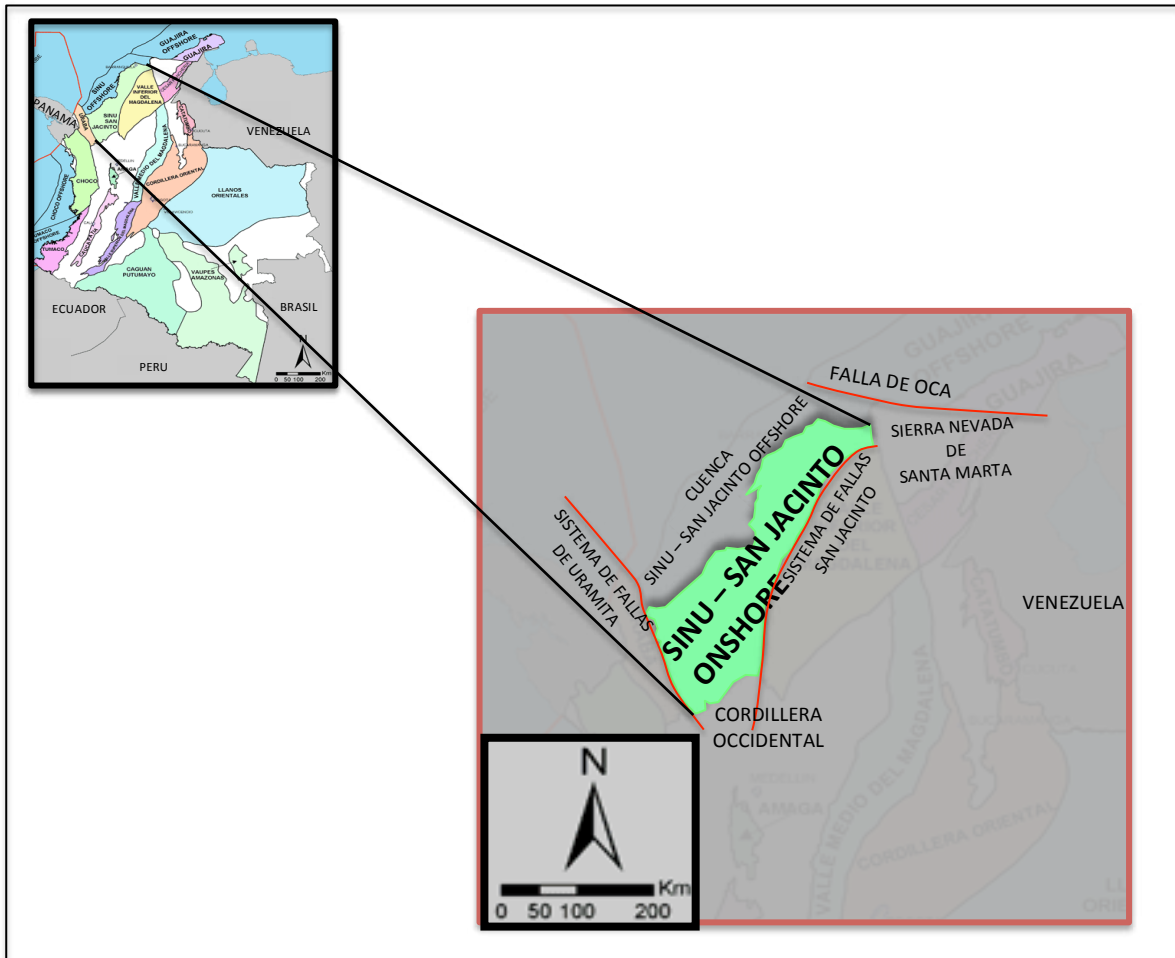
Reservas	Kbls
PDP	230
PNP	
PND	4.103
<b>1P</b>	<b>4.333</b>
Probables	1.737
Posibles	555
<b>3P</b>	<b>6.625</b>
Contingente	-
YTF	96.200
No convencionales	

Fuente: Información IRR 2019 y cálculos Unión Temporal Prospección UPME 2020

## 7.7 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 246).

**Figura 246: Localización de la cuenca del Sinú –San Jacinto Onshore**



Fuente: Tomada de (ANH, 2007).

### 7.7.1 RECURSOS PROSPECTIVOS

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

#### 7.7.1.1 HISTORIA EXPLORATORIA

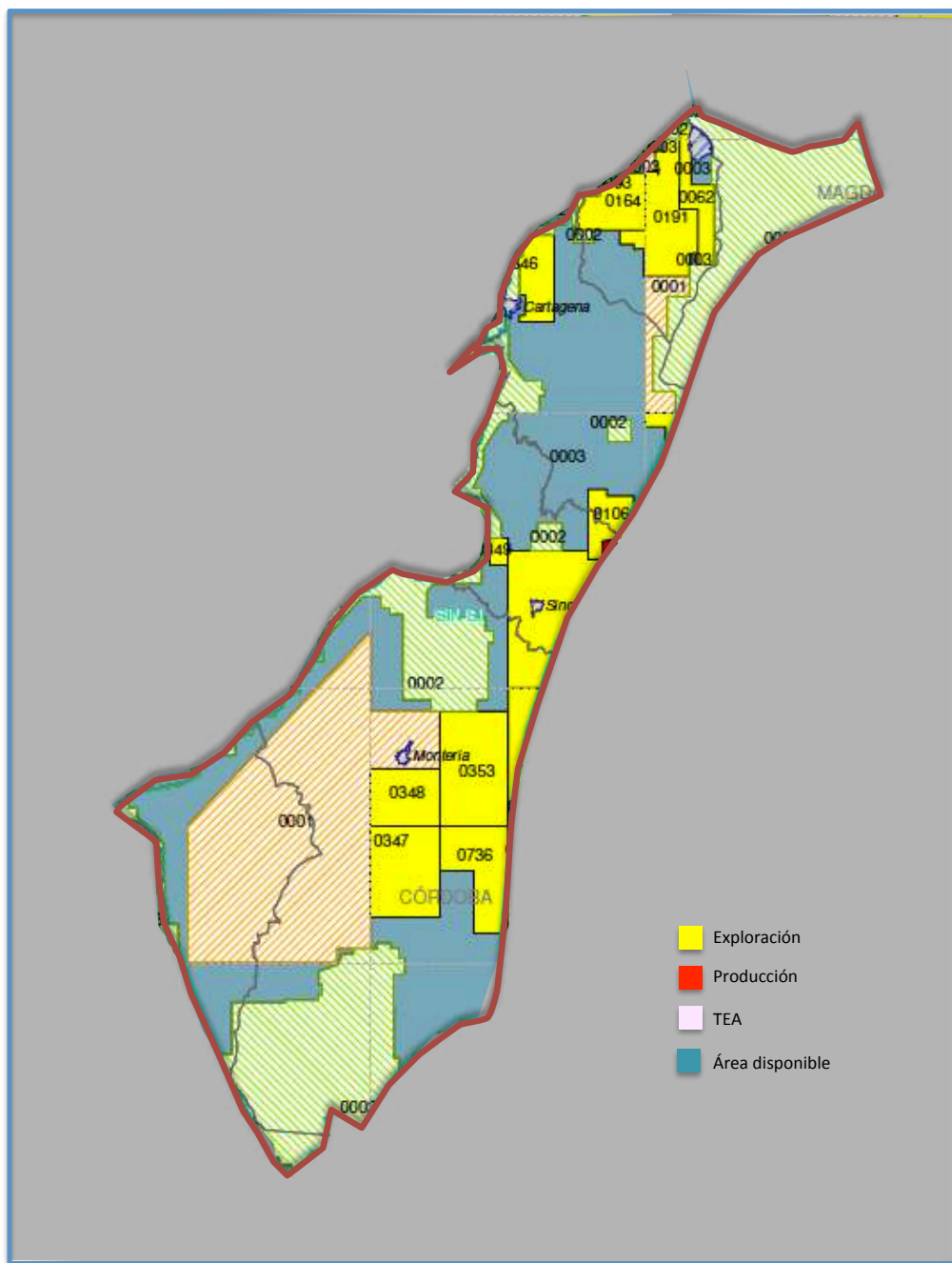
La historia exploratoria de Colombia inicia en la cuenca de Sinú – San Jacinto Onshore, el primer pozo exploratorio perforado en Colombia fue el pozo Las perdices-1 en 1906 con muestras de aceite y los pozos Carmen, con muestras de gas (Onshore). Entre las décadas de 1910's a los 40's se perforaron 33 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.

#### 7.7.1.2 ASIGNACION DE AREAS Y ACTIVIDAD EXPLORATORIA

En la cuenca Sinú – San Jacinto se encuentran vigentes, a septiembre de 2020, 8 contratos en exploración. (Figura 247). 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 1 y Bullerengue-3.

**Figura 247: Mapa de tierras cuenca Sinú – San Jacinto Onshore**

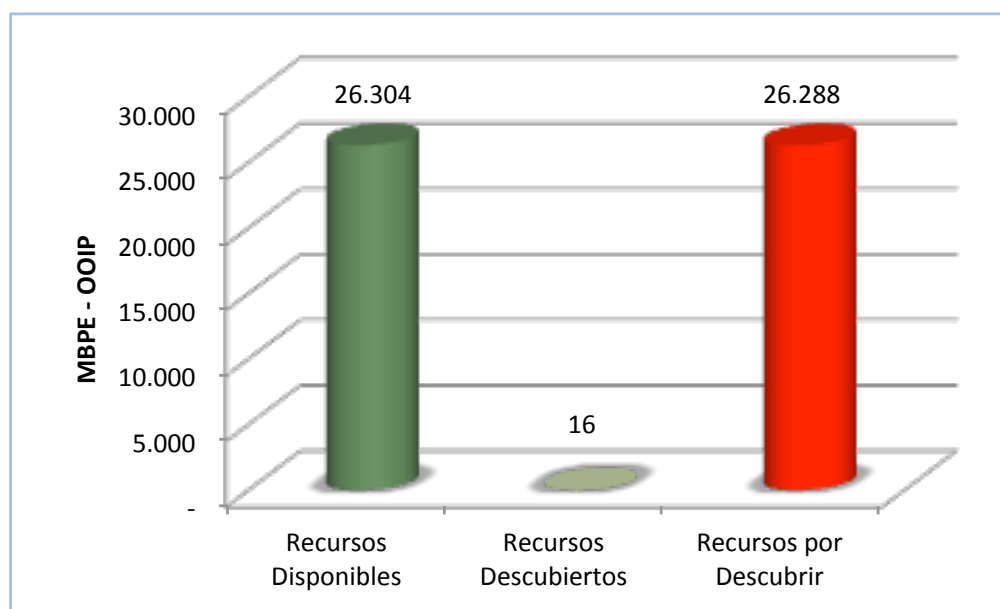


Fuente: Tomada de (ANH, 2020).

### 7.7.1.3 VOLUMENES 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 Sinú – San Jacinto Onshore, se estimaron 26.304 MBPE de Hidrocarburos Disponibles (2% OOIP), de los cuales se han descubierto 16 MBPE (Figura 248) y quedarían por encontrar 26.288 MBPE.

**Figura 248: Estimativo YTF cuenca Sinú – San Jacinto Onshore**



Fuente: Tomada de (ANH, 2019)

### 7.7.1.4 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.

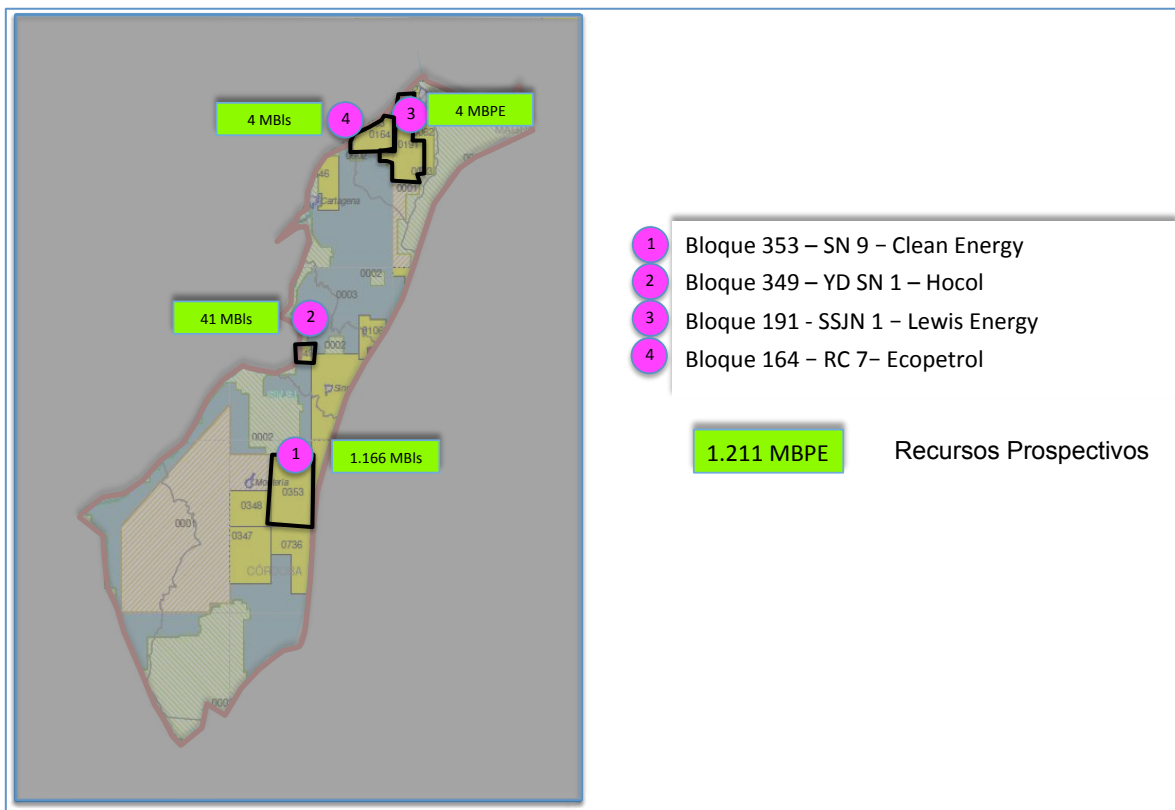
Para la cuenca Sinú – San Jacinto Onshore, se han estimado que quedarían por encontrar 26.288 MBPE Original En Sitio y las compañías reportaron en IRR 2019, 6 oportunidades en 4 contratos (Figura 249), las cuales alcanzan 1.211 MBPE, en donde se observan oportunidades relacionadas con el campo que existe en la cuenca, el campo Bullerengue (37 MBPE), así:

- Bloque 353 – SN 9 – Las oportunidades, Prospectos 5, 6 y 7 – Ciénaga de Oro con POES de 1.166 MBIs y aplicando el 19% de factor de recobro, como el campo Bullerengue se tendría un volumen recuperable del orden de 221 MBIs (6 campos tipo Bullerengue).
- Bloque 349 – YD SN 1 – La oportunidad, Obiwan - Chengue con POES de 41 MBIs y aplicando el 19% de factor de recobro, como el campo Bullerengue se tendría un volumen recuperable del orden de 8 MBIs.
- Bloque 191 – SSJNN 1 – La oportunidad, Merecumbé - Chengue con GOES de 26 GPC (4 MBPE). y aplicando el 19% de factor de recobro, como el campo Bullerengue se tendría un volumen recuperable del orden de 0,7 MBPE.
- Bloque 164 – RC 7 – La oportunidad, Basari - Chengue con POES de 32 MBIs y aplicando el 19% de factor de recobro, como el campo Bullerengue se tendría un volumen recuperable del orden de 6 MBIs.

En la cuenca Sinú – San Jacinto, la actividad en desarrollo para encontrar nuevos volúmenes de hidrocarburos avanza acorde con la exploración adelantada por las compañías.



**Figura 249: POES en oportunidades exploratorias identificadas por las compañías operadoras en la cuenca Sinú – San Jacinto**



Fuente: UT Prospección UPME 2020. ANH IRR 2019.

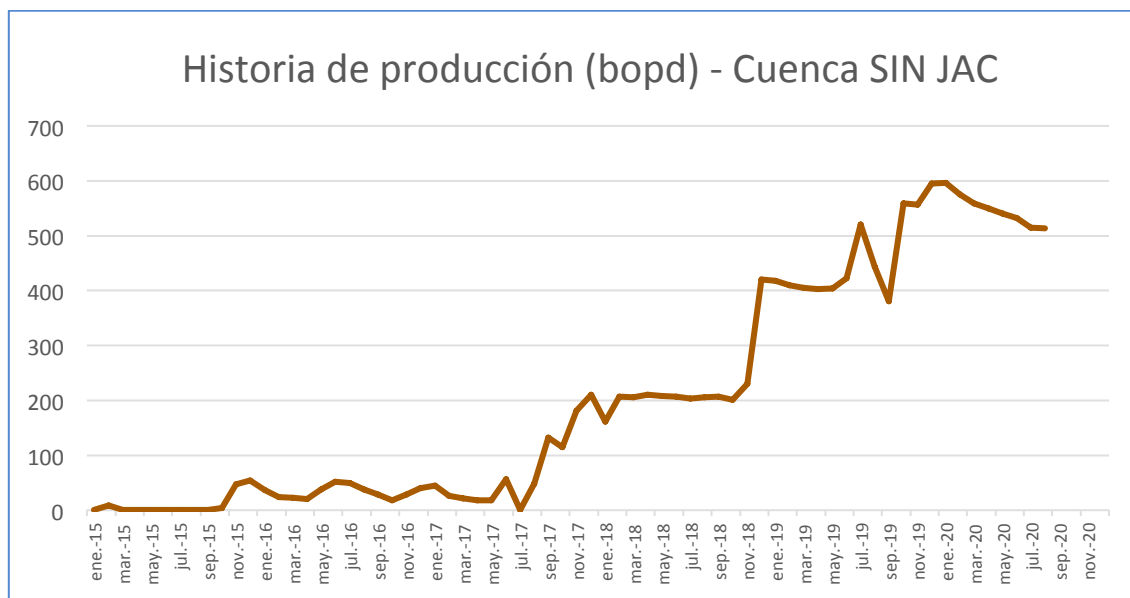
### 7.7.2 ESCENARIO DE PRODUCCIÓN

Esta cuenca ha tenido actividad desde el año 1900, con la poca fortuna para la cuenca, que el gas no era objetivo principal y solo tenía pequeñas cantidades de condensado. Es paradójico que desde la primera campaña exploratoria de hace más de 100 años en los pozos perdices se había encontrado gas y ligeras cantidades de crudo y que el primer hallazgo comercial se haya realizado en una área colindante 118 años después con el pozo Bullerengue.

Para la cuenca va ser muy importante para la campaña exploratoria que inician conjuntamente Hocol y Lewis, una vez lleguen al acuerdo de cederle a esta última el 50 %.

Hocol anunció que va perforar en el bloque SSJJ-1 tres pozos exploratorios adicionales dado el éxito del pozo Bullarengue en el 2018 y el reciente hallazgo en Merecumbé con pruebas realizadas en el año 2020. En este bloque, al final del 2019, se había probado con éxito el pozo Bullerengue 3.

**Figura 250: Historia de producción cuenca de Sinú - San Jacinto**



Fuente: Informes de producción fiscalizada ANH.

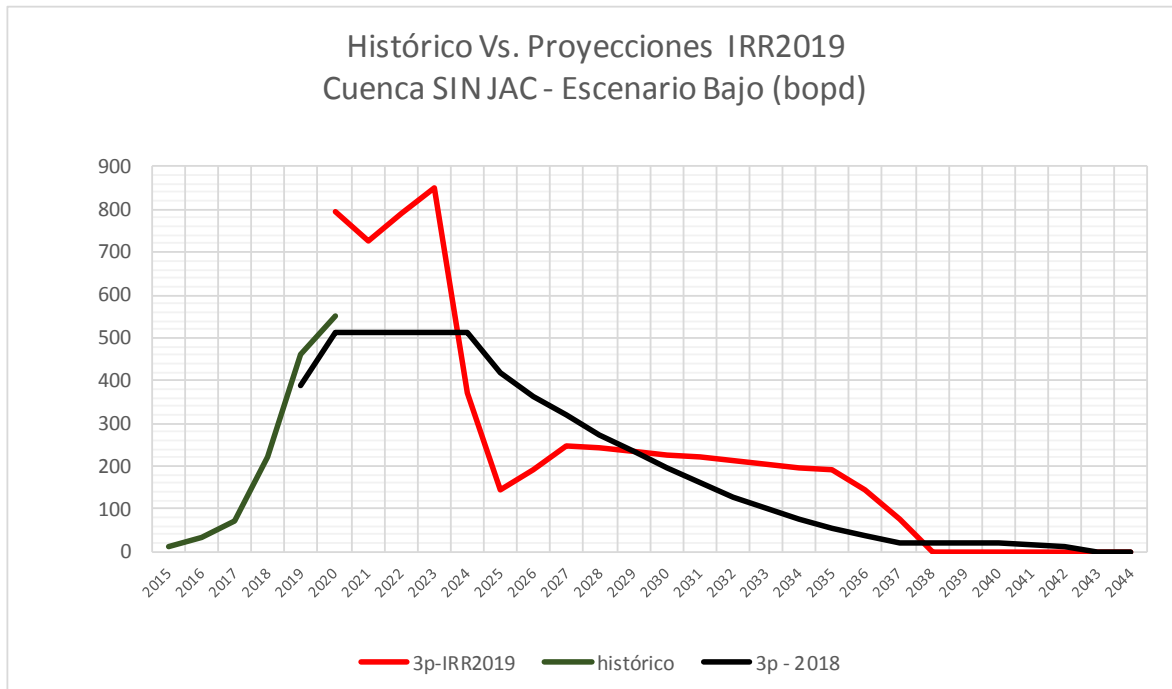
La Figura 250 muestra como el pozo Bullerengue perforado en el 2015, se mantuvo en pruebas durante los años 2016 y 2017 y oficialmente inicio su explotación comercial en septiembre del año 2018. Es el único campo comercial del área, que aumentó su producción con la perforación en el año 2019 del pozo Bullerengue 3.

### 7.7.2.1 ESCENARIO BAJO

#### 7.7.2.1.1 ESCENARIO BAJO CON INFORMACIÓN PRELIMINAR

Este Escenario considera las reservas 3 P reportadas en el informe de reservas del IRR 2019.

**Figura 251: Pronóstico de producción cuenca del Sinú San Jacinto – Escenario Bajo**



Fuente: Datos UT Prospección UPME 2020. ANH IRR 2019

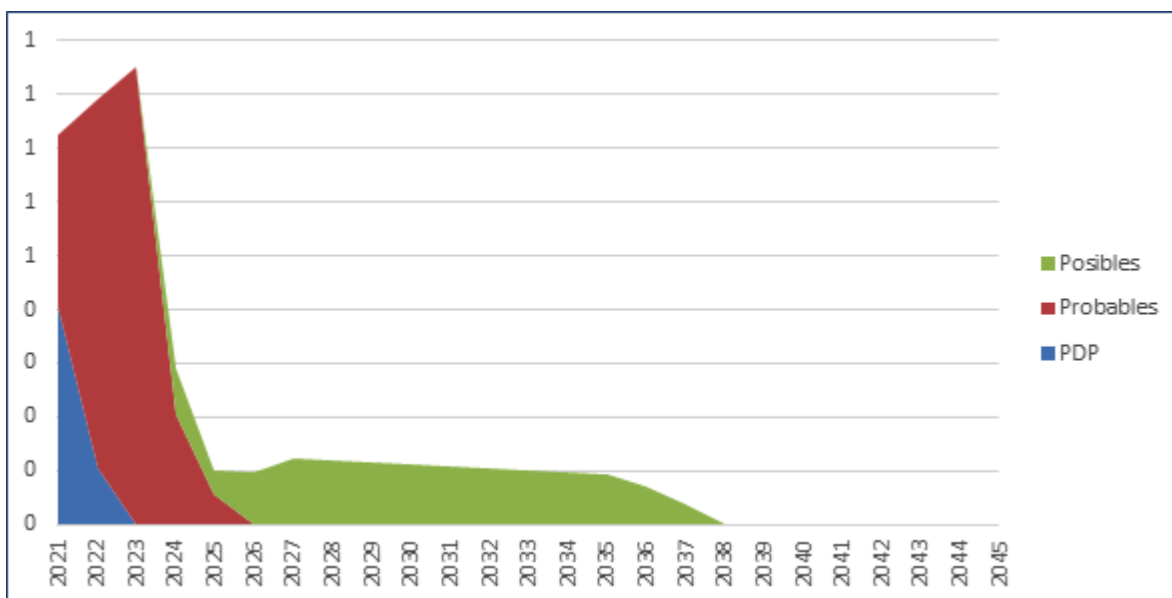
El desarrollo del primer campo de la cuenca muestra que la producción va a aumentar de manera importante en el corto plazo; dado que se está iniciando con la explotación de la cuenca considerada frontera. La explotación del campo Bullerengue y el nuevo hallazgo de Merecumbé, suministrarán los parámetros técnicos para poder proponer a futuro los recursos contingentes de estos campos y los prospectivos de las áreas aledañas.

#### 7.7.2.1.2 ESCENARIO BAJO AJUSTADO CON NUEVA INFORMACIÓN

Este Escenario se construye con las reservas PDP, probables y posibles con una sensibilidad del 50%.

En la Figura 252 y Tabla 61 se presentan los pronósticos de producción

**Figura 252: Producción cuenca de Sinú-San Jacinto Escenario Bajo 2021-2045 en KBD**



Fuente: Información IRR 2019 y cálculos Unión Temporal Prospección UPME 2020

**Tabla 61: Datos producción cuenca de Sinú-San Jacinto Escenario Bajo 2021-2045 en KBD**

Año	PDP	PNP	PND	Probables	Posibles	Total general
2021	0,40	-	-	0,32	-	0,73
2022	0,10	-	-	0,69	-	0,79
2023	-	-	-	0,85	-	0,85
2024	-	-	-	0,21	0,08	0,29
2025	-	-	-	0,06	0,04	0,10
2026	-	-	-	-	0,10	0,10
2027	-	-	-	-	0,12	0,12
2028	-	-	-	-	0,12	0,12
2029	-	-	-	-	0,12	0,12
2030	-	-	-	-	0,11	0,11
2031	-	-	-	-	0,11	0,11
2032	-	-	-	-	0,11	0,11
2033	-	-	-	-	0,10	0,10
2034	-	-	-	-	0,10	0,10
2035	-	-	-	-	0,10	0,10
2036	-	-	-	-	0,07	0,07
2037	-	-	-	-	0,04	0,04
2038	-	-	-	-	-	-
2039	-	-	-	-	-	-
2040	-	-	-	-	-	-
2041	-	-	-	-	-	-
2042	-	-	-	-	-	-
2043	-	-	-	-	-	-
2044	-	-	-	-	-	-
2045	-	-	-	-	-	-

Fuente: Información IRR 2019 y cálculos Unión Temporal Prospección UPME 2020

En la Tabla 62 se presenta la clasificación de las reservas

**Tabla 62: Reservas/recursos cuenca de Sinú-San Jacinto Escenario Bajo 2021-2045**

Reservas	Kbls
PDP	186
PNP	-
PND	-
<b>1P</b>	<b>186</b>
Probables	774
Posibles	482
<b>3P</b>	<b>1.442</b>

Fuente: Información IRR 2019 y cálculos Unión Temporal Prospección UPME 2020

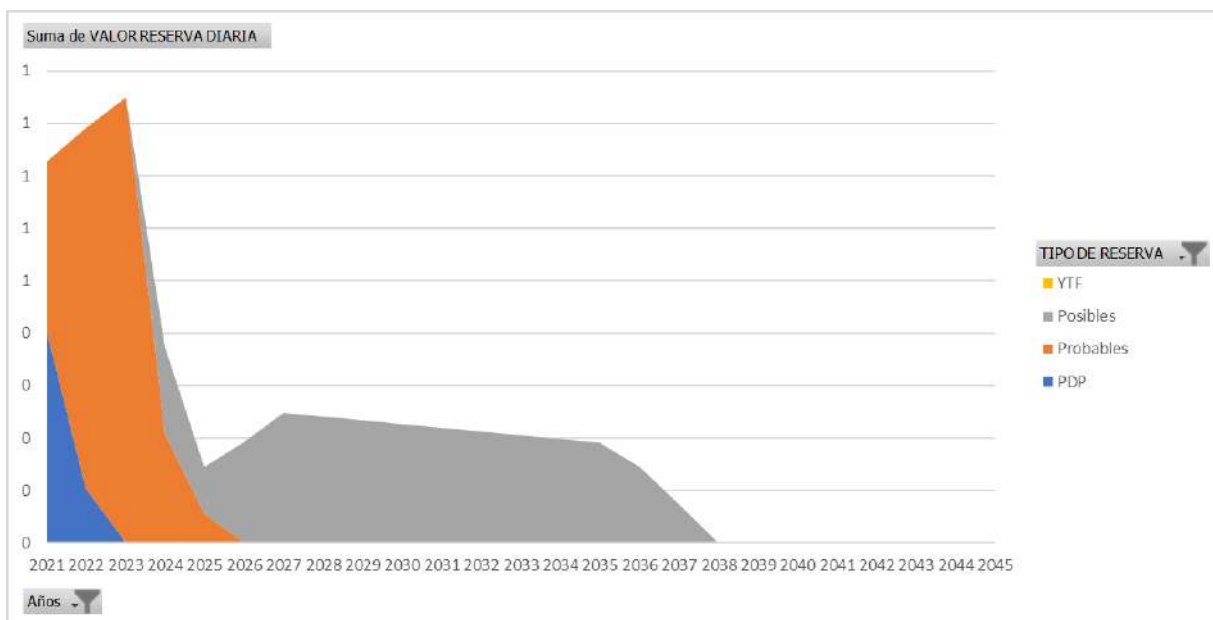
### 7.7.2.2 ESCENARIO MEDIO

#### 7.7.2.2.1 ESCENARIO MEDIO CON NUEVA INFORMACIÓN

Este escenario incluye las mismas reservas del Escenario Bajo sin la sensibilidad del 50% a las reservas posibles.

En la Figura 253 y Tabla 63 se presentan los pronósticos de producción

**Figura 253: Producción cuenca de Sinú-San Jacinto Escenario Medio 2021-2045 en KBD**



Fuente: Información IRR 2019 y cálculos Unión Temporal Prospección UPME 2020

**Tabla 63: Datos producción cuenca de Sinú-San Jacinto Escenario Medio 2021-2045 en KBD**

Año	PDP	PNP	PND	Probables	Posibles	Total general
2021	0,40	-	-	0,32	-	0,73
2022	0,10	-	-	0,69	-	0,79
2023	-	-	-	0,85	-	0,85
2024	-	-	-	0,21	0,17	0,37
2025	-	-	-	0,06	0,09	0,14
2026	-	-	-	-	0,19	0,19
2027	-	-	-	-	0,25	0,25
2028	-	-	-	-	0,24	0,24
2029	-	-	-	-	0,23	0,23
2030	-	-	-	-	0,23	0,23
2031	-	-	-	-	0,22	0,22
2032	-	-	-	-	0,21	0,21
2033	-	-	-	-	0,20	0,20
2034	-	-	-	-	0,20	0,20
2035	-	-	-	-	0,19	0,19
2036	-	-	-	-	0,14	0,14
2037	-	-	-	-	0,07	0,07
2038	-	-	-	-	-	-
2039	-	-	-	-	-	-
2040	-	-	-	-	-	-
2041	-	-	-	-	-	-
2042	-	-	-	-	-	-
2043	-	-	-	-	-	-
2044	-	-	-	-	-	-
2045	-	-	-	-	-	-

Fuente: Información IRR 2019 y cálculos Unión Temporal Prospección UPME 2020

En la Tabla 64 se presenta la clasificación de las reservas



**Tabla 64: Reservas cuenca de Sinú-San Jacinto Escenario Medio 2021-2045**

Reservas	kBP
PDP	186
PNP	
PND	
<b>1P</b>	<b>186</b>
Probables	774
Posibles	964
<b>3P</b>	<b>1.924</b>

Fuente: Información IRR 2019 y cálculos Unión Temporal Prospección UPME 2020

### 7.7.2.3 ESCENARIO ALTO

#### 7.7.2.3.1 ESCENARIO ALTO AJUSTADO CON NUEVA INFORMACIÓN

El Escenario está construido con base en el Escenario Medio y se han incluido los recursos exploratorios YTF, que se presentan en la Tabla 65

**Tabla 65: Recursos YTF- cuenca de Sinú-San Jacinto Escenario Alto 2021-2045**

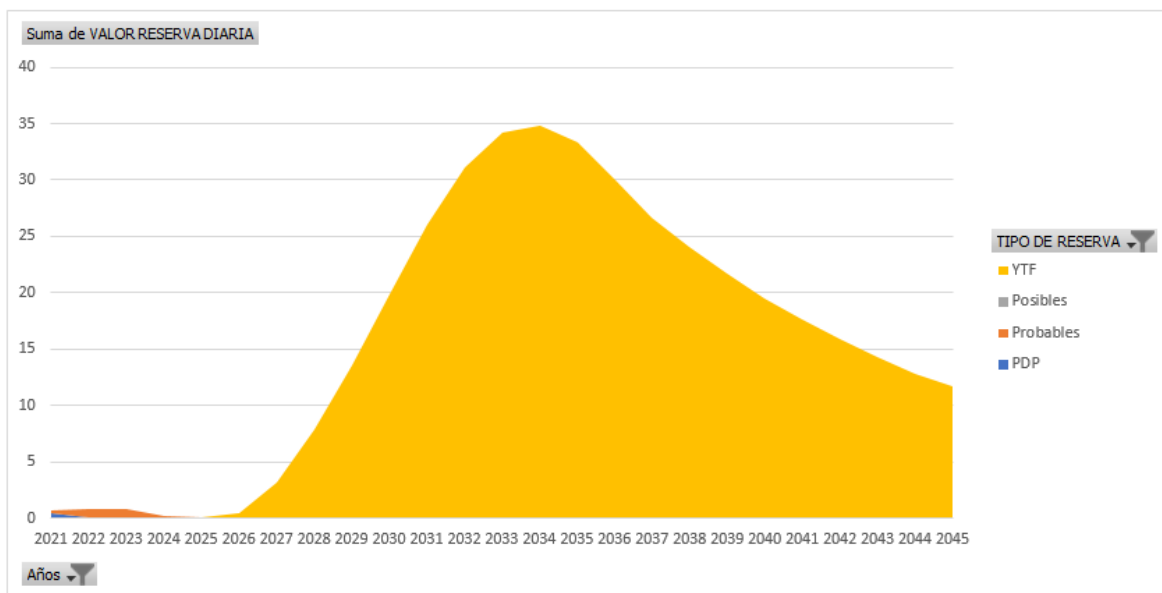
Cuenca	Areas	YTF (Kbls)
SIN SAJ	SN 9	139.173
SIN SAJ	YD SN 1	6.458

Fuente: Información IRR 2019 y cálculos Unión Temporal Prospección UPME 2020

La información de estos prospectos exploratorios se presenta en el capítulo de prospectividad.

En la Figura 254 y Tabla 66, se presenta la proyección de la producción

**Figura 254: Producción cuenca de Sinú-San Jacinto Escenario Alto 2021-2045 en KBD**



Fuente: Información IRR 2019 y cálculos Unión Temporal Prospección UPME 2020

**Tabla 66: Datos producción cuenca de Sinú-San Jacinto Escenario Alto 2021-2045 en KBD**

Año	PDP	PNP	PND	Probables	Posibles	Contingente	YTF	Total general
2021	0,40	-	-	0,32	-	-	-	0,73
2022	0,10	-	-	0,69	-	-	-	0,79
2023	-	-	-	0,85	-	-	-	0,85
2024	-	-	-	0,21	0,17	-	-	0,37
2025	-	-	-	0,06	0,09	-	0,03	0,18
2026	-	-	-	-	0,19	-	0,47	0,66
2027	-	-	-	-	0,25	-	3,19	3,44
2028	-	-	-	-	0,24	-	7,83	8,07
2029	-	-	-	-	0,23	-	13,54	13,77
2030	-	-	-	-	0,23	-	19,83	20,05
2031	-	-	-	-	0,22	-	26,05	26,26
2032	-	-	-	-	0,21	-	31,08	31,29
2033	-	-	-	-	0,20	-	34,15	34,35
2034	-	-	-	-	0,20	-	34,87	35,07
2035	-	-	-	-	0,19	-	33,33	33,52
2036	-	-	-	-	0,14	-	30,15	30,29
2037	-	-	-	-	0,07	-	26,68	26,75
2038	-	-	-	-	-	-	24,04	24,04
2039	-	-	-	-	-	-	21,67	21,67
2040	-	-	-	-	-	-	19,48	19,48
2041	-	-	-	-	-	-	17,61	17,61
2042	-	-	-	-	-	-	15,88	15,88
2043	-	-	-	-	-	-	14,32	14,32
2044	-	-	-	-	-	-	12,87	12,87
2045	-	-	-	-	-	-	11,64	11,64

Fuente: Información IRR 2019 y cálculos Unión Temporal Prospección UPME 2020

En la Tabla 67, se presentan la clasificación de la reserva y recursos.

**Tabla 67: Reservas/recursos cuenca de Sinú-San Jacinto Escenario Alto 2021-2045**

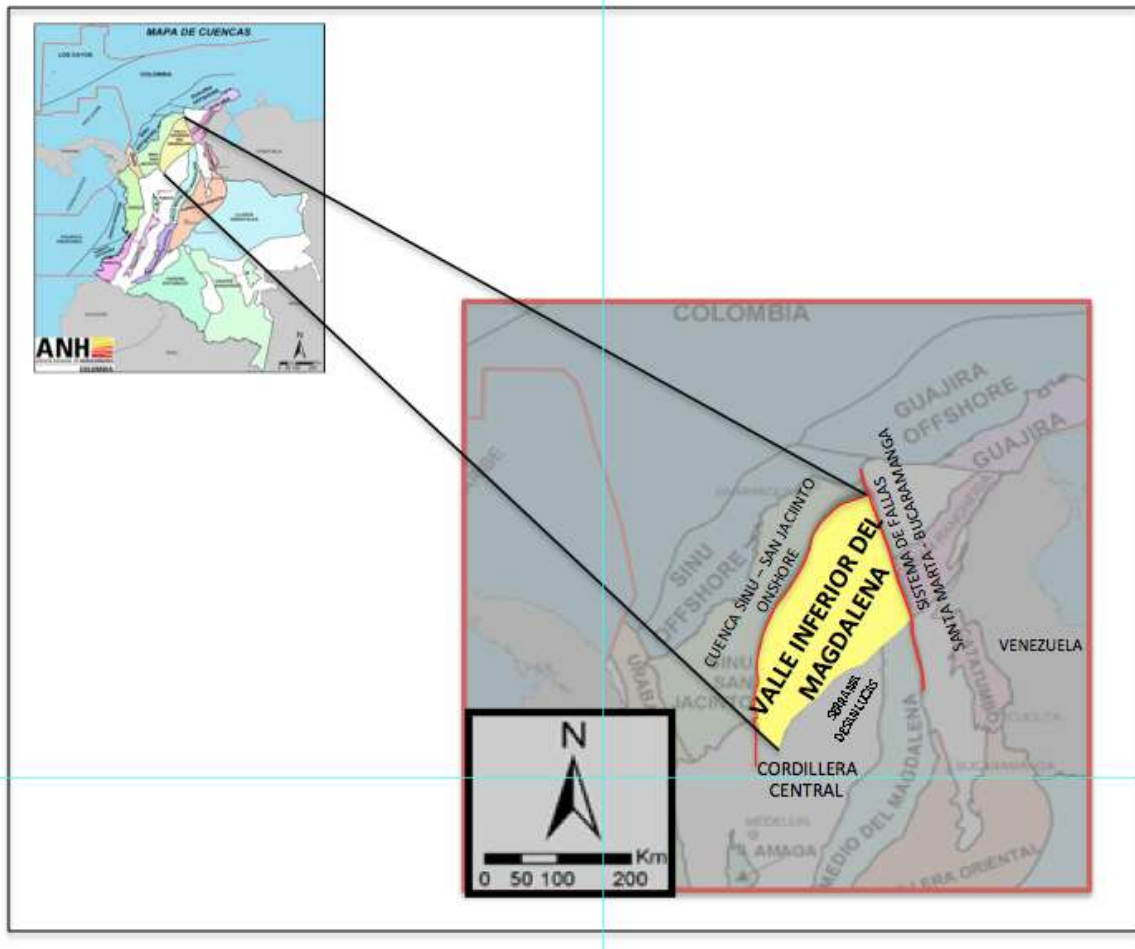
Reservas	kBP
PDP	186
PNP	-
PND	-
<b>1P</b>	<b>186</b>
Probables	774
Posibles	964
<b>3P</b>	<b>1.924</b>
Contingente	-
YTF	145.631
No convencionales	-

Fuente: Información IRR 2019 y cálculos Unión Temporal Prospección UPME 2020

## 7.8 CUENCA VALLE INFERIOR DEL MAGDALENA

La cuenca del Valle Inferior del Magdalena, está localizada en la región nororiental de Colombia (Figura 255), 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 255: Localización de la cuenca del Valle Inferior del Magdalena.**



Fuente: Tomada de (ANH, 2007).

### 7.8.1 RECURSOS PROSPECTIVOS

La cuenca del Valle Inferior del Magdalena está compuesta por las depresiones de Plato y San Jorge separadas por el Arco de Magangué y alcanza una extensión de 41.865 Km<sup>2</sup>, topográficamente corresponde a una región plana con una ligera inclinación hacia el nororiente y suroriente

#### 7.8.1.1 HISTORIA EXPLORATORIA

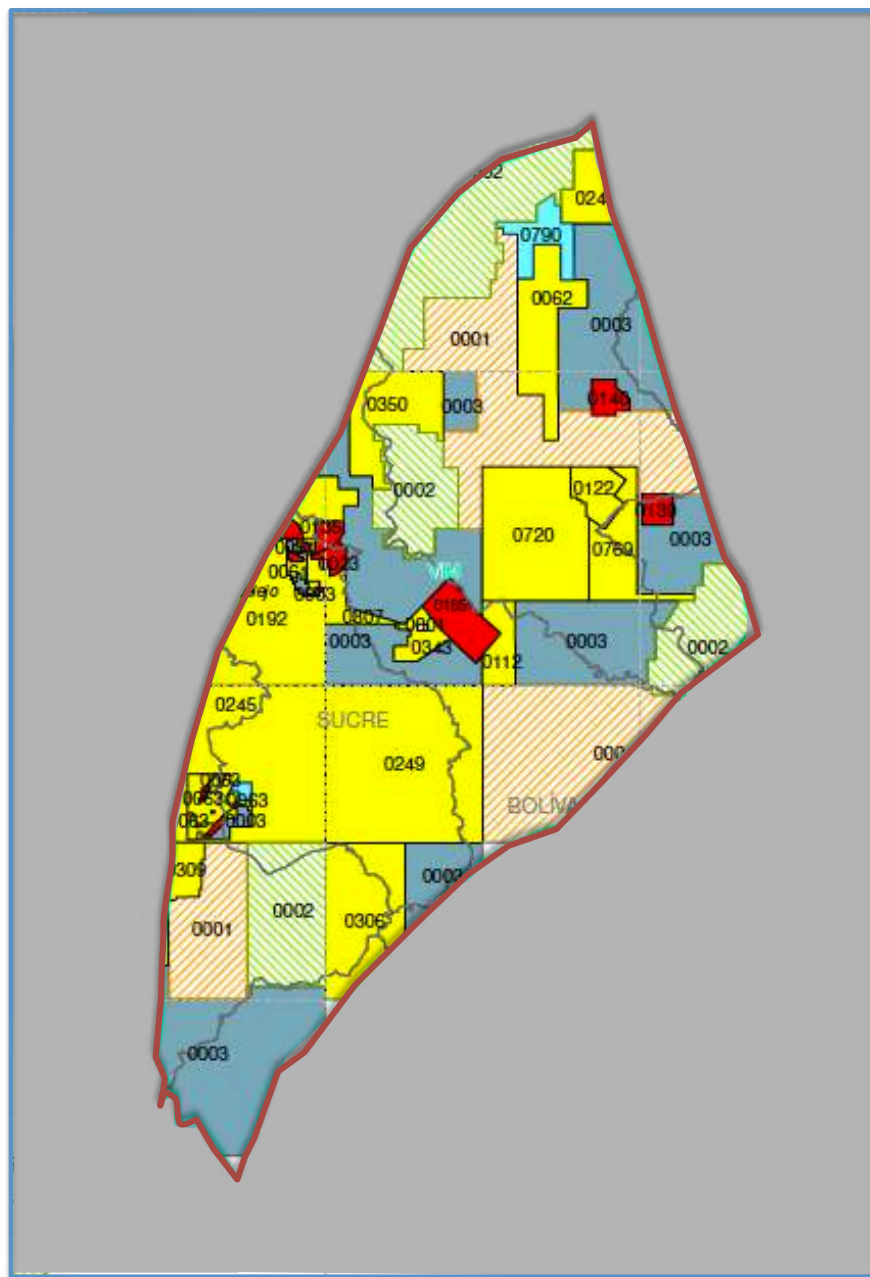
La historia exploratoria de la cuenca del Valle Inferior del Magdalena comenzó en la década de los 1920's con la perforación del pozo El Carmen-1 con muestras de hidrocarburos. Entre las décadas de los 40's y los 70's se descubren los campos El Difícil y Jobo- Tablón con POES de 150 MBPE, Cicuco, Chinú, 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.

#### 7.8.1.2 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 256). 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%.

**Figura 256: Mapa de tierras cuenca del Valle Inferior del Magdalena.**



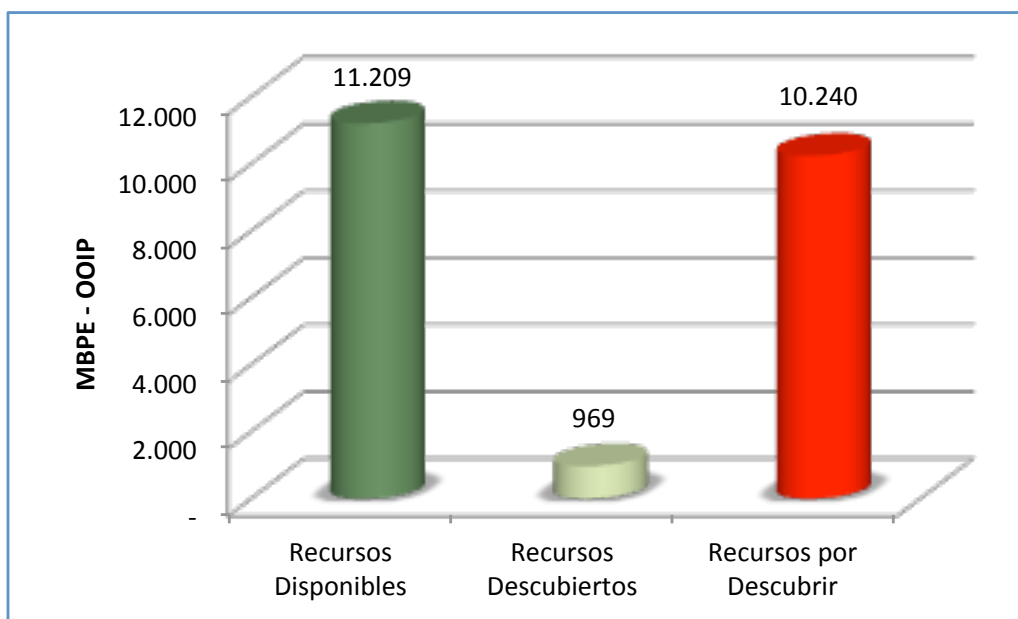
Fuente: Tomada de (ANH, 2020)

### 7.8.1.3 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 257).

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 257: 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) es el siguiente:

➤ **Subcuenca Plato:**

- Doce (12) campos tipo Cicuco (47 MBIs), 19% de factor de recobro con un POES de 2.970 MBIs.
- Quince (15) campos tipo Boquete (20 MBIs), 24% de factor de recobro con un POES de 1.250 MBIs.
- Dieciocho (18) campos tipo El Difícil (Crudo) (10 MBIs), 28% de factor de recobro con un POES de 643 MBIs.
- Dieciocho (18) campos tipo El Difícil (Gas) (300 GPCG), 49% de factor de recobro con un GOES de 11.020 GPCG.
- Veinticinco (25) campos tipo La Creciente (300 GPCG), 90% de factor de recobro con un GOES de 8.333 GPCG.
- Veintiocho (28) campos tipo Mamey (145 GPCG), 90% de factor de recobro con un GOES de 4.510 GPCG.
- Veintisiete (27) campos tipo Pedernalito (160 GPCG), 90% de factor de recobro con un GOES de 4.800 GPCG.
- Treinta (30) campos tipo Katana (1 MBIs), 20% de factor de recobro con un POES de 150 MBIs.

➤ **Subcuenca San Jorge:**

- Tres (3) campos tipo Nelson (260 GPCG), 90% de factor de recobro con un GOES 870 GPCG.
- Seis (6) campos tipo Clarinete (190 GPCG), 90% de factor de recobro con un GOES de 1.267 GPCG.
- Ocho (8) campos tipo Palmer (40 GPCG), 90% de factor de recobro con un GOES de 356 GPCG.
- Cuatro (4) campos tipo Arianna (25 GPCG) 90% de factor de recobro con un GOES 110 GPCG.

- Doce (12) campos tipo Caña Flecha (10 MBPE), 90% de factor de recobro con un POES de 130 MBPE.

#### 7.8.1.4 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 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 258), las cuales alcanzan 143 MBPE (403 GPC y 76 MBIs), en donde se observan oportunidades relacionadas con los campos tipo definidos en el numeral 7.8.1.3, como:

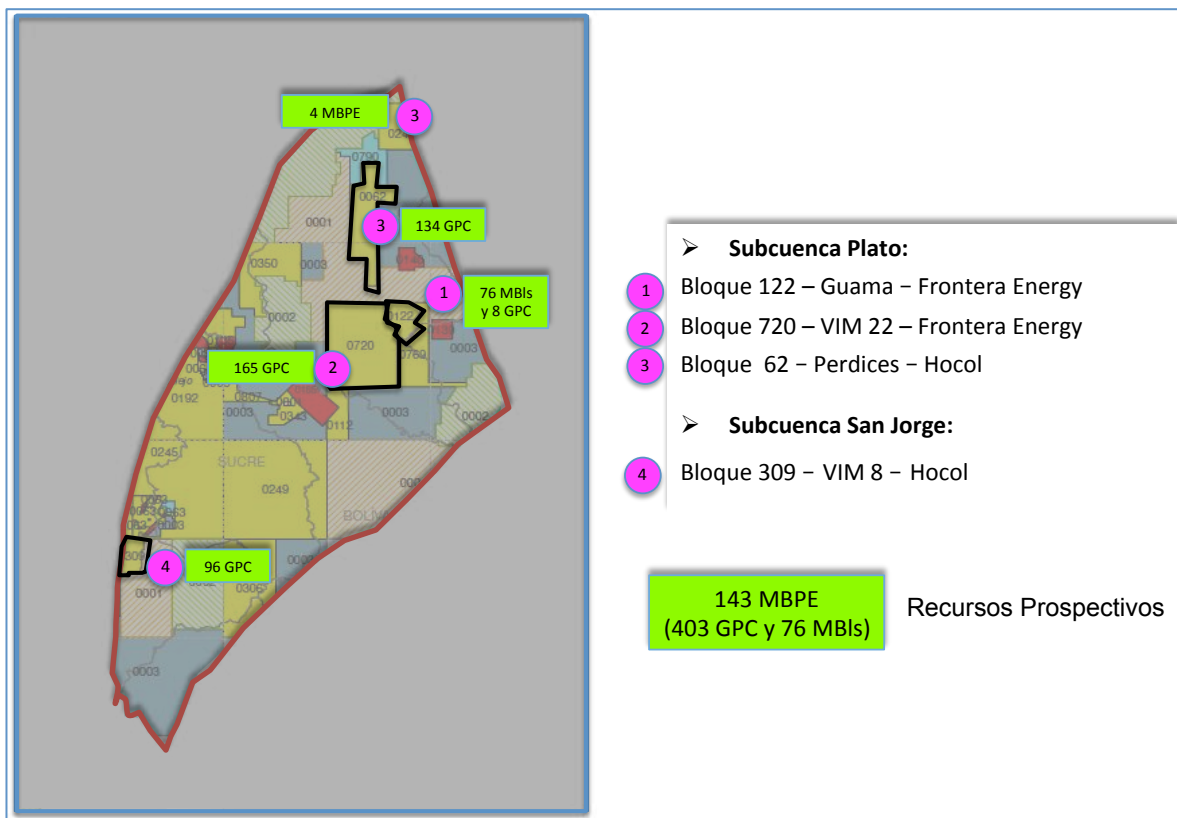
##### ➤ **Subcuenca Plato:**

- 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 Difícil (Gas) se tendría un volumen recuperable del orden de 65 GPC (11 MBPE).
- Bloque 122 – GUAMA – La oportunidad, Asai con POES de 76 MBIs y aplicando el 28% de factor de recobro, como el campo tipo El Difícil (crudo) se tendría un volumen recuperable del orden de 21 MBIs (2 campos de los 18 considerados en la proyección del YTF). Y la oportunidad Shallow con GOES de 8 GPC, aplicando el 49% de factor de recobro, como el campo tipo El Difícil (gas) se tendría un volumen recuperable del orden de 4 GPC (0,65 MBPE).
- Bloque 720 – VIM 22 – Las oportunidades, Buenafe Norte, Chimi, Filigrana, Tubara y Winer con GOES de 165 GPC y aplicando el 49% de factor de recobro, como el campo tipo El Difícil (gas) se tendría un volumen recuperable del orden de 80 GPC (13 MBPE).

##### ➤ **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 (14 MBPE).

**Figura 258: GOES y POES en oportunidades exploratorias identificadas por las compañías operadoras en la cuenca del Valle Inferior del Magdalena**



Fuente: UT Prospección UPME 2020. ANH IRR 2019.

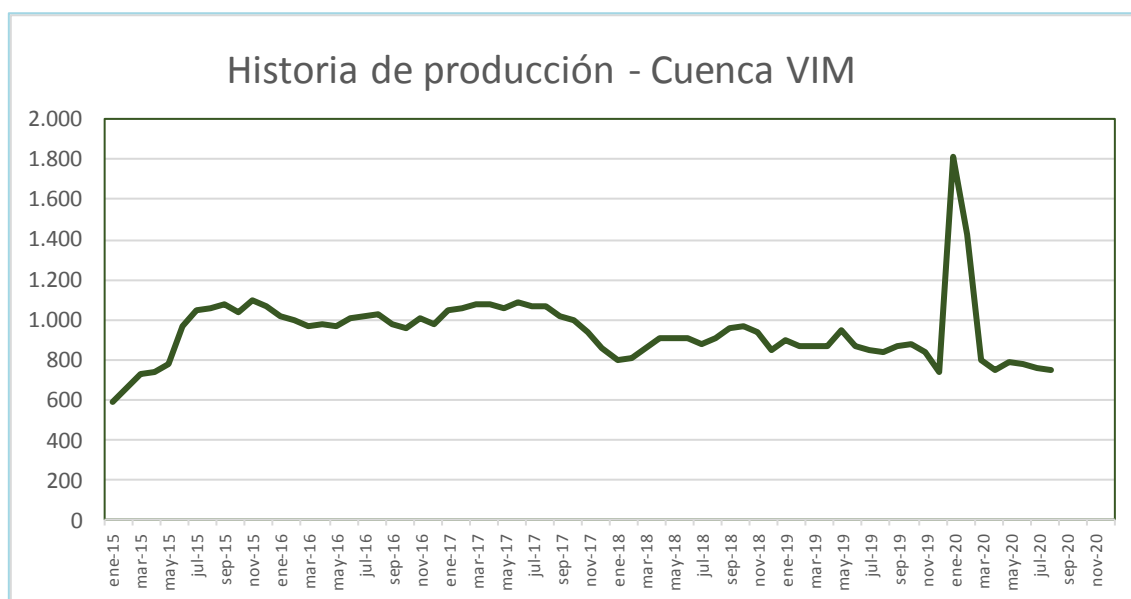
En la cuenca del Valle Inferior del Magdalena, la actividad en desarrollo para encontrar nuevos volúmenes de hidrocarburos avanza acorde con la exploración adelantada por las compañías.

## 7.8.2 ESCENARIOS DE PRODUCCIÓN

La cuenca del Valle Inferior del Magdalena es la cuenca que presenta hoy mayores expectativas en el Onshore colombiano, en especial por el número importante de pequeños hallazgos siguiendo el esquema de Near Field Exploration que sumados colocan a esta cuenca como la segunda hoy en producción de gas.

Históricamente en los dos primeros campos importantes de la cuenca, El Difícil y Cicuco se encontraron yacimientos con altas producciones de crudos livianos, el POES en esos campos y en los campos aledaños alcanzo los 500 millones de barriles: El campo el Difícil es de gas y Cicuco produce petróleo y gas. La potencialidad de los pozos es tal que solo hasta la décadas de 1990 y 2000 en los campos Cusiana y Caño Limón se tuvieron pozos con el mayor acumulado que el del pozo Cicuco 10 con cerca de 10 millones de barriles.

**Figura 259: Historia de producción del Valle Inferior del Magdalena.**



Fuente: Informes de Producción Fiscalizada ANH

Si bien el potencial de los hallazgos ha sido mayor en gas, el pozo la Belleza de Frontera y Parex, que alcanzó una profundidad de 11.800 pies, constituye un hallazgo importante realizado a comienzos del presente año, que produjo en las pruebas iniciales a una tasa de 2.696 BPD y 11,8 MPCD.

En la Subcuenca de Plato con las actividades de exploración desarrolladas por la ANH que ha liderado desde el año 2013, haciendo que los inversionistas miren la cuenca, alcanzó un punto importante con la perforación del pozo Plato-1-X-P el pozo estratigráfico más profundo perforado en el país con 18300 pies presentando secuencias corazonadas en la formación Cansona saturadas de petróleo.

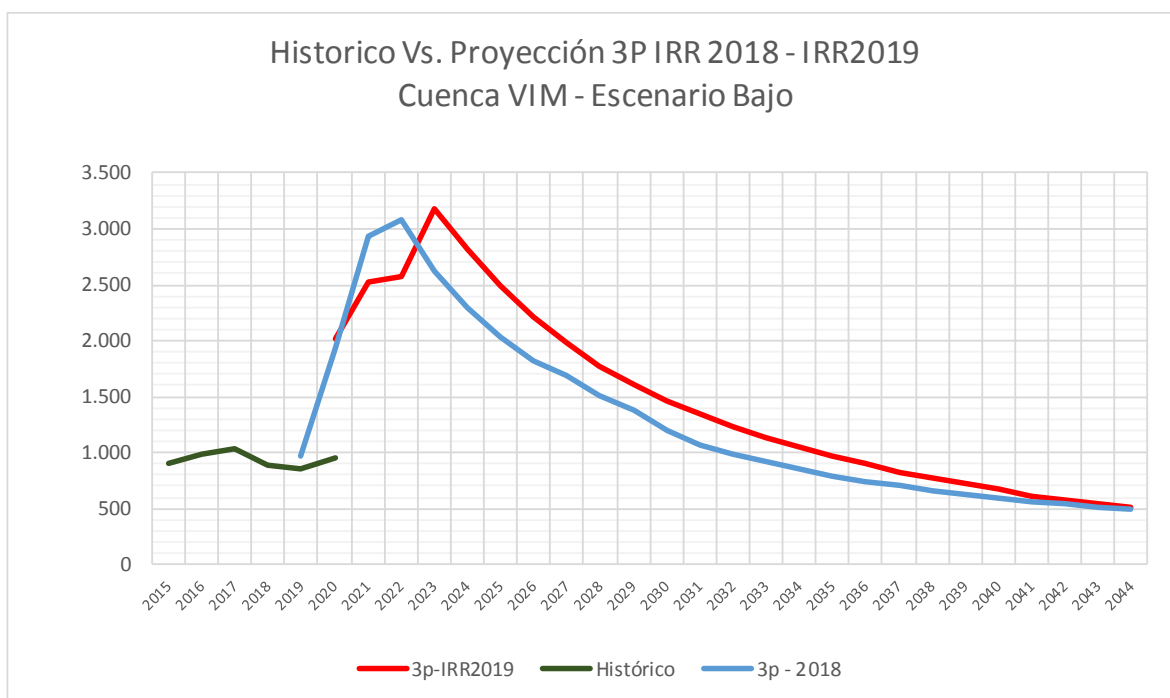
El pico que se aprecia en esta gráfica es el efecto de las pruebas de producción en el hallazgo de la Belleza -1 (Figura 259)

### 7.8.2.1 ESCENARIO BAJO

#### 7.8.2.1.1 ESCENARIO BAJO CON INFORMACIÓN PRELIMINAR

Este Escenario considera la producción de las reservas 3P, Probadas, Probables y Posibles.

**Figura 260: Pronóstico de producción cuenca del VIM – Escenario Bajo**



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

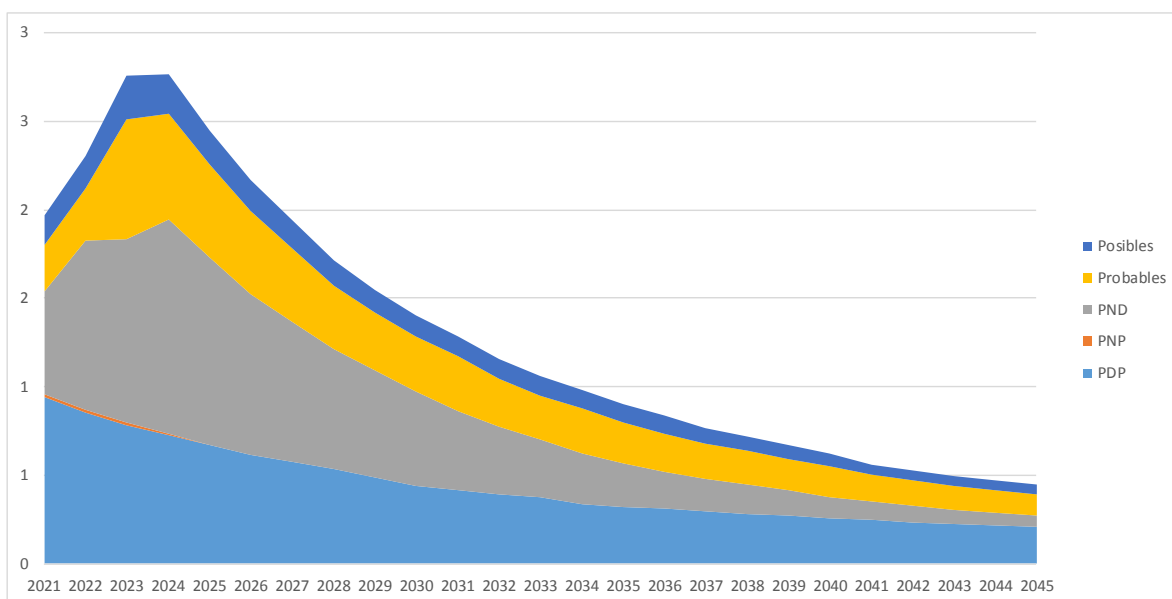
La producción de petróleo en la cuenca fundamentalmente proviene del campo Cicuco y algunos volúmenes del campo La Creciente. De 10.00 BPD, se dispara a más del doble con la producción de estos campos y el condensados en el campo Mamey.

#### 7.8.2.1.2 ESCENARIO BAJO AJUSTADO CON NUEVA INFORMACIÓN

El Escenario Bajo Incluye las reservas probadas (PDP, PNP y PND), probable y posibles, esta última sensibilizada al 50%. En el VIM se contemplaba la perforación de ocho pozos para el año 2020, en los contratos El Díficil, Esperanza y VIM-5. La producción histórica estuvo muy por debajo de los valores de las reservas 3p de IRR2019 año 2020.

En la Figura 261 y Tabla 68 se presentan los pronósticos de producción del Escenario Bajo

**Figura 261: Producción cuenca de VIM Escenario Bajo 2021-2045 en KBD**



Fuente: Información IRR 2019 y cálculos Unión Temporal Prospección UPME 2020

**Tabla 68: Datos producción cuenca de VIM Escenario Bajo 2021-2045 en KBD**

Año	PDP	PNP	PND	Probables	Posibles	Total general
2021	0.94	0.02	0.58	0.26	0.17	1.97
2022	0.86	0.01	0.96	0.29	0.18	2.30
2023	0.78	0.01	1.04	0.67	0.25	2.76
2024	0.72	0.01	1.21	0.60	0.22	2.77
2025	0.67	0.00	1.05	0.53	0.19	2.45
2026	0.62	-	0.91	0.47	0.17	2.17
2027	0.57	-	0.79	0.42	0.16	1.94
2028	0.53	-	0.68	0.36	0.14	1.72
2029	0.49	-	0.60	0.33	0.13	1.55
2030	0.44	-	0.53	0.31	0.12	1.41
2031	0.42	-	0.44	0.31	0.12	1.28
2032	0.39	-	0.38	0.26	0.12	1.16
2033	0.37	-	0.33	0.24	0.11	1.06
2034	0.34	-	0.29	0.25	0.11	0.98
2035	0.32	-	0.25	0.23	0.11	0.90
2036	0.31	-	0.21	0.21	0.10	0.83
2037	0.29	-	0.19	0.20	0.09	0.77
2038	0.28	-	0.16	0.19	0.08	0.72
2039	0.27	-	0.14	0.18	0.08	0.67
2040	0.26	-	0.12	0.17	0.07	0.62
2041	0.24	-	0.11	0.15	0.06	0.56
2042	0.23	-	0.09	0.14	0.06	0.53
2043	0.23	-	0.08	0.14	0.06	0.50
2044	0.22	-	0.07	0.13	0.05	0.47
2045	0.21	-	0.06	0.12	0.05	0.44

Fuente: Información IRR 2019 y cálculos Unión Temporal Prospección UPME 2020

En la Tabla 69 se presentan la clasificación de las reservas para el Escenario.

**Tabla 69: Reservas - cuenca de VIM Escenario Bajo 2021-2045**

Reservas	Kbls
PDP	4.020
PNP	17
PND	4.122
<b>1P</b>	<b>8.159</b>
Probables	2.618
Posibles	1.098
<b>3P</b>	<b>11.875</b>

Fuente: Información IRR 2019 y cálculos Unión Temporal Prospección UPME 2020

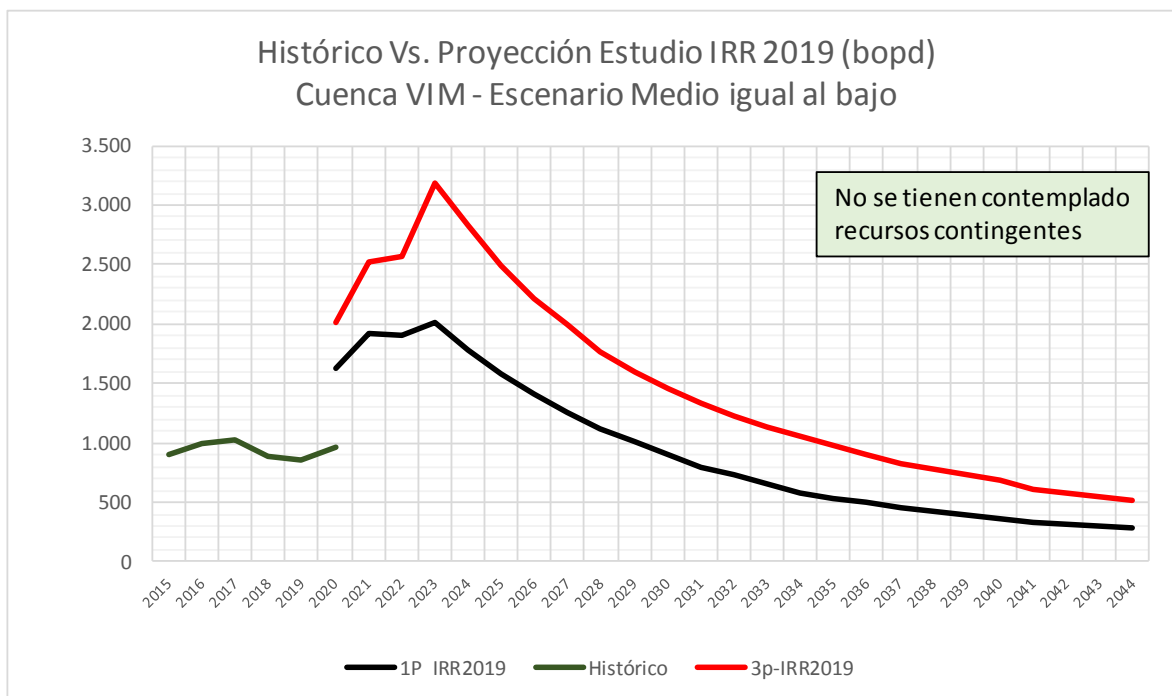
## 7.8.2.2 ESCENARIO MEDIO

### 7.8.2.2.1 ESCENARIO MEDIO CON INFORMACIÓN PRELIMINAR

Incluye los mismos volúmenes del caso Bajo, ya que no hay estimados del reciente hallazgo y es previsible que para el año 2021 ya existan recursos contingentes de la Belleza y las expectativas de petróleo sean sustancialmente más altas (Figura 262).



**Figura 262: Pronóstico de producción cuenca del VIM – Escenario Medio**



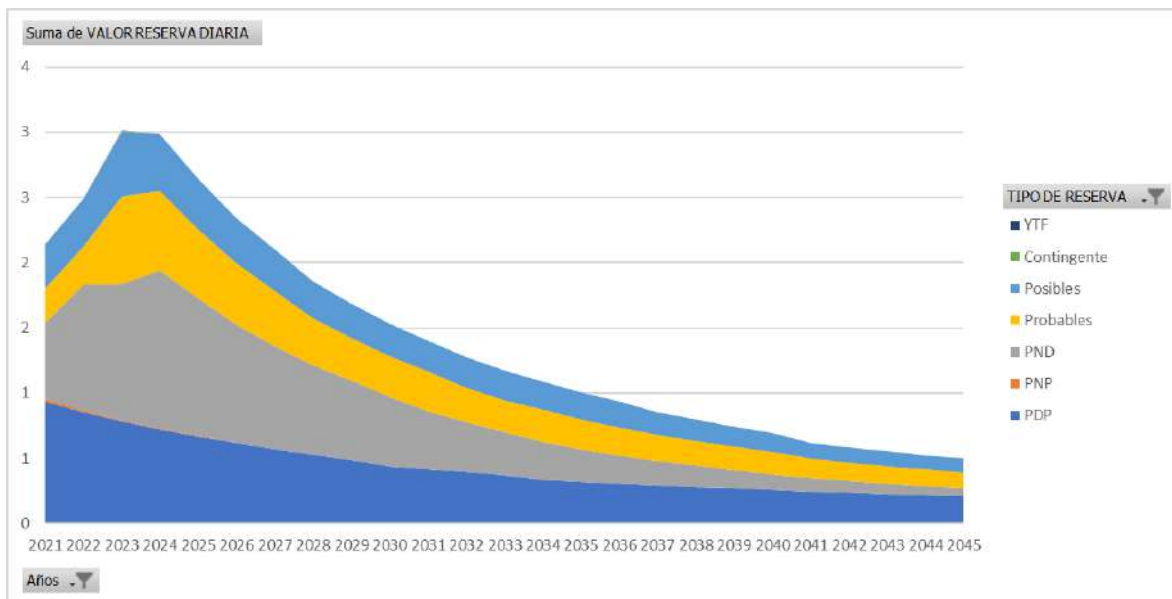
Fuente: Datos UT Prospección UPME 2020. ANH IRR 2019.

#### 7.8.2.2.2 ESCENARIO MEDIO AJUSTADO CON NUEVA INFORMACIÓN

El Escenario Medio es prácticamente igual al Escenario Bajo que, aunque tiene un contingente el IRR el aporte es muy pequeño las reservas posibles se manejan al 100%

En la Figura 263 y en la Tabla 70 se presentan el pronóstico de producción.

**Figura 263: Producción cuenca de VIM Escenario Medio 2021-2045 en KBD**



Fuente: Información IRR 2019 y cálculos Unión Temporal Prospección UPME 2020

**Tabla 70: Datos producción cuenca de VIM Escenario Medio 2021-2045 en KBD**

Año	PDP	PNP	PND	Probables	Posibles	Contingente	YTF	Total general
2021	0.94	0.02	0.58	0.26	0.34	0.00	-	2.14
2022	0.86	0.01	0.96	0.29	0.37	0.00	-	2.49
2023	0.78	0.01	1.04	0.67	0.50	0.00	-	3.01
2024	0.72	0.01	1.21	0.60	0.44	0.00	-	2.99
2025	0.67	0.00	1.05	0.53	0.38	0.00	-	2.64
2026	0.62	-	0.91	0.47	0.34	0.00	-	2.34
2027	0.57	-	0.79	0.42	0.32	0.00	-	2.10
2028	0.53	-	0.68	0.36	0.28	0.00	-	1.86
2029	0.49	-	0.60	0.33	0.26	0.00	-	1.68
2030	0.44	-	0.53	0.31	0.25	0.00	-	1.53
2031	0.42	-	0.44	0.31	0.23	0.00	-	1.40
2032	0.39	-	0.38	0.26	0.24	0.00	-	1.28
2033	0.37	-	0.33	0.24	0.23	0.00	-	1.17
2034	0.34	-	0.29	0.25	0.22	0.00	-	1.09
2035	0.32	-	0.25	0.23	0.21	-	-	1.01
2036	0.31	-	0.21	0.21	0.20	-	-	0.94
2037	0.29	-	0.19	0.20	0.17	-	-	0.85
2038	0.28	-	0.16	0.19	0.16	-	-	0.80
2039	0.27	-	0.14	0.18	0.15	-	-	0.74
2040	0.26	-	0.12	0.17	0.15	-	-	0.69
2041	0.24	-	0.11	0.15	0.12	-	-	0.62
2042	0.23	-	0.09	0.14	0.12	-	-	0.59
2043	0.23	-	0.08	0.14	0.11	-	-	0.55
2044	0.22	-	0.07	0.13	0.11	-	-	0.52
2045	0.21	-	0.06	0.12	0.11	-	-	0.50

Fuente: Información IRR 2019 y cálculos Unión Temporal Prospección UPME 2020

En la Tabla 71 se presenta la clasificación de reservas

**Tabla 71: Reservas/recursos - cuenca de VIM - Escenario Medio 2021-2045**

Reservas	Kbls
PDP	4.020
PNP	17
PND	4.122
<b>1P</b>	<b>8.159</b>
Probables	2.618
Posibles	2.195
<b>3P</b>	<b>12.973</b>
Contingente	5
YTF	-

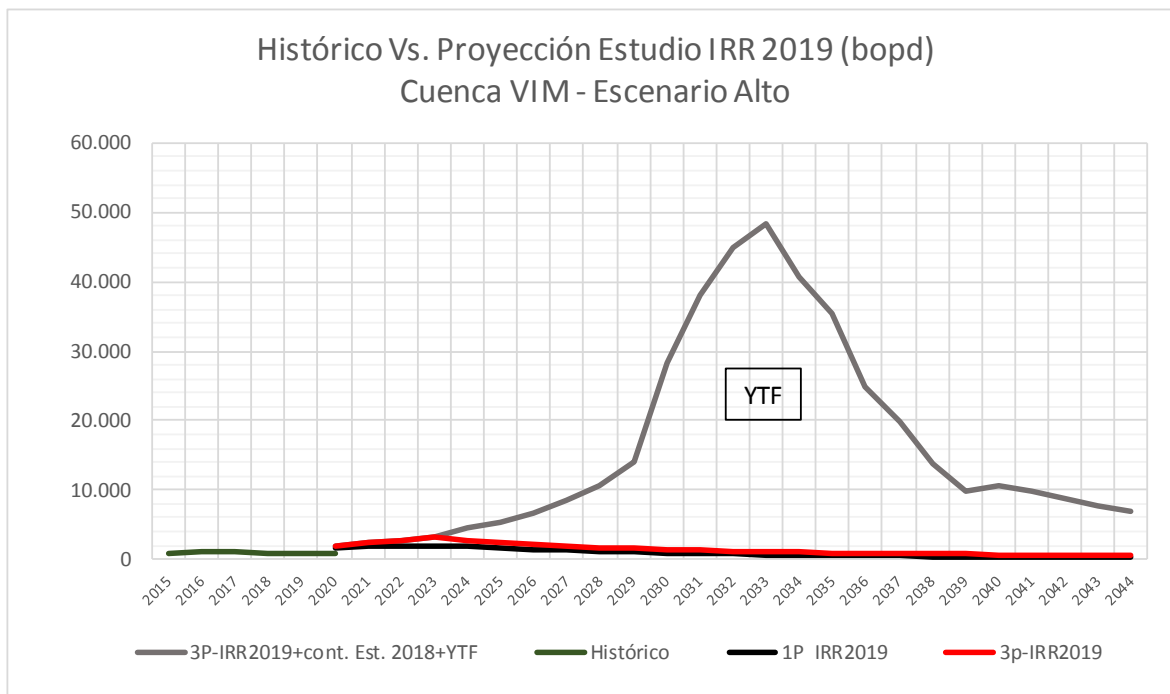
Fuente: Información IRR 2019 y cálculos Unión Temporal Prospección UPME 2020

### 7.8.2.3 ESCENARIO ALTO

#### 7.8.2.3.1 ESCENARIO ALTO CON INFORMACIÓN PRELIMINAR

Este Escenario considera las reservas 3P y las expectativas exploratorias del análisis del YTF (Figura 264).

**Figura 264: Pronóstico de producción cuenca del VIM – Escenario Alto**



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

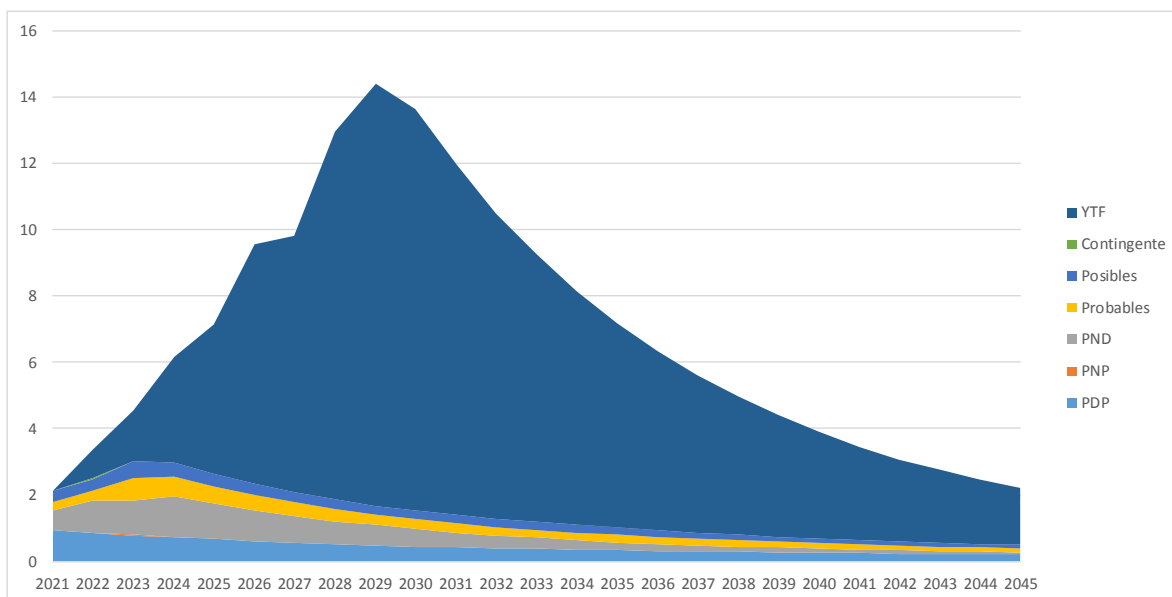
El pozo La Belleza-1 perforado en el bloque VIM-1, está ubicado en el municipio del Magdalena en la subcuenca de Plato, al igual que los históricos campos de El Difícil, Cicuco y Boquete, este hallazgo y la información adquirida de pozos estratigráficos y sísmica por parte de la Agencia Nacional de Hidrocarburos, abre la esperanza de tener hallazgos importantes, acordes a los recursos prospectivos que muestran los más reciente estimativos de la Agencia Nacional de Hidrocarburos ANH

#### 7.8.2.3.2 ESCENARIO ALTO AJUSTADO CON NUEVA INFORMACIÓN

En el Escenario Alto, corresponde al Escenario Medio más el YTF del área Guama.

En la Figura 265 y Tabla 72 se presenta la proyección de producción.

**Figura 265: Producción cuenca de VIM Escenario Alto 2021-2045 en KBD**



Fuente: Información IRR 2019 y cálculos Unión Temporal Prospección UPME 2020

**Tabla 72: Datos producción cuenca de VIM Escenario Alto 2021-2045 en KBD**

Año	PDP	PNP	PND	Probables	Posibles	Contingente	YTF	Total general
2021	0.94	0.02	0.58	0.26	0.34	0.00	-	2.14
2022	0.86	0.01	0.96	0.29	0.37	0.00	0.86	3.35
2023	0.78	0.01	1.04	0.67	0.50	0.00	1.54	4.55
2024	0.72	0.01	1.21	0.60	0.44	0.00	3.19	6.18
2025	0.67	0.00	1.05	0.53	0.38	0.00	4.48	7.12
2026	0.62	-	0.91	0.47	0.34	0.00	7.23	9.57
2027	0.57	-	0.79	0.42	0.32	0.00	7.71	9.81
2028	0.53	-	0.68	0.36	0.28	0.00	11.13	12.99
2029	0.49	-	0.60	0.33	0.26	0.00	12.73	14.41
2030	0.44	-	0.53	0.31	0.25	0.00	12.13	13.66
2031	0.42	-	0.44	0.31	0.23	0.00	10.59	11.99
2032	0.39	-	0.38	0.26	0.24	0.00	9.22	10.50
2033	0.37	-	0.33	0.24	0.23	0.00	8.08	9.26
2034	0.34	-	0.29	0.25	0.22	0.00	7.07	8.16
2035	0.32	-	0.25	0.23	0.21	-	6.19	7.20
2036	0.31	-	0.21	0.21	0.20	-	5.41	6.35
2037	0.29	-	0.19	0.20	0.17	-	4.76	5.61
2038	0.28	-	0.16	0.19	0.16	-	4.18	4.97
2039	0.27	-	0.14	0.18	0.15	-	3.67	4.41
2040	0.26	-	0.12	0.17	0.15	-	3.22	3.91
2041	0.24	-	0.11	0.15	0.12	-	2.84	3.46
2042	0.23	-	0.09	0.14	0.12	-	2.50	3.08
2043	0.23	-	0.08	0.14	0.11	-	2.20	2.75
2044	0.22	-	0.07	0.13	0.11	-	1.93	2.46
2045	0.21	-	0.06	0.12	0.11	-	1.71	2.21

Fuente: Información IRR 2019 y cálculos Unión Temporal Prospección UPME 2020

En la Tabla 73, se presenta la clasificación de las reservas.

**Tabla 73: Reservas/recursos- cuenca de VIM- Escenario Alto 2021-2045**

Reservas/Recursos	KBIs
PDP	4,020
PNP	17
PND	4,122
<b>1P</b>	<b>8,159</b>
Probables	2,618
Posibles	2,195
<b>3P</b>	<b>12,973</b>
Contingente	5
YTF	49,153
No convencionales	-
<b>Total</b>	<b>62,131</b>

Fuente: Información IRR 2019 y cálculos Unión Temporal Prospección UPME 2020

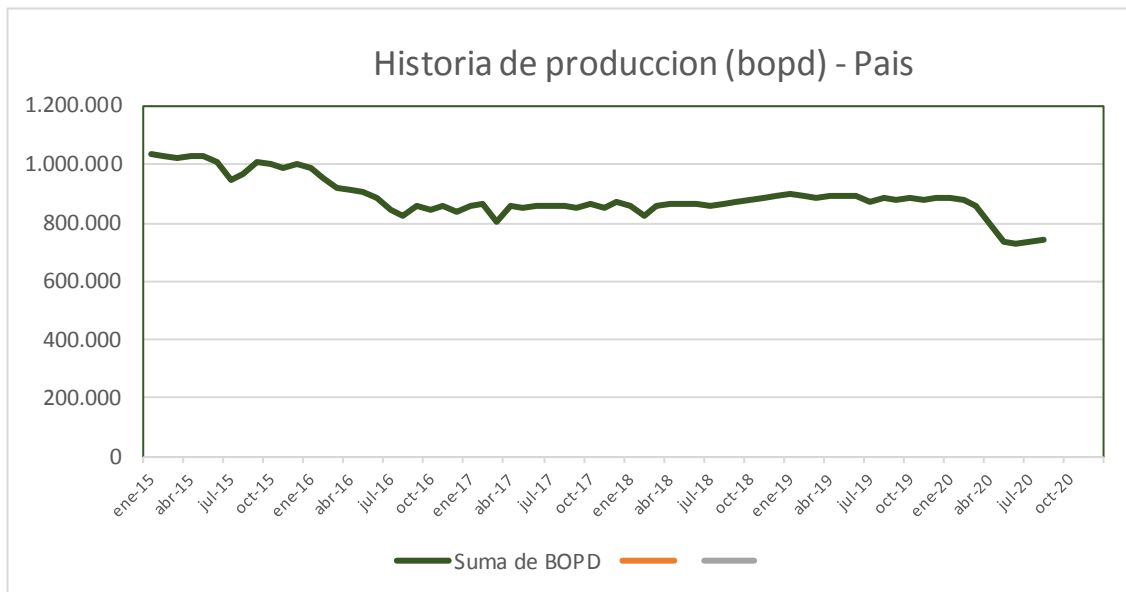
## 7.9 ESCENARIOS CONSOLIDADO PAÍS

A nivel país la historia de producción, muestra una gran estabilidad en los últimos cinco años. Entre 2015 y 2016, el aceleramiento en la producción del importante campo de Rubiales y una caída de precios por excesos de oferta de los hidrocarburos no convencionales en Estados Unidos generó una reducción a niveles de 800 mil barriles día que han venido recuperándose progresivamente hasta inicios del año 2020 a volúmenes cercanos a los 900 mil barriles por día.

Entre los meses de marzo y junio se presentó un fuerte descenso de la producción en respuesta a las restricciones y los confinamientos por la pandemia del Covid-19 llegando en junio a valores promedio de 730 mil barriles por día, equivalente a una reducción de aproximadamente 8% (Figura 266). Superados los periodos de cuarentena y que el mundo comienza lentamente a retornar a una nueva normalidad, la producción en el país se va recuperando y se espera que llegue en el primer trimestre del 2021 a los mismos niveles del año 2019 por encima de 800.000 barriles día.



**Figura 266: Historia de Producción de crudo del País.**



Fuente: Informe de producción fiscalizada ANH

El efecto es más fuerte en los ingresos de las empresas y el país porque el nivel de precios de finales del año 2019 se espera se recupere hasta el año 2023.

Una vez se entregó por parte de la UPME la información detallada de la ANH en reservas Probadas con sus derivadas de No Desarrollas y No Produciendo, así como las inversiones y actividades para las reservas No desarrolladas, probadas y posibles, campos con detalle de Recursos Contingentes y estimativos de potencial exploratorio en los Recursos Prospectivos, la Unión Temporal realizó una revisión en detalle de los campos productores que se presenta en el análisis de contratos y de los ajustes en los Escenarios de producción derivados del estudio de esta.

Este ejercicio es el resultado de la aplicación del conocimiento del equipo de trabajo de la industria petrolera nacional y el análisis de la información al detalle que se dispone y tal como se hizo en el estudio del 2018, la modelación por asunciones solo se utiliza en donde hay o muy poca información de referencia, o no se entregan los datos que soporten todo el potencial que se estima en Unión Temporal para ser lo más asertivos posible.

Con base en todo lo analizado y estructurado, la Unión Temporal recomienda el Escenario Medio o más probable para fines de planeación, que incluye volúmenes

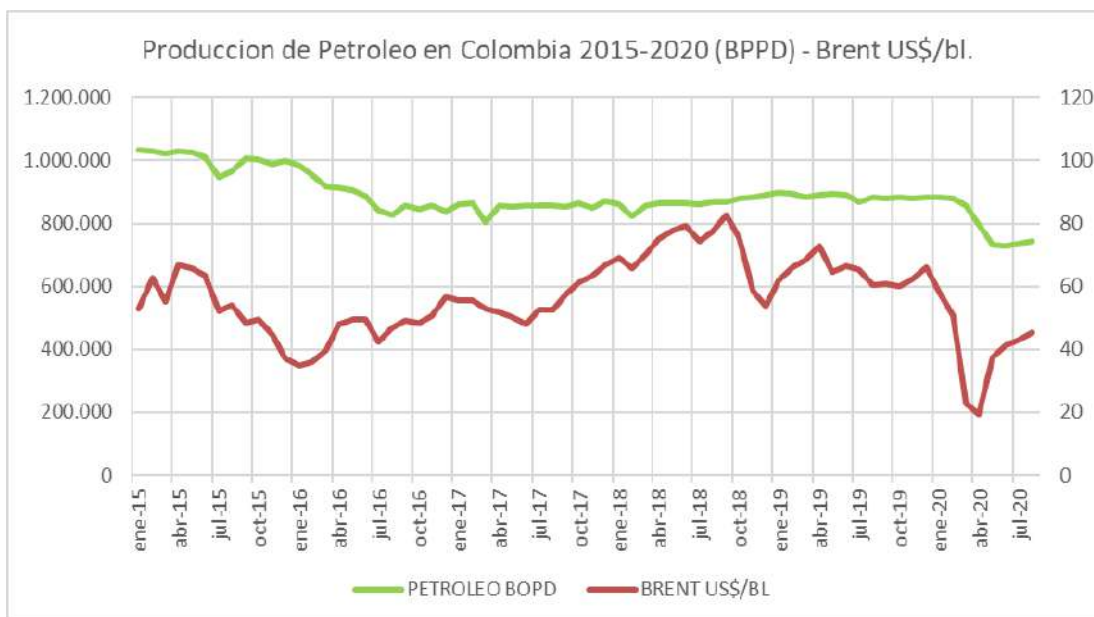
adicionales a los de las reservas 3P pero con la inclusión de algunos recursos contingentes que considera se pueden convertir en reservas ejecutando programas en curso o reactivando campos y una pequeña fracción de los recursos prospectivos estimados por Ecopetrol en el Piedemonte y que hacen parte de su plan de negocio revisado este año.

El Escenario Alto o reto país es alcanzable si se dan los varios supuestos planteados en el presente estudio tales como el desarrollo de los Yacimientos No Convencionales, el manejo de agua y una mayor actividad exploratoria.

Por el contrario, en el caso Bajo se plantea que el esfuerzo exploratorio es inferior al realizado por la industria en la última década y que el reemplazamiento de reservas probadas solo se haría con volúmenes de las reservas auditadas en el estudio de reservas y recursos IRR 2019. Sin embargo, tal como se mencionó en el análisis del entorno nacional en los 10 años se han adicionado más de 3000 millones de barriles, de los cuales un volumen importante corresponde a recursos contingentes.

Por otra parte, si se analiza el comportamiento histórico de la producción de petróleo en el país y el precio del crudo Brent, se puede visualizar la resiliencia de esta con las variaciones de precio y que prácticamente no se ve afectada por Escenarios de precios por debajo de 60 USD /Bl.

**Figura 267 Producción de crudo en Colombia de los últimos años y su relación con el precio Brent**



El precio promedio del quinquenio estuvo cercano a los 55 USD/BI, y el precio definido por la SEC para la valoración de las reservas en el año 2019 se situó en 63 USD/BI, cercano al promedio del año. El precio cayó en el primer trimestre de 2020 a valores cercanos a los 50 USD/BI, se desplomó aún más con la pandemia y se ha venido recuperando lentamente a nivel hoy muy cercano a los 50 USD/BI.

De igual forma ha respondido la producción y se augura que con la llegada de la vacuna para superar la pandemia del Covid -19, el mundo estará en el 2021 en un periodo de transición buscando la recuperación económica que implica más consumos de materias primas y por ende precios de los combustibles superiores, razón por la cual no existen razones económicas que hagan visualizar que no se den los reemplazamientos de reservas probadas de los años anteriores.

## 7.9.1 ESCENARIO BAJO

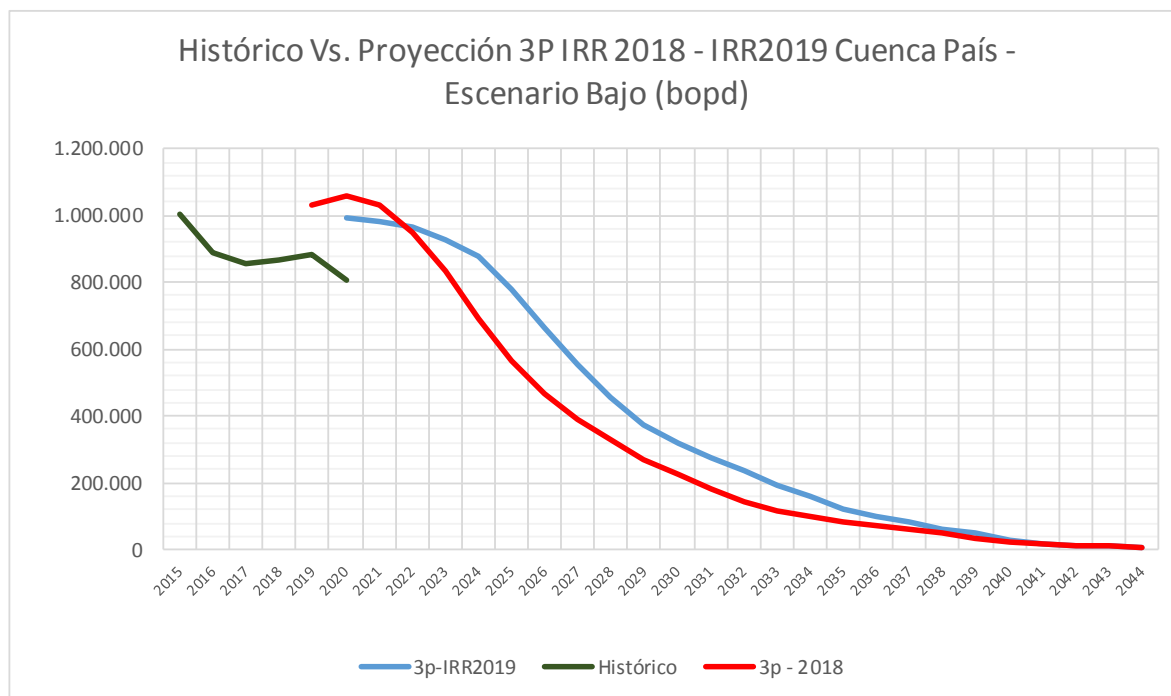
### 7.9.1.1.1 ESCENARIO BAJO CON INFORMACIÓN PRELIMINAR

El Escenario Bajo considera los volúmenes de reservas 3P, Probadas, Probables y Posibles de todos los campos del país reportadas en el IRR 2019. En la Figura

268, se observa como en el año anterior con el IRR 2018 los productores estimaban que podrían llegar a alcanzar y superar el millón de barriles por día en el año 2020, si se disminuían todas las incertidumbres y se producían todas las reservas 3P.

En el reporte del IRR 2019 a la ANH disminuyeron las expectativas que se tenían por parte de los operadores para las reservas 3P y se espera que alcancen el millón de barriles. En la práctica el reporte de reservas del IRR 2019 planteaba que las reservas probadas, las de mayor certidumbre, podrían llegar a los 900 mil barriles por día promedio año, situación que se hubiese dado, si no hubiera sucedido la aparición del Covid-19 en la vida de los colombianos de toda la humanidad.

**Figura 268: Pronóstico de producción de crudo cuencas del País – Escenario Bajo**



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

La respuesta positiva en los proyectos incrementales generó la expectativa de que, al ir reduciendo incertidumbres, los volúmenes a nivel nacional se recuperarían y mantendrían producciones del orden de los 900 mil barriles día o superiores hasta el año 2024. Con la realidad actual es probable que la producción se mantenga cercana a los 800 mil barriles día por un periodo mayor de tiempo

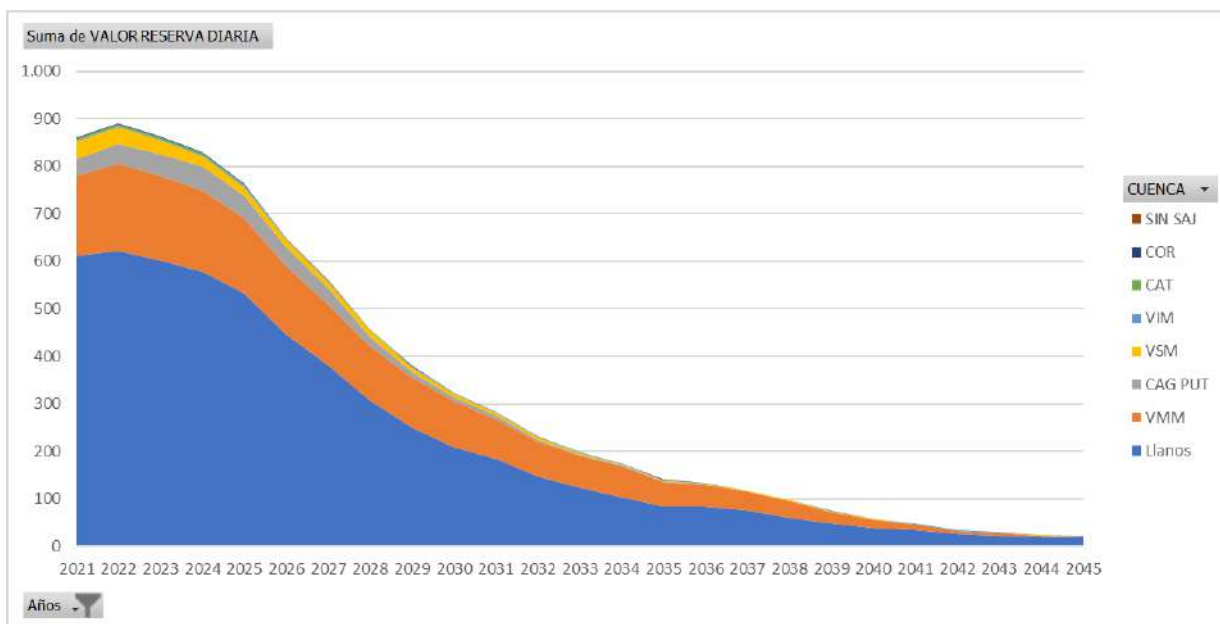
hasta 2025 o 2026. Esta producción en todo caso, Bajo el supuesto de que se inicie de manera masiva la vacunación contra el Covid -19 al comienzo del año 2021.

#### 7.9.1.1.2 ESCENARIO BAJO AJUSTADO CON NUEVA INFORMACIÓN

Este Escenario Bajo considera las reservas Probadas, Probables y Posibles y estas últimas sensibilizadas al 50% en razón a que, por los confinamientos y las restricciones de la pandemia las actividades de los proyectos de producción se retrasaron. La producción se espera se recupere a niveles de los 860 mil barriles en el año 2021 y con un pico de 891 mil barriles por día en el año 2022.

La cuenca de los Llanos Orientales aporta un promedio de 68% de la producción nacional, seguida por la cuenca del Valle Medio del Magdalena con aporte promedio mayor al 24 % y le siguen en orden e importancia Caguán Putumayo y el Valle Superior del Magdalena, Figura 269.

**Figura 269: Producción de crudo país por cuenca - Escenario Bajo 2021-2045 en KBD**

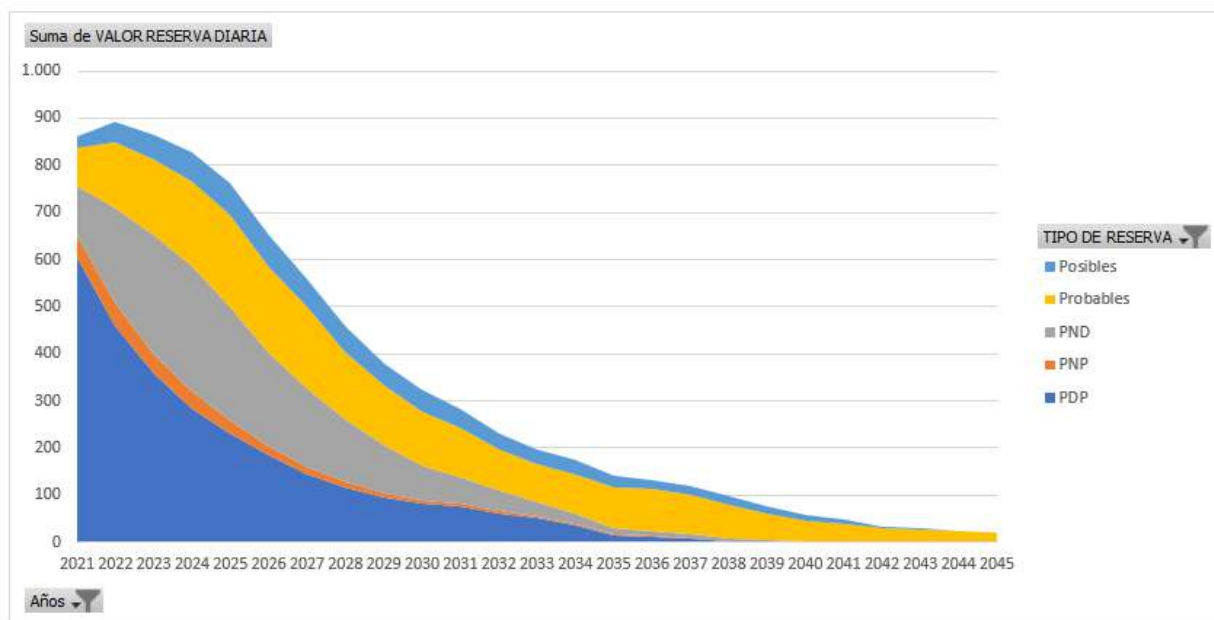


Fuente: Información IRR 2019 y cálculos Unión Temporal Prospección UPME 2020.

En la **Figura 270** y en la

**Tabla 74** se puede apreciar la producción del Escenario discriminada por tipo de reserva para el periodo comprendido entre 2021 y el 2045.

**Figura 270: Producción crudo país Escenario Bajo 2021-2045 en KBD**



Fuente: Información IRR 2019 y cálculos Unión Temporal Prospección UPME 2020

**Tabla 74: Datos producción de crudo país - Escenario Bajo 2021-2045 en KBD**

Año	PDP	PNP	PND	Probables	Posibles	Total general
2021	603.63	47.25	104.05	79.99	25.89	860.80
2022	460.59	47.22	201.52	139.97	41.86	891.17
2023	356.75	42.16	253.28	159.19	52.04	863.43
2024	283.28	35.86	266.97	178.72	63.98	828.81
2025	231.03	29.00	240.07	194.99	68.16	763.25
2026	182.93	20.95	197.62	182.00	66.41	649.90
2027	144.90	15.12	167.89	170.80	60.60	559.31
2028	117.73	12.04	133.40	141.89	53.26	458.33
2029	95.89	9.16	101.15	125.25	48.30	379.75
2030	82.51	7.14	72.62	114.92	46.21	323.41
2031	75.79	5.60	58.08	102.21	41.87	283.55
2032	60.86	4.64	45.83	84.71	35.82	231.87
2033	52.16	3.55	29.12	80.69	32.63	198.16
2034	35.34	2.88	23.75	83.85	29.19	175.01
2035	15.80	0.97	11.89	87.40	24.73	140.78
2036	12.64	0.73	9.21	90.27	20.41	133.25
2037	9.14	0.43	7.78	83.78	17.06	118.20
2038	2.17	0.20	4.83	71.21	19.40	97.81
2039	1.93	0.18	3.07	56.69	13.45	75.32
2040	1.35	0.16	0.60	43.69	11.89	57.68
2041	1.19	0.19	0.48	38.14	7.32	47.32
2042	0.95	0.17	0.24	27.43	4.94	33.73
2043	0.87	0.11	0.19	24.65	3.80	29.62
2044	0.83	0.10	0.14	22.19	0.78	24.04
2045	0.79	0.09	0.11	19.91	0.71	21.60

Fuente: Información IRR 2019 y cálculos Unión Temporal Prospección UPME 2020.

En la Tabla 75, se presenta el cálculo de las reservas. En total el Escenario, considera la producción de reservas 3P de cerca de 3.010.9 de millones de barriles, con un aporte entre probables y posibles de 1.166.3 millones de barriles, lo que significaría que en promedio estas últimas reemplazarían solo 46 millones de barriles por año de reservas probadas en los 25 años proyectados concentradas en el periodo 2021 a 2024.



**Tabla 75: Reservas/recursos- País- Escenario Bajo 2021-2045**

Reservas	Kbls
PDP	1.033.811
PNP	104.408
PND	706.331
<b>1P</b>	<b>1.844.550</b>
Probables	878.218
Posibles	288.148
<b>3P</b>	<b>3.010.917</b>

Fuente: Información IRR 2019 y cálculos Unión Temporal Prospección UPME 2020.

Este Escenario Bajo de producción, sería crítico para las finanzas del país, con un descenso importante de los ingresos de exportación y que como se mencionaba se aleja del comportamiento de la industria petrolera que en los último cinco años ha remplazado reservas producidas a tasas superiores a los 300 millones de barriles por año.

## 7.9.2 ESCENARIO MEDIO

### 7.9.2.1.1 ESCENARIO MEDIO CON INFORMACIÓN PRELIMINAR

El Escenario Medio considera las reservas 3P y los recursos contingentes de las diferentes cuencas productoras del País.

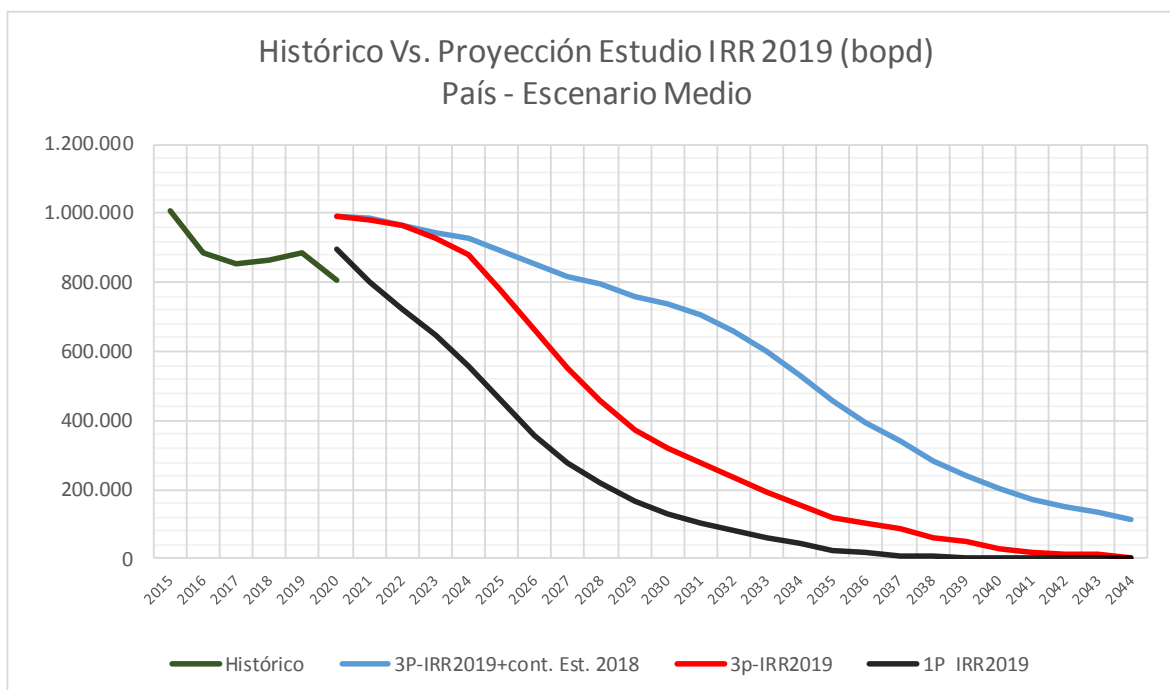
En la Figura 271, se puede observar como la tendencia histórica hubiese seguido los pronósticos de las reservas 1P sin los efectos del confinamiento mundial por la pandemia. También presenta los volúmenes de reservas probables, posibles y recursos contingentes que se podrían ir adicionando a las reservas probadas tal y como ha sucedido en los últimos 10 años cuando en cada año se estimaba que nos quedaban entre 5 y 6 años para que se agotarán las reservas y se han añadido más de 3.500 millones de barriles.

Ecopetrol en su estrategia de incrementar el factor de recobro, plantea en el plan de negocio unos recursos contingentes por la ejecución de las opciones de proyectos de recobro mejorado de 3.400 millones de barriles.

Por otro lado, el balance de POES y factor de recobro a nivel país muestra un Petróleo Original en Sitio de cerca de 62.000 millones de barriles (IRR 2018) y una recuperación al 31 de diciembre de 2019 del 17 %. Con un 10 % adicional en el

factor de recobro, a nivel país, para alcanzar un 27 % de recobro último se adicionarían 6.200 millones de barriles, volúmenes suficientes para disponer de producciones de 900 mil barriles día por cerca de 19 años.

**Figura 271: Pronóstico de producción cuencas del País – Escenario Medio**



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

En el informe integrado, al final del presente estudio, se hará una explicación del efecto de los factores críticos y con una mejor información, un planteamiento para el corto plazo.

Si el país logra tener estrategias adecuadas y los eventos económicos o de entorno lo permiten se superaría sin nuevos hallazgos la visión presentada en este Escenario de producciones de más 900 mil barriles hasta el año 2025 y luego una declinación que con el perfil de producción de este ejercicio alcanza en el 2028 un valor de 200 mil barriles por día en las reservas probadas.

#### 7.9.2.1.2 ESCENARIO MEDIO AJUSTADO CON NUEVA INFORMACIÓN

Este Escenario Medio considera además de las reservas probadas, probables y posibles (al 100%), los recursos contingentes en diferentes campos del país y algunos proyectos exploratorios como en bloques del Piedemonte Llanero. La que permite que en los próximos siete años la producción se mantenga por encima de los 800 mil barriles por día, con un reemplazo importante durante este periodo en las cuencas de los Llanos Orientales y el Valle Medio del Magdalena.

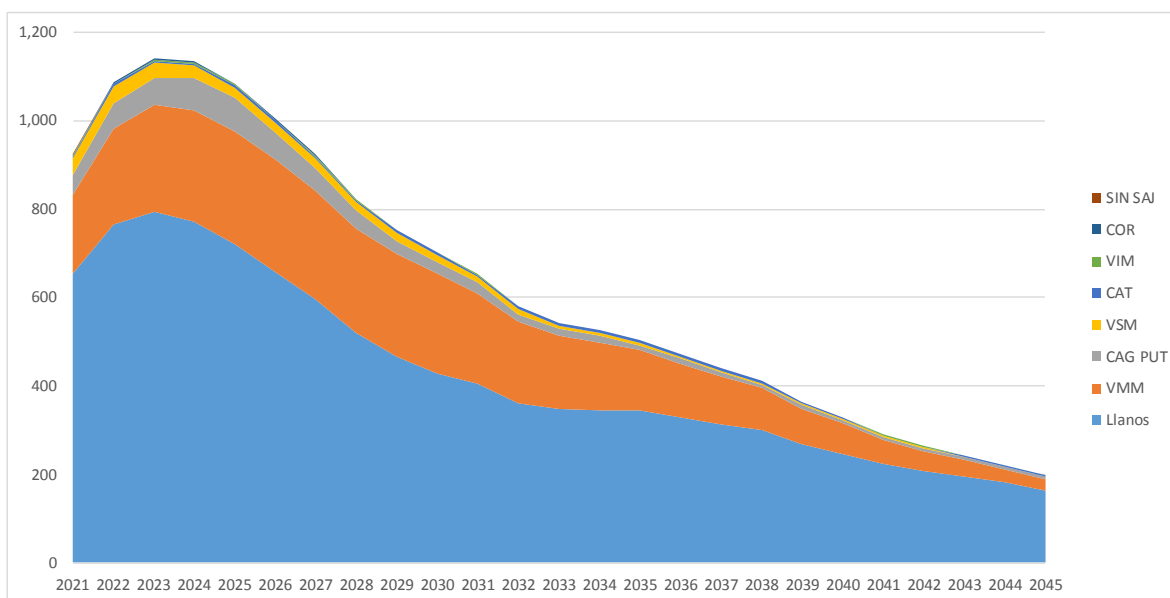
Los recursos contingentes provienen en especial por el aporte de los proyectos de incremento de recobro por perforación infill en el campo Akacias y los proyectos de inyección de agua, y agua con químicos en los campos Castilla y Chichimene en los Llanos Orientales, y de la Cira-Infantas, Yariguí-Cantagallo, y Llanito Unificado en el Valle del Magdalena Medio, igualmente mediante la recuperación secundaria por inyección de agua y recobro mejorado inyectando agua con químicos (polímeros)

Adicionalmente, es importante resaltar que se han incluido en los recursos contingentes volúmenes que hoy están en producción, pero que no han sido tenidos en cuenta como reservas, por estar en proceso de obtener la Resolución de Inicio de Explotación (RIE), en campos tales como Indico, Sol, Pendare o Venus.

En la

**Figura 272**, se presenta el perfil de la producción por cuencas y sus aportes al país.

**Figura 272: Producción país Escenario Medio por cuenca 2021-2045 en KBD**



Fuente: Información IRR 2019 y cálculos Unión Temporal Prospección UPME 2020.

En este Escenario, igualmente el consultor ha considerado el potencial de producción de un importante número de campos no desarrollados e inactivos en cuencas con dificultades históricas de orden público como Carbonera La silla en el Catatumbo, Cencella y Alborada en el Putumayo. Superando esa situación y generando las condiciones para motivar la posible inversión futura se abren oportunidades en dos cuencas de alta potencialidad pero de bajo interés por la dificultad de tener operaciones seguras. Igualmente se activan proyectos de recuperación secundaria pendientes en Tisquirama y Tibú.

Es de anotar que administrados por Ecopetrol y la ANH en el país existen un poco más de 50 campos en situación de inactividad o marginalidad en espera desde hace más de 4 años que sean atractivos a la inversión privada. Ecopetrol ha llevado a cabo procesos de desinversión en los años 2012, 2016 y 2020. En el año 2016 tuvo la mala fortuna en el proceso por la caída drástica en los precios de petróleo. En todos los campos vendidos por Ecopetrol, o en donde ha cedido parte de su participación además de ingreso de recursos a la compañía el país ha contado con mayores volúmenes de petróleo y de gas como en el caso de la venta del campo el Difícil en el proceso de desinversión de diciembre de 2012.

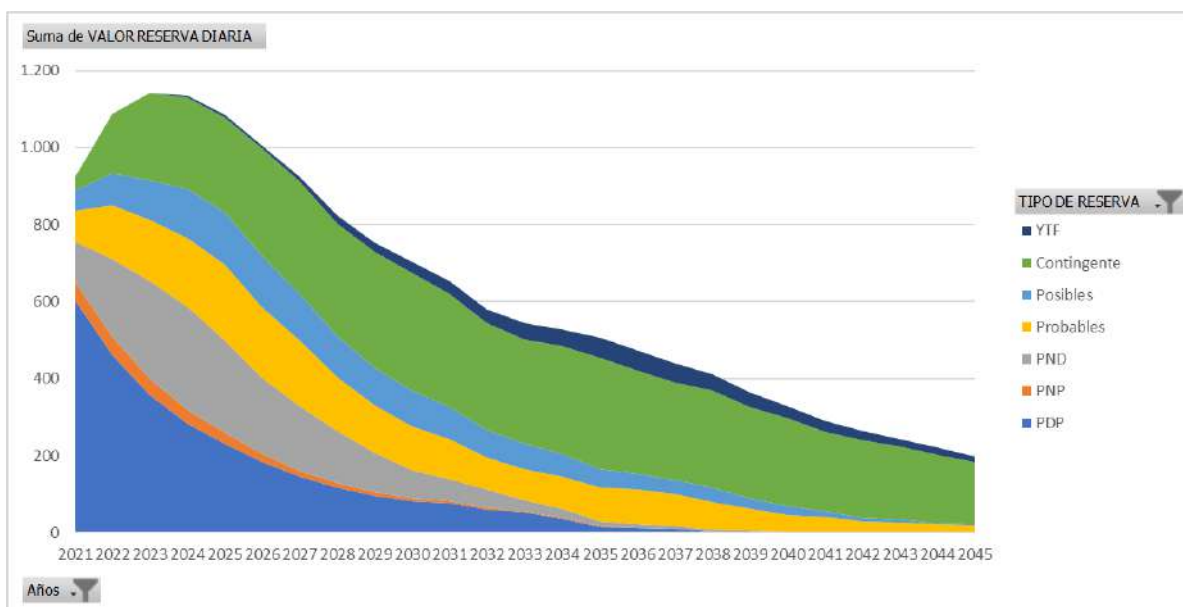
Teniendo en cuenta lo anterior, el Escenario de producción se podría ver afectado positivamente como resultado de:

- La entrada en producción de los campos no desarrollados e inactivos mencionados por Ecopetrol y la ANH en el año 2019 que saldrían a buscar inversionistas en la llamada “Liga B”,
- La reactivación de campos como Río de Oro, Puerto Barco en el Catatumbo, Aguas claras, Tenerife y Colorado en el Valle Medio, La Reforma, La Libertad y Pachaquiario en los Llanos Orientales, Toy y Quimbaya en el Valle Superior del Magdalena.
- Los resultados de proyectos como el incremental del área del Piedemonte, y los líquidos asociados al campo Hurón del Bloque de Niscota que fue devuelto a la Agencia Nacional de Hidrocarburos, el desarrollo pleno de descubrimientos en el bloque Magdalena Medio como Flamenco, Búfalo, Aullador, Coyote, Boranda, y en el Valle Inferior del Magdalena la Belleza.

En la

Figura 272 y en la Tabla 76 se puede apreciar la producción de este Escenario discriminada por tipo de reserva para el periodo entre 2021 y el 2045.

Figura 273: Producción país Escenario Medio por tipo de reserva 2021-2045 en KBD



Fuente: Información IRR 2019 y cálculos Unión Temporal Prospección UPME 2020.

**Tabla 76: Datos producción país - Escenario Medio 2021-2045 en KBD**

Año	PDP	PNP	PND	Probables	Posibles	Contingente	YTF	No Convencionales	Total general
2021	603,63	47,25	104,05	79,99	51,77	36,90	-	-	923,58
2022	460,59	47,22	201,52	139,97	83,73	155,51	-	-	1.088,54
2023	356,75	42,16	253,28	159,19	104,09	226,25	-	-	1.141,72
2024	283,28	35,86	266,97	178,72	127,95	237,90	3,91	-	1.134,60
2025	231,03	29,00	240,07	194,99	136,32	247,38	5,85	-	1.084,65
2026	182,93	20,95	197,62	182,00	132,81	280,49	7,35	-	1.004,15
2027	144,90	15,12	167,89	170,80	121,20	292,32	11,34	-	923,58
2028	117,73	12,04	133,40	141,89	106,53	291,40	20,87	-	823,86
2029	95,89	9,16	101,15	125,25	96,59	302,38	23,36	-	753,78
2030	82,51	7,14	72,62	114,92	92,43	304,74	28,23	-	702,60
2031	75,79	5,60	58,08	102,21	83,74	293,81	34,44	-	653,67
2032	60,86	4,64	45,83	84,71	71,64	275,99	36,94	-	580,62
2033	52,16	3,55	29,12	80,69	65,26	270,26	42,55	-	543,60
2034	35,34	2,88	23,75	83,85	58,38	279,92	42,87	-	526,98
2035	15,80	0,97	11,89	87,40	49,45	288,26	51,71	-	505,48
2036	12,64	0,73	9,21	90,27	40,83	266,56	52,40	-	472,62
2037	9,14	0,43	7,78	83,78	34,12	255,19	49,67	-	440,11
2038	2,17	0,20	4,83	71,21	38,80	250,73	43,22	-	411,16
2039	1,93	0,18	3,07	56,69	26,90	238,06	36,78	-	363,61
2040	1,35	0,16	0,60	43,69	23,78	227,02	31,18	-	327,77
2041	1,19	0,19	0,48	38,14	14,65	207,53	27,06	-	289,23
2042	0,95	0,17	0,24	27,43	9,87	200,93	23,72	-	263,32
2043	0,87	0,11	0,19	24,65	7,60	189,27	20,63	-	243,32
2044	0,83	0,10	0,14	22,19	1,55	178,10	17,77	-	220,68
2045	0,79	0,09	0,11	19,91	1,43	160,26	15,66	-	198,24

Fuente: Información IRR 2019 y cálculos Unión Temporal Prospección UPME 2020.

En total el Escenario considera unas reservas probadas de aproximadamente 1.844 millones de barriles, con un reemplazo del orden de los 3800 millones de barriles de recursos contingentes, prospectivos y reservas probables y posibles. Para el periodo de 25 años este valor equivaldría a un promedio de 154 millones por año.

**Tabla 77: Reservas/recursos- País- Escenario Medio 2021-2045**

Reservas	Kbls
PDP	1,033,811
PNP	104,408
PND	706,331
<b>1P</b>	<b>1,844,550</b>
Probables	878,218
Posibles	576,297
<b>3P</b>	<b>3,299,065</b>
Contingente	2,175,836
YTF	229,206

Fuente: Información IRR 2019 y cálculos Unión Temporal Prospección UPME 2020.

### 7.9.3 ESCENARIO ALTO

#### 7.9.3.1.1 ESCENARIO ALTO CON INFORMACIÓN PRELIMINAR

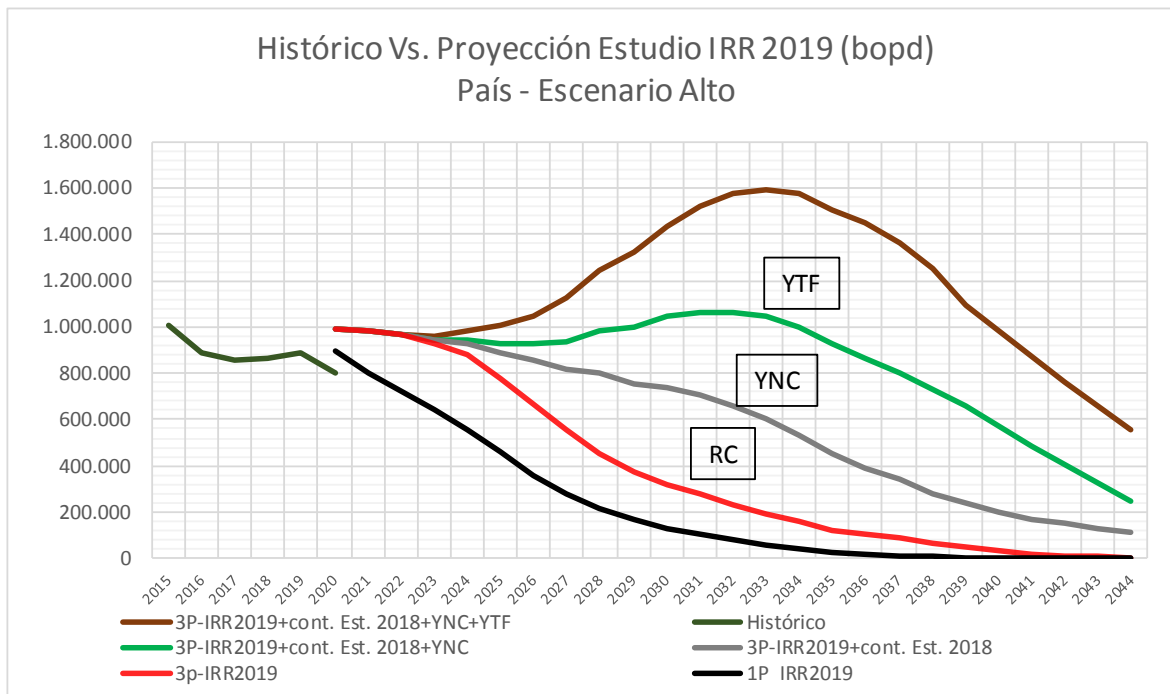
Este Escenario considera los volúmenes del Escenario Medio más los volúmenes que eventualmente se descubran con las campañas exploratorias futuras tanto de hidrocarburos convencionales, como de no convencionales.

Corresponde a un Escenario de abundancia que no explota todo el potencial planteado en los volúmenes prospectivos Convencionales y No Convencionales del país, solo cerca de un 20 % de todos esos volúmenes, que a juicio de la Unión Temporal Prospección UPME 2020 es realista y alcanzable, si tenemos en cuenta que nuestro caso más probable a nivel país es el caso Medio, entonces este Escenario Alto debería ser la meta retadora para la industria y el país.

La producción del país estaría por encima del millón de barriles desde el 2025 al 2040, con una producción máxima de 1 millón 600 mil barriles día, los principales aportes volumétricos en este Escenario se presentan en el corto y mediano plazo en los Llanos Orientales, y del mediano al largo plazo en el Valle Medio del Magdalena por su importante potencial en hidrocarburos Convencionales y No Convencionales, siendo esta cuenca la que tiene mayores factores a favor por la infraestructura de vías, ductos, transporte fluvial y de interconexión eléctrica en todo el país (Figura 274).



**Figura 274: Pronóstico de producción cuencas del País– Escenario Alto**



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

Le siguen en orden de importancia los potenciales aportes de la cuenca del Caguán Putumayo y el VIM.

Ahora bien, si del corto al mediano plazo 5 a 10 años la situación en Venezuela se mejora con un cambio democrático y se logra el control que se ha perdido en el orden público de la cuenca del Catatumbo, esta cuenca habría que revalorarla por su alto potencial de recursos contingentes y prospectivos.

#### 7.9.3.1.2 ESCENARIO ALTO AJUSTADO CON NUEVA INFORMACIÓN

El Escenario Alto, que presenta la Unión Temporal es alcanzable en la práctica, con un mayor compromiso país y una visión de estado que sobrepase la visión de un gobierno en particular, en temas muy sensibles como la explotación de los Yacimientos No Convencionales, manejo del agua, los proyectos de incremento de factor de recobro como el proyecto Piedemonte y una mayor actividad exploratoria en las cuencas del país.

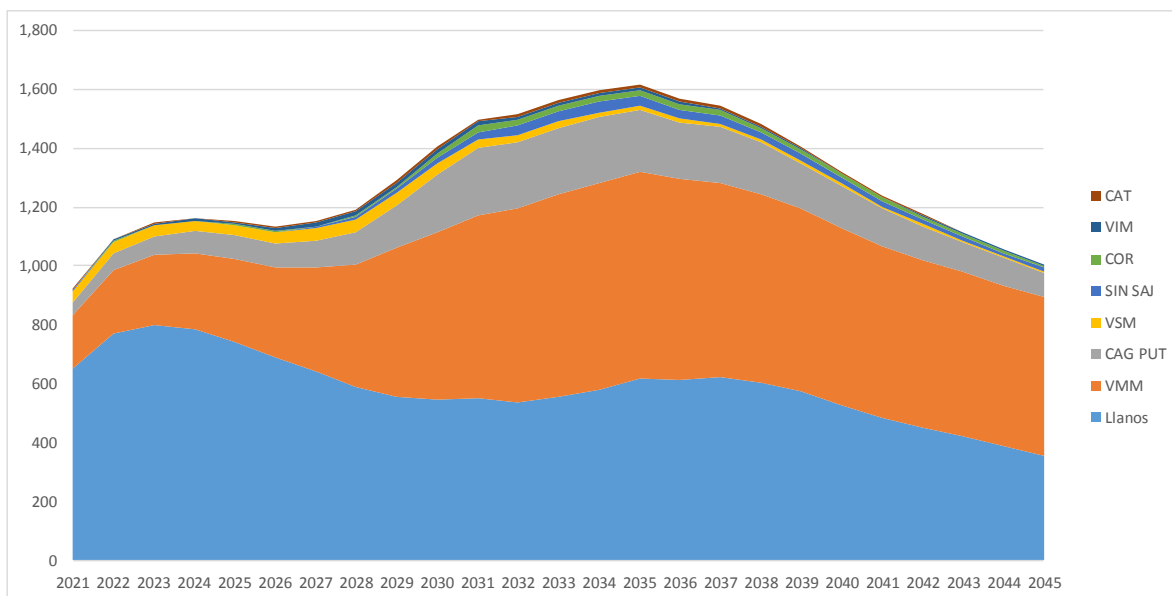
Se plantea como reto país, dado que la actividad petrolera involucra un debate intenso en varias zonas del país, impulsado por las comunidades vecinas a la explotación petrolera y de grupos de presión que han aprovechado los vacíos y en algunos casos la falta de coordinación de los entes del estado que toman decisiones relacionadas con la exploración y producción de hidrocarburos en el país.

El Escenario Alto, considera además de los volúmenes planteados en el Escenario Medio, el aporte completo del proyecto incremental del Piedemonte de alcanzar un factor de recobro promedio en petróleo de todos los campos de los contratos Santiago de las Atalayas, Recetor, Piedemonte, Río Chitamina y Tauramena cercano al 50 %.

Igualmente, la recuperación de un 40 % del POES del campo Hurón del bloque Niscota devuelto a la ANH considerado en los cálculos de los recursos contingentes, el éxito exploratorio en los proyectos presentados por las compañías en el estimativo de los recursos prospectivos del IRR 2019 y el desarrollo de Yacimientos No Convencionales en el bloque de estudio del CEPI 235, Magdalena Medio de Ecopetrol y el bloque VMM-39 de ExxonMobil.

En la Figura 275 y Tabla 78 , se presenta el perfil de la producción por cuencas y sus aportes al país.

**Figura 275: Producción país Escenario Alto por cuenca 2021-2045 en KBD**



Fuente: Información IRR 2019 y cálculos Unión Temporal Prospección UPME 2020.

Teniendo en cuenta el eventual éxito exploratorio y el desarrollo de Yacimientos No Convencionales en el periodo estimado de 25 años el Valle Medio del Magdalena se acerca al aporte de volúmenes presentados en la cuenca de los Llanos.

Los principales aportantes individuales en este Escenario son el desarrollo de crudos pesados y el Piedemonte en los Llanos Orientales y los Yacimientos No Convencionales en el Magdalena Medio.

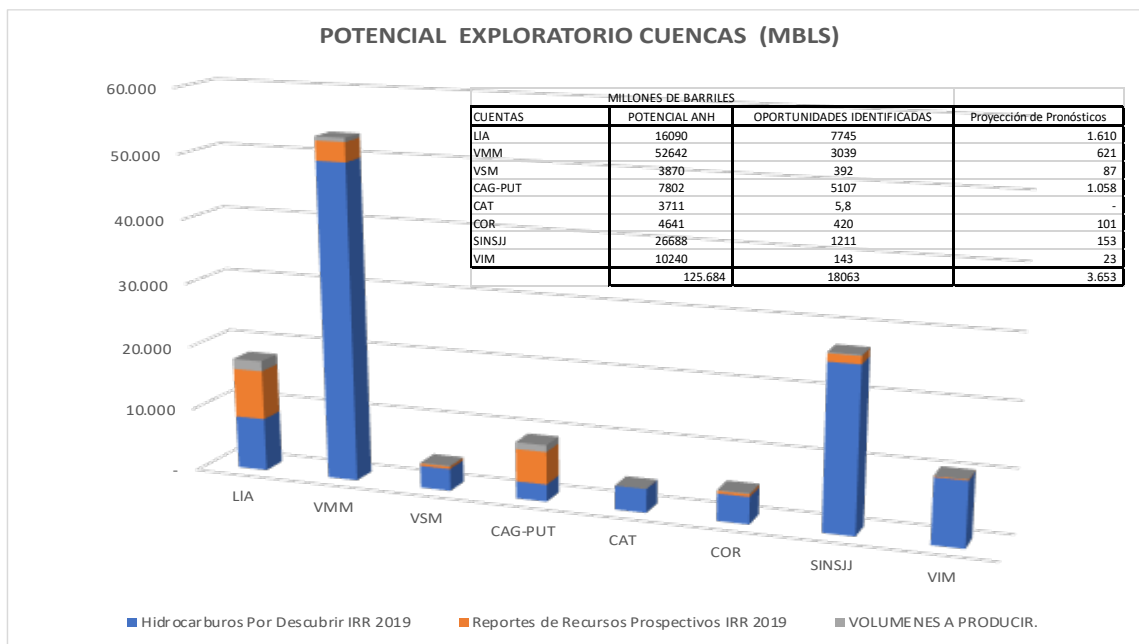
**Tabla 78. Reservas y recursos aportados por cuenca Escenario Alto en KBIs**

Reservas	kBP
Llanos	5.344.554
VMM	4.641.390
CAG PUT	1.254.427
VSM	212.161
SIN SAJ	147.555
COR	102.825
VIM	62.131
CAT	56.118

Fuente: Información IRR 2019 y cálculos Unión Temporal Prospección UPME 2020.

La potencialidad, las oportunidades identificadas en el desarrollo de la actividad exploratoria convencional presentadas por las compañías en el IRR219 y la proyección de los pronósticos de producción relacionados con ellas, se pueden apreciar en la Figura 276.

**Figura 276: Potencial exploratorio por cuenca en MBIs**



Fuente: Información ANH – Cálculos Unión Temporal UPME 2020.

El interés de los operadores de los bloques exploratorios y las opciones que reportaron de recursos prospectivos al IRR 2019, son relevantes en los bloques de

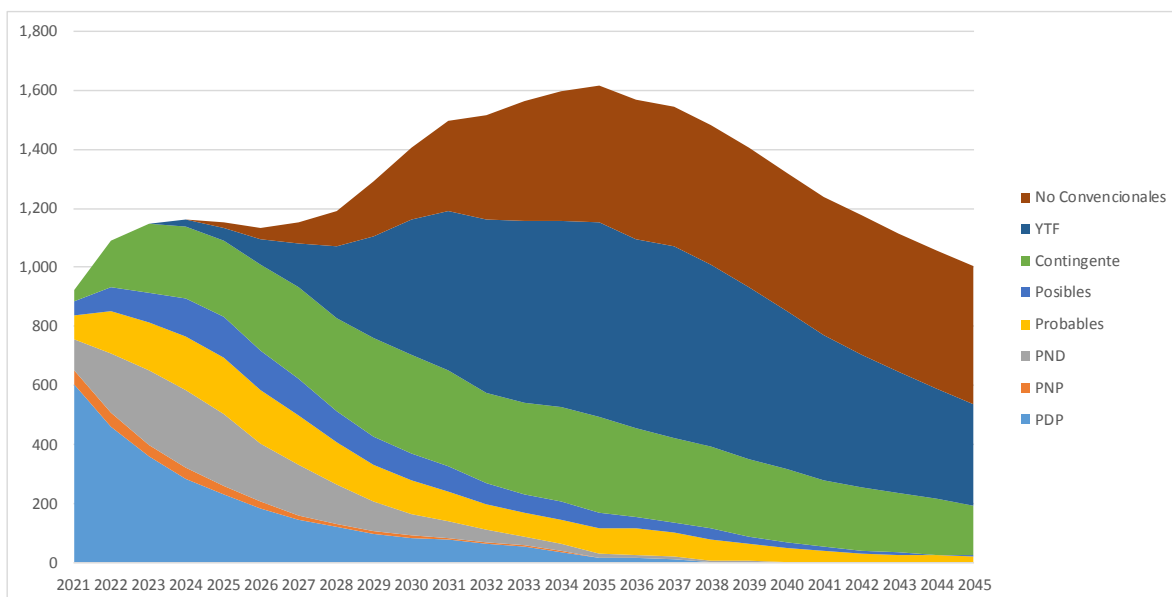
las cuencas LLA y CAG - PUT, que invitarían a revisar si el potencial no es sustancialmente superior al estimado en los estudios de YTF de la ANH. El cumplimiento de los compromisos exploratorios dirá que tan asertivos son o los estudios o las expectativas de las empresas en estas dos cuencas para petróleo.

En las cuencas de Sinú San Jacinto y Valle Medio del Magdalena se ven bajos volúmenes de generación de opciones reportadas como recursos prospectivos para petróleo. Es posible que para el caso del Valle Medio del Magdalena en donde Ecopetrol tiene gran parte del área para explorar, su interés en los Yacimientos No Convencionales no refleje las oportunidades que se podrían alcanzar en los Convencionales, a pesar de su éxito exploratorio reciente en Flamencos, Búfalo y otros, que están sin desarrollar, así como el hallazgo sin pruebas extensas de Wolf de Conequipos en donde falta información para valorar ese hallazgo.

En Sinú San Jacinto y el Valle Inferior del Magdalena, en este momento existe una situación contraria a lo que en el pasado le sucedía a la industria petrolera. Antes se encontraba gas buscando petróleo. Estas dos cuencas son particularmente importantes para el futuro aporte de gas en Colombia y hay volúmenes pequeños de petróleo y condensados encontrados recientemente en Bullerengue, Merecumbé y La Belleza, pero el objetivo primordial es el de encontrar gas.

En el Escenario, el aporte por tipo de reservas de los Yacimientos No Convencionales y los recursos prospectivos es bastante significativo, aportando más del 50% de las reservas y recursos que hacen parte de este, tal como se puede apreciar en la Figura 277 y en la Tabla 79.

**Figura 277: Producción país Escenario Alto por tipo de reserva 2021-2045 en KBD**



Fuente: Información IRR 2019 y cálculos Unión Temporal Prospección UPME 2020.

**Tabla 79: Datos Producción país por cuenca Escenario Alto 2021-2045 en KBD**

Año	PDP	PNP	PND	Probables	Posibles	Contingente	YTF	No Convencionales	Total general
2021	603,63	47,25	104,05	79,99	51,77	36,90	-	-	923,58
2022	460,59	47,22	201,52	139,97	83,73	159,15	0,86	-	1.093,04
2023	356,75	42,16	253,28	159,19	104,09	231,10	1,54	-	1.148,12
2024	283,28	35,86	266,97	178,72	127,95	245,03	23,53	2,82	1.164,17
2025	231,03	29,00	240,07	194,99	136,32	260,17	42,90	19,79	1.154,27
2026	182,93	20,95	197,62	182,00	132,81	294,44	86,12	35,76	1.132,62
2027	144,90	15,12	167,89	170,80	121,20	314,80	144,07	73,08	1.151,87
2028	117,73	12,04	133,40	141,89	106,53	318,27	244,05	118,89	1.192,79
2029	95,89	9,16	101,15	125,25	96,59	330,49	347,88	184,26	1.290,67
2030	82,51	7,14	72,62	114,92	92,43	331,73	460,82	241,73	1.403,92
2031	75,79	5,60	58,08	102,21	83,74	325,36	540,30	306,83	1.497,91
2032	60,86	4,64	45,83	84,71	71,64	308,46	584,66	356,24	1.517,05
2033	52,16	3,55	29,12	80,69	65,26	310,14	618,03	405,21	1.564,17
2034	35,34	2,88	23,75	83,85	58,38	321,51	629,73	441,95	1.597,38
2035	15,80	0,97	11,89	87,40	49,45	329,30	657,16	465,13	1.617,10
2036	12,64	0,73	9,21	90,27	40,83	301,62	641,23	470,07	1.566,59
2037	9,14	0,43	7,78	83,78	34,12	286,00	651,67	471,40	1.544,32
2038	2,17	0,20	4,83	71,21	38,80	276,20	616,86	471,40	1.481,66
2039	1,93	0,18	3,07	56,69	26,90	260,36	585,09	471,40	1.405,62
2040	1,35	0,16	0,60	43,69	23,78	246,28	536,19	470,11	1.322,15
2041	1,19	0,19	0,48	38,14	14,65	224,27	489,47	471,40	1.239,78
2042	0,95	0,17	0,24	27,43	9,87	215,46	449,61	471,40	1.175,13
2043	0,87	0,11	0,19	24,65	7,60	201,89	410,09	471,40	1.116,79
2044	0,83	0,10	0,14	22,19	1,55	189,04	374,31	470,11	1.058,27
2045	0,79	0,09	0,11	19,91	1,43	169,81	342,82	471,40	1.006,34

Fuente: Información IRR 2019 y cálculos Unión Temporal Prospección UPME 2020.

En la Tabla 80, se presentan los reservas y recursos que se pueden lograr para el escenario Alto.

**Tabla 80. Reservas y recursos aportados por tipo de reserva Escenario Alto en KBIs**

Reservas	kBP
PDP	1.033.811
PNP	104.408
PND	706.331
<b>1P</b>	<b>1.844.550</b>
Probables	878.218
Posibles	577.583
<b>3P</b>	<b>3.300.351</b>
Contingente	2.369.649
YTF	3.462.232
No convencionales	2.688.929

Fuente: Información IRR 2019 y cálculos Unión Temporal Prospección UPME 2020.