
CONTRATO No. C - 041 DE 2018



Unidad de Planeación Minero Energética

**UNIÓN TEMPORAL
PROSPECCIÓN
UPME 2018**

EVALUACIÓN DE LAS CUENCAS Y ESTRUCTURACIÓN DE ESCENARIOS DE OFERTA DE HIDROCARBUROS CONVENCIONALES Y NO CONVENCIONALES

V4.0

13 de diciembre de 2018

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

TABLA DE CONTENIDO

	Pág.
4. ESCENARIOS DE PRODUCCIÓN POR CUENCA	17
4.1 INTRODUCCIÓN	17
4.2 CUENCA LLANOS ORIENTALES	17
4.2.1 ESTRATIGRAFÍA.....	20
4.2.2 ELEMENTOS ESTRUCTURALES PRINCIPALES	21
4.2.3 SISTEMA PETROLIFERO.....	24
4.2.4 ROCA GENERADORA	27
4.2.4.1 FORMACIÓN UNE	28
4.2.4.2 FORMACIÓN GACHETÁ	28
4.2.4.3 FORMACIÓN LOS CUERVOS	29
4.2.4.4 FORMACIÓN CHIPAQUE (CUENCA CORDILLERA ORIENTAL)	29
4.2.5 ROCA RESERVORIO Y HABITAT DEL PETRÓLEO (DOMINIOS)	31
4.2.5.1 DOMINIO OCCIDENTAL	32
4.2.5.2 DOMINIO CENTRAL.....	34
4.2.5.3 DOMINIO ORIENTAL.....	34
4.2.6 EVALUACIÓN DEL “PLAY CONCEPT”. (CONCEPTO DE OPORTUNIDAD EXPLORATORIA)	35
4.2.7 HIDROCARBUTO POR DESCUBRIR	37
4.2.7.1 HISTORIA EXPLORATORIA	38
4.2.7.2 ESCENARIO ALTO.....	41
4.2.7.3 ESCENARIO MEDIO	41
4.2.7.4 ESCENARIO BAJO	42
4.2.8 QUE SEGUIRÍA EN MATERIA EXPLORATORIA.....	42
4.2.9 DESARROLLO DEL “PLAY CONCEPT” (CONCEPTO DE OPORTUNIDAD EXPLORATORIA) 2018	43
4.2.9.1 ACORAZADO -1 (FRONTERA ENERGY).....	43
4.2.9.2 ANDINO –1 (PAREX).....	43
4.2.9.3 CONCEPTO EXPLORATORIO - TRAMPAS HIDRODINÁMICAS ASOCIADAS A ANOMALÍAS TÉRMICAS	44
4.2.10 EVALUACIÓN DE APORTE VOLUMÉTRICO DE RESERVAS Y PRODUCCIÓN DE LA CUENCA LLANOS EN PETRÓLEO Y GAS	46
4.2.10.1 PROYECCIONES DE PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO	47
4.2.10.2 PROYECCIONES DE PRODUCCIÓN DE GAS	57
4.2.11 COSTOS DE DESARROLLO	62
4.2.12 COSTOS DE PRODUCCIÓN Y TRANSPORTE	65
4.2.13 FACTORES CRÍTICOS DE ÉXITO	70
4.3 CUENCA VALLE MEDIO DEL MAGDALENA.....	72
4.3.1 ESTRATIGRAFÍA.....	75
4.3.2 ELEMENTOS ESTRUCTURALES PRINCIPALES	75
4.3.2.1 LA PROVINCIA NORTE.....	78
4.3.2.2 LA PROVINCIA CENTRAL	78
4.3.2.3 LA PROVINCIA ORIENTE	78

4.3.2.4	LA PROVINCIA OCCIDENTE	79
4.3.2.5	LA PROVINCIA SUR	79
4.3.3	SISTEMA PETROLIFERO	79
4.3.4	HIDROCARBURO POR DESCUBRIR	88
4.3.5	HISTORIA EXPLORATORIA Y ESCENARIOS DE YTF	91
4.3.5.1	ESCALONARIO ALTO	92
4.3.5.2	ESCALONARIO MEDIO	94
4.3.5.3	ESCALONARIO BAJO	95
4.3.6	VMM – YACIMIENTOS NO CONVENCIONALES (YNC)	96
4.3.6.1	SISTEMA PETROLÍFERO TOTAL (TPS)	96
4.3.6.2	DISTRIBUCIÓN ESTATIGRÁFICA DE LAS ROCAS FUENTES PARA YNC	97
4.3.6.3	ANÁLISIS CARACTERÍSTICAS LITOLÓGICAS	102
4.3.6.4	ANÁLISIS DE LAS CARACTERÍSTICAS GEOQUÍMICAS	102
4.3.6.5	CARACTERIZACIÓN GEOQUÍMICA DE LA ROCA FUENTE	103
4.3.6.6	MODELAMIENTO – GENERACIÓN Y MIGRACIÓN DE HC'S	105
4.3.7	EVALUACIÓN DE APORTE VOLUMÉTRICO DE RESERVAS Y PRODUCCIÓN DE LA CUENCA DEL VALLE MEDIO DEL MAGDALENA EN PETRÓLEO Y GAS	113
4.3.8	PROYECCIONES DE PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO CUENCA VALLE MEDIO DEL MAGDALENA	121
4.3.8.1	ESCALONARIO ALTO	122
4.3.8.2	ESCALONARIO MEDIO	123
4.3.8.3	ESCALONARIO BAJO	124
4.3.9	ESCALONARIOS DE GAS	125
4.3.9.1	ESCALONARIO ALTO	126
4.3.9.2	ESCALONARIO MEDIO	127
4.3.9.3	ESCALONARIO BAJO	128
4.3.10	COSTOS DE DESARROLLO	128
4.3.11	COSTOS DE PRODUCCIÓN Y TRANSPORTE	132
4.3.12	FACTORES CRÍTICOS DE ÉXITO	136
4.4	CUENCA CAGUAN - PUTUMAYO	138
4.4.1	ESTRATIGRAFÍA	140
4.4.2	ELEMENTOS ESTRUCTURALES PRINCIPALES	145
4.4.3	SISTEMA PETROLIFERO	145
4.4.4	HIDROCARBURO POR DESCUBRIR	148
4.4.5	HISTORIA EXPLORATORIA	149
4.4.6	EVALUACIÓN DE APORTE VOLUMÉTRICO DE RESERVAS Y PRODUCCIÓN DE LA CUENCA DEL CAGUÁN – PUTUMAYO EN PETRÓLEO	151
4.4.6.1	ESCALONARIO ALTO	152
4.4.6.2	ESCALONARIO MEDIO	153
4.4.6.3	ESCALONARIO BAJO	153
4.4.7	COSTO DE DESARROLLO	154
4.4.8	FACTORES CRÍTICOS DE ÉXITO QUE IMPACTAN LA ADICIÓN DE RESERVAS EN LA CUENCA	156
4.4.9	COSTOS DE PRODUCCIÓN Y TRANSPORTE	158
4.5	CUENCA VALLE SUPERIOR DEL MAGDALENA	163
4.5.1	ESTRATIGRAFÍA	164
4.5.2	EVOLUCIÓN TECTÓNICA	166

4.5.3 SISTEMA PETROLIFERO	172
4.5.4 HIDROCARBURO POR DESCUBRIR	177
4.5.5 HISTORIA EXPLORATORIA	178
4.5.6 EVALUACIÓN DE APORTE VOLUMÉTRICO DE RESERVAS Y PRODUCCIÓN DE LA CUENCA DEL VALLE SUPERIOR DEL MAGDALENA EN PETRÓLEO Y GAS	180
4.5.7 COSTOS DE DESARROLLO	185
4.5.8 FACTORES CRÍTICOS DE ÉXITO QUE IMPACTAN LA ADICIÓN DE RESERVAS EN LA CUENCA	187
4.5.9 COSTOS DE PRODUCCIÓN Y TRANSPORTE	188
4.6 CUENCA CATATUMBO.....	192
4.6.1 ESTRATIGRAFÍA.....	194
4.6.2 ELEMENTOS ESTRUCTURALES PRINCIPALES	197
4.6.3 SISTEMA PETROLIFERO	200
4.6.4 HIDROCARBURO POR DESCUBRIR	206
4.6.5 HISTORIA EXPLORATORIA	207
4.6.6 CUENCA DEL CATATUMBO PARA YACIMIENTOS NO CONVENCIONALES	208
4.6.7 EVALUACIÓN DE APORTE VOLUMÉTRICO DE RESERVAS Y PRODUCCIÓN DE LA CUENCA DEL CATATUMBO EN PETRÓLEO Y GAS	214
4.6.7.1 PROYECCIONES DE PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO CUENCA DEL CATATUMBO	215
4.6.7.2 PROYECCIONES DE PRODUCCIÓN DE GAS CUENCA DEL CATATUMBO	218
4.6.8 COSTOS DE DESARROLLO	220
4.6.9 FACTORES CRÍTICOS DE ÉXITO QUE IMPACTAN LA ADICIÓN DE RESERVAS EN LA CUENCA	220
4.6.10 COSTOS DE PRODUCCIÓN Y TRANSPORTE	221
4.7 CUENCA VALLE INFERIOR DEL MAGDALENA	222
4.7.1 ESTRATIGRAFÍA.....	225
4.7.2 ELEMENTOS ESTRUCTURALES PRINCIPALES	225
4.7.3 SISTEMA PETROLIFERO	231
4.7.4 HIDROCARBURO POR DESCUBRIR	233
4.7.5 HISTORIA EXPLORATORIA	234
4.7.6 EVALUACIÓN DE APORTE VOLUMÉTRICO DE RESERVAS Y PRODUCCIÓN DE LA CUENCA DEL VALLE INFERIOR DEL MAGDALENA EN PETRÓLEO Y GAS	236
4.7.6.1 ESCENARIOS DE PRODUCCIÓN DE PETROLEO	236
4.7.6.2 ESCENARIOS DE PRODUCCIÓN DE GAS	239
4.7.7 COSTOS DE DESARROLLO DE PETRÓLEO Y GAS DE LA CUENCA DEL VALLE INFERIOR DEL MAGDALENA	241
4.7.8 FACTORES CRÍTICOS DE ÉXITO QUE IMPACTAN LA ADICIÓN DE RESERVAS EN LA CUENCA	242
4.7.9 COSTOS DE PRODUCCIÓN Y TRANSPORTE	243
4.8 CUENCA CORDILLERA ORIENTAL.....	244
4.8.1 ESTRATIGRAFÍA.....	248
4.8.2 ELEMENTOS ESTRUCTURALES PRINCIPALES	250
4.8.3 GEOMETRÍA DEL BASAMENTO.....	252
4.8.4 SISTEMA PETROLIFERO	259
4.8.5 GAS ASOCIADO AL CARBÓN (GAC)	264

4.8.6 HIDROCARBURO POR DESCUBRIR	268
4.8.7 HISTORIA EXPLORATORIA.....	269
4.8.8 PROSPECTIVIDAD CUENCA CORDILLERA ORIENTAL.....	269
4.8.8.1 CAMPOS COMERCIALES EN LA CUENCA DE LA CORDILLERA ORIENTAL .	270
4.8.9 ESCENARIO CONSOLIDADO DE RECURSOS DE PETRÓLEO Y GAS CAMPOS BOLÍVAR Y CORRALES	275
4.9 CUENCA CESAR - RANCHERÍA.....	278
4.9.1 ESTRATIGRAFÍA.....	284
4.9.2 ELEMENTOS ESTRUCTURALES PRINCIPALES	289
4.9.3 SISTEMA PETROLIFERO	292
4.9.4 GAS ASOCIADO AL CARBÓN (GAC)	297
4.9.4.1 ZONA CARBONÍFERA DE LA CUENCA CESAR - RANCHERÍA.....	301
4.9.4.2 ZONA CARBONÍFERA LA GUAJIRA	303
4.9.4.3 ZONA CARBONÍFERA CESAR.....	305
4.9.5 HIDROCARBURO POR DESCUBRIR	307
4.9.6 EVALUACIÓN DE APORTE VOLUMÉTRICO DE RESERVAS Y PRODUCCIÓN DE LA CUENCA DEL CESAR RANCHERÍA. GAS.....	308
4.9.7 FACTORES CRÍTICOS DE ÉXITO QUE IMPACTAN LA ADICIÓN DE RESERVAS EN LA CUENCA	311
4.10 CUENCA SINU – SAN JACINTO	312
4.10.1 ESTRATIGRAFÍA	314
4.10.2 ELEMENTOS ESTRUCTURALES PRINCIPALES	323
4.10.3 PROVINCIAS GEOLÓGICAS	325
4.10.4 SISTEMA PETROLIFERO	329
4.10.4.1 SISTEMA PETROLÍFERO SUB-CUENCA DEL SINÚ	335
4.10.4.2 SISTEMA PETROLÍFERO SUB-CUENCA DE SAN JACINTO	337
4.10.5 HIDROCARBURO POR DESCUBRIR.....	340
4.10.6 HISTORIA EXPLORATORIA.....	340
4.11 CUENCA GUAJIRA.....	347
4.11.1 ESTRATIGRAFÍA	348
4.11.2 ELEMENTOS ESTRUCTURALES PRINCIPALES	351
4.11.3 SISTEMA PETROLIFERO	356
4.11.4 HIDROCARBURO POR DESCUBRIR	361
4.11.5 HISTORIA EXPLORATORIA.....	362
4.12 CUENCA COLOMBIA	364
4.12.1 ESTRATIGRAFÍA	365
4.12.2 ELEMENTOS ESTRUCTURALES PRINCIPALES	367
4.13 PROSPECTIVIDAD CUENCAS OFFSHORE CARIBE	372
4.13.1 GEOLOGÍA REGIONAL	372
4.13.2 SISTEMA PETROLÍFERO	376
4.13.2.1 ROCA GENERADORA	376
4.13.3 MANIFESTACIONES DE HIDROCARBUROS	377
4.13.4 POTENCIAL DE HIDROCARBUROS	378
4.13.5 HIDROCARBUROS POR DESCUBRIR.....	381

4.13.6 PROSPECTIVIDAD CUENCAS OFFSHORE CARIBE.....	381
4.13.7 ACTIVIDAD EXPLORATORIA	384
4.13.8 EVALUACIÓN DE APORTE VOLUMÉTRICO DE RESERVAS Y PRODUCCIÓN DE LA CUENCAS OFFSHORE - GAS.....	386
4.14 ESCENARIOS CONSOLIDADOS DE LOS PRONÓSTICOS DE PETRÓLEO Y GAS PARA LAS CUENCAS ANALIZADAS.	388
4.14.1 ESCENARIOS CONSOLIDADOS PETRÓLEO	388
4.14.1.1 ESCENARIO ALTO.....	388
4.14.1.2 ESCENARIO MEDIO	389
4.14.1.3 ESCENARIO BAJO.....	390
4.14.2 ESCENARIOS CONSOLIDADOS DE GAS	390
4.14.2.1 ESCENARIO ALTO.....	391
4.14.2.2 ESCENARIO MEDIO	392
4.14.2.3 ESCENARIO BAJO.....	393

ÍNDICE DE FIGURAS

	Pág.
FIGURA 1: LOCALIZACIÓN DE LA CUENCA DE LOS LLANOS ORIENTALES	18
FIGURA 2: EVOLUCIÓN TECTÓNICA DE LA CUENCA DE LOS LLANOS ORIENTALES	20
FIGURA 3: COLUMNA ESTRATIGRÁFICA DE LA CUENCA DE LOS LLANOS ORIENTALES....	23
FIGURA 4: ELEMENTOS ESTRUCTURALES DE LA CUENCA DE LOS LLANOS ORIENTALES	25
FIGURA 5: DIAGRAMA DE LA HISTORIA DE SUBSIDENCIA DE LA CUENCA DE LOS LLANOS ORIENTALES.....	31
FIGURA 6: ESTRATIGRAFÍA REGIONAL Y DOMINIOS SISTEMA PETROLÍFERO CUENCA DE LOS LLANOS ORIENTALES	32
FIGURA 7: TIPOS DE KEROGENO - GRÁFICO DE VAN KREVELEN.....	33
FIGURA 8: MAPA ISOCORO, FORMACIÓN GACHETA, CUENCA LLANOS ORIENTALES	36
FIGURA 9: CARACTERÍSTICAS FORMACIÓN GACHETA, CUENCA LLANOS ORIENTALES....	37
FIGURA 10: DELIMITACIÓN DE LA COCINA DE HIDROCARBUROS DE LA CUENCA DE LOS LLANOS ORIENTALES.....	39
FIGURA 11: TIPO DE CRUDO DE ACUERDO AL DOMINIO DEL SISTEMA PETROLÍFERO EN LA CUENCA DE LOS LLANOS ORIENTALES.....	40
FIGURA 12: FLUJO DE CALOR REGIONAL EN LA CUENCA DE LOS LLANOS ORIENTALES..	46
FIGURA 13: PRESENTACIÓN DE ECOPETROL A LOS ACCIONISTAS. INVESTOR DAY. SEPTIEMBRE 2011. CAÑO SUR Y LA ESTRATEGIA DE CRUDOS PESADOS DE ECOPETROL	48
FIGURA 14: UBICACIÓN DEL CAMPO QUIFA	50
FIGURA 15: ÁREAS CON EL MAYOR POTENCIAL PARA EOR.....	51
FIGURA 16: TREN DE DEPOSITACIÓN JACANA – TIGANA.....	52
FIGURA 17: ESCENARIO ALTO PETRÓLEO CUENCA LLANOS.....	54
FIGURA 18: ESCENARIO MEDIO PETRÓLEO CUENCA LLANOS.....	56
FIGURA 19: ESCENARIO BAJO PETRÓLEO CUENCA LLANOS.....	57
FIGURA 20: ESCENARIO ALTO GAS CUENCA LLANOS.....	59
FIGURA 21: ESCENARIO MEDIO GAS CUENCA LLANOS.	60
FIGURA 22: ESCENARIO BAJO GAS CUENCA LLANOS.....	61
FIGURA 23: COSTOS DE DESARROLLO DE LAS RESERVAS EN LA CUENCA LLANOS.	62
FIGURA 24: PERFIL DE INVERSIÓN ANUAL Y PRODUCCIÓN ACUMULADA (RESERVAS RECUPERADAS) A 2044.....	64
FIGURA 25: SISTEMAS DE TRANSPORTE POR OLEODUCTO EN EL ÁREA DE LOS LLANOS ORIENTALES.....	68
FIGURA 26: LOCALIZACIÓN DE LA CUENCA DEL VALLE MEDIO DEL MAGDALENA.....	72
FIGURA 27: EVOLUCIÓN TECTÓNICA DE LA CUENCA DEL VALLE MEDIO DEL MAGDALENA.	74

FIGURA 28: COLUMNA ESTRATIGRÁFICA GENERALIZADA DEL VALLE MEDIO DEL MAGDALENA.....	76
FIGURA 29: PROVINCIAS ESTRUCTURALES DEL VALLE MEDIO DEL MAGDALENA.....	77
FIGURA 30: TIPOS DE KEROGENO - GRÁFICO DE VAN KREVELEN.....	82
FIGURA 31: ÁREAS DE GENERACIÓN PARA LAS FORMACIONES TABLAZO – PAJA (VMM).	85
FIGURA 32: ÁREAS DE GENERACIÓN PARA LA FORMACIÓN LA LUNA (VMM).....	86
FIGURA 33: DIAGRAMA HISTORIA DE ENTERRAMIENTO PSEUDOPozo CASABE ESTE (VMM).	87
FIGURA 34: ÁREAS DE GENERACIÓN EN LA CUENCA DEL VALLE MEDIO DEL MAGDALENA.....	90
FIGURA 35: DISTRIBUCIÓN DE TAMAÑO DE CAMPOS - VMM.....	92
FIGURA 36: DISTRIBUCIÓN ESTRATIGRÁFICA DE LAS ROCAS FUENTES PARA YNC.	97
FIGURA 37: COLUMNA ESTRATIGRÁFICA VMM	99
FIGURA 38: PERFIL GEOQUÍMICO – INTERVALO INFERIOR FM TABLAZO.....	104
FIGURA 39: PERFIL GEOQUÍMICO INTERVALO SUPERIOR FORMACIÓN LA LUNA.....	105
FIGURA 40: EVENTOS DE GENERACIÓN Y EXPULSIÓN DE HIDROCARBUROS.....	108
FIGURA 41: GENERACIÓN, EXPULSIÓN Y TASA DE TRANSFORMACIÓN DE HIDROCARBUROS.....	112
FIGURA 42: TRENES DE ACUMULACIÓN CAMPOS VMM PROVINCIA CENTRAL.	114
FIGURA 43: POTENCIAL DE OOIP LA LUNA, PRESENTACIÓN ESTRATEGIA ECOPETROL 2020-2030.	116
FIGURA 44: POTENCIAL DE OOIP TABLAZO. PRESENTACIÓN ESTRATEGIA ECOPETROL 2020-2030.	117
FIGURA 45: MODELO DE DEPOSITACIÓN YNC CUENCA VMM.	118
FIGURA 46: HISTORIA DE PRODUCCIÓN POZO OLIVO 1. 1999-2000.	119
FIGURA 47: HISTORIA DE PRODUCCIÓN POZO CATALINA 1.1999-2000.	120
FIGURA 48: ESCENARIO ALTO VALLE MEDIO DEL MAGDALENA PARA PETRÓLEO.....	123
FIGURA 49: ESCENARIO MEDIO VALLE MEDIO DEL MAGDALENA PARA PETRÓLEO.	124
FIGURA 50: ESCENARIO BAJO VALLE MEDIO DEL MAGDALENA PARA PETRÓLEO.....	125
FIGURA 51: ESCENARIO ALTO VALLE MEDIO DEL MAGDALENA PARA GAS.....	126
FIGURA 52: ESCENARIO MEDIO VALLE MEDIO DEL MAGDALENA PARA GAS.	127
FIGURA 53: ESCENARIO BAJO VALLE MEDIO DEL MAGDALENA PARA GAS.....	128
FIGURA 54: COSTOS DE DESARROLLO RESERVAS EN EL VALLE MEDIO DEL MAGDALENA.	129
FIGURA 55: COSTO DE DESARROLLO RECURSOS CONTINGENTES VALLE MEDIO DEL MAGDALENA.	131
FIGURA 56: TOMADO DE PASADO, PRESENTE Y FUTURO DE LA ENERGÍA EN LA ARGENTINA.....	132
FIGURA 57: SECCIÓN OLEODUCTO VELÁSQUEZ – GALÁN Y CAMPOS DE PRODUCCIÓN DE MANSAROVAR.	134
FIGURA 58: OLEODUCTO GALÁN - VASCONIA.....	135

FIGURA 59: LOCALIZACIÓN DE LA CUENCA CAGUÁN - PUTUMAYO.....	138
FIGURA 60: MAPA DEL TOPE DEL PALEOZOICO, A PARTIR DE ANOMALÍAS GRAVIMÉTRICAS.....	139
FIGURA 61: SECCIÓN CRONOESTRATIGRÁFICA DE LAS SUBCUENCIAS DE PUTUMAYO AL SUR Y CAGUÁN AL NORTE.....	140
FIGURA 62: CARTA CRONOESTRATIGRÁFICA COMPARATIVA PARA LAS CUENCIAS DE ORIENTE, PUTUMAYO, CAGUÁN Y LLANOS.....	141
FIGURA 63: MEGA-SECUENCIA CRETÁCICA DE LA SUBCUENCA PUTUMAYO.....	143
FIGURA 64: ESQUEMA DE LA EVOLUCIÓN TECTÓNICO-ESTRATIGRÁFICA DE LA CUENCA DEL CAGUÁN.....	144
FIGURA 65: CURVA DE ENTERRAMIENTO PARA LA SUBCUENCA CAGUÁN.....	146
FIGURA 66: CURVA DE ENTERRAMIENTO PARA LA SUBCUENCA PUTUMAYO.....	147
FIGURA 67: ESCENARIO ALTO PETRÓLEO. CAGUÁN PUTUMAYO.....	152
FIGURA 68: ESCENARIO MEDIO DE PETRÓLEO CAGUÁN – PUTUMAYO.....	153
FIGURA 69: ESCENARIO BAJO PETRÓLEO CAGUÁN PUTUMAYO.....	154
FIGURA 70: COSTOS DE DESARROLLO RESERVAS DE LA CUENCA CAGUÁN PUTUMAYO.....	155
FIGURA 71: SISTEMAS DE TRANSPORTE POR OLEODUCTO EN LA CUENCA DEL CAGUÁN – PUTUMAYO.....	160
FIGURA 72: INTEGRACIÓN DE LOS OLEODUCTOS DEL SUR DEL PAÍS CON EL SISTEMA DE TRANSPORTE ECUATORIANO.....	161
FIGURA 73: HITOS DE LA INTEGRACIÓN DE LOS OLEODUCTOS DEL SUR DEL PAÍS CON EL SISTEMA DE TRANSPORTE ECUATORIANO.....	162
FIGURA 74: LOCALIZACIÓN DE LA CUENCA DEL VALLE SUPERIOR DEL MAGDALENA.....	163
FIGURA 75: COLUMNA ESTRATIGRÁFICA GENERALIZADA DEL VALLE SUPERIOR DEL MAGDALENA.....	166
FIGURA 76: MODELO INTEGRADO DE EVOLUCIÓN TECTÓNICA DEL VSM.....	168
FIGURA 77: MAPA DE LA ANOMALÍA DE BOUGUER DE LA CUENCA DEL VSM.....	169
FIGURA 78: MAPA DE LA INTENSIDAD MAGNÉTICA TOTAL DE LA CUENCA DEL VSM.....	170
FIGURA 79: MAPA ISOCORO GRUPO HONDA VISUALIZACIÓN SUBCUENCIAS VSM.....	171
FIGURA 80: CORRELACIÓN S-NE ENTRE CAMPOS DEL VALLE SUPERIOR DEL MAGDALENA CON BASE EN LÍNEAS SÍSMICAS.....	172
FIGURA 81: DIAGRAMA DE ENTERRAMIENTO CUENCA VALLE SUPERIOR DEL MAGDALENA.....	174
FIGURA 82: ÁREAS DE GENERACIÓN CUENCA DEL VALLE SUPERIOR DEL MAGDALENA.	175
FIGURA 83: CAMPOS DESCUBIERTOS EN LA CUENCA DEL VALLE SUPERIOR DEL MAGDALENA.....	179
FIGURA 84: ESCENARIO ALTO DE PETRÓLEO VALLE SUPERIOR DEL MAGDALENA.....	182
FIGURA 85: ESCENARIO MEDIO DE PETRÓLEO VALLE SUPERIOR DEL MAGDALENA.....	182
FIGURA 86: ESCENARIO BAJO DE PETRÓLEO VALLE SUPERIOR DEL MAGDALENA.....	183
FIGURA 87: ESCENARIO ALTO GAS VALLE SUPERIOR DEL MAGDALENA.....	184
FIGURA 88: ESCENARIO MEDIO GAS VALLE SUPERIOR DEL MAGDALENA.....	184

FIGURA 89: COSTOS DE DESARROLLO DE LAS RESERVAS PROBADAS PROBABLES Y POSIBLES	185
FIGURA 90: SISTEMAS DE TRANSPORTE POR OLEODUCTO EN LA CUENCA DEL VALLE SUPERIOR DEL MAGDALENA	191
FIGURA 91: LOCALIZACIÓN DE LA CUENCA CATATUMBO	193
FIGURA 92: MAPA GEOLÓGICO DE LA CUENCA CATATUMBO	196
FIGURA 93: COLUMNA ESTRATIGRÁFICA GENERALIZADA DE LA CUENCA DEL CATATUMBO	197
FIGURA 94: ESQUEMA DE LA EVOLUCIÓN TECTÓNICA DE LA CUENCA DEL CATATUMBO	198
FIGURA 95: MAPA ESTRUCTURAL DE LA CUENCA DEL CATATUMBO	199
FIGURA 96: SECCIÓN ESTRUCTURAL ESQUEMÁTICA DE LA CUENCA DEL CATATUMBO	200
FIGURA 97: HISTORIA DE ENTERRAMIENTO Y MADUREZ TÉRMICA	202
FIGURA 98: MAPA DE LAS COCINAS RELACIONADAS CON ROCAS GENERADORAS DEL CRETÁCICO (URIBANTE Y LA LUNA)	205
FIGURA 99: MAPA DE LAS COCINAS RELACIONADAS CON ROCAS GENERADORAS DEL PALEOCENO (URIBANTE Y LA LUNA)	205
FIGURA 100: CUENCA DEL CATATUMBO	209
FIGURA 101: MADUREZ POZOS DEL CATATUMBO	211
FIGURA 102: MAPA DE MADUREZ TERMAL	212
FIGURA 103: EVALUACIÓN PETROFÍSICA POZO CERROGORDO- 1	213
FIGURA 104: CAMPOS DESCUBIERTOS Y ÁREAS	215
FIGURA 105: ESCENARIO ALTO PETRÓLEO CUENCA DEL CATATUMBO	216
FIGURA 106: ESCENARIO MEDIO PETRÓLEO CUENCA DEL CATATUMBO	217
FIGURA 107: ESCENARIO BAJO PETRÓLEO CUENCA DEL CATATUMBO	218
FIGURA 108: ESCENARIO ALTO GAS CUENCA DEL CATATUMBO	219
FIGURA 109: ESCENARIO MEDIO GAS CUENCA DEL CATATUMBO	219
FIGURA 110: ESCENARIO BAJO GAS CUENCA DEL CATATUMBO	220
FIGURA 111: LOCALIZACIÓN DE LA CUENCA DEL VALLE INFERIOR DEL MAGDALENA	222
FIGURA 112: COLUMNA ESTRATIGRÁFICA GENERALIZADA DE LA CUENCA DEL VALLE INFERIOR DEL MAGDALENA	223
FIGURA 113: MAPA ESTRUCTURAL EN PROFUNDIDAD DEL BASAMENTO DE LA CUENCA DEL VALLE INFERIOR DEL MAGDALENA	227
FIGURA 114: PROFUNDIDADES AL BASAMENTO PRE-TERCIARIO DE LA CUENCA DEL VALLE INFERIOR DEL MAGDALENA	230
FIGURA 115: CURVA DE ENTERRAMIENTO DE LA SUCESIÓN ESTRATIGRÁFICA DEL VALLE INFERIOR DEL MAGDALENA	232
FIGURA 116: ESCENARIO ALTO DE PETRÓLEO VIM	237
FIGURA 117: ESCENARIO MEDIO DE PETRÓLEO VIM	238
FIGURA 118: ESCENARIO BAJO PETRÓLEO VIM	238
FIGURA 119: ESCENARIO ALTO GAS VIM	239

FIGURA 120: ESCENARIO MEDIO GAS VIM.....	240
FIGURA 121: ESCENARIO BAJO GAS VIM.....	241
FIGURA 122: CIÉNAGA DE AYAPEL	243
FIGURA 123: LOCALIZACIÓN DE LA CUENCA CORDILLERA ORIENTAL	244
FIGURA 124: ESQUEMA DE LA EVOLUCIÓN TECTÓNICA DE LA CUENCA CORDILLERA ORIENTAL DESDE EL MESOZOICO.....	247
FIGURA 125: COLUMNA ESTRATIGRÁFICA DE LA CUENCA CORDILLERA ORIENTAL	249
FIGURA 126: DIAGRAMA DE WHEELER DE LA ESTRATIGRAFÍA REGIONAL DE LAS CUENCAS DE CORDILLERA ORIENTAL, VALLE MEDIO DEL MAGDALENA Y LLANOS ORIENTALES.....	250
FIGURA 127: TERRENOS ESTRUCTURALES DE LA CUENCA DE LA CORDILLERA ORIENTAL.	253
FIGURA 128: MAPA DE ANOMALÍA GRAVIMÉTRICA DE BOUGUER DE LA CUENCA DE LA CORDILLERA ORIENTAL.....	255
FIGURA 129: MAPA DEL TOPE DEL BASAMENTO PRE-CRETÁCICO DE LA CUENCA DE LA CORDILLERA ORIENTAL.....	258
FIGURA 130: ELEMENTOS DEL SISTEMA PETROLÍFERO EOCENO SUPERIOR MEGACUENCA FORMADA POR LAS CUENCAS VMM, VSM, CORDILLERA ORIENTAL Y Llanos Orientales	260
FIGURA 131: MODELO CONCEPTUAL DE RUTAS DE MIGRACIÓN DESDE LA ROCA GENERADORA TURONIANO – CENOMANIANO HACIA LOS RESERVORIOS DEL EOCENO SUPERIOR EOCENO SUPERIOR.....	260
FIGURA 132: MAPA DE REZUMADEROS DE PETRÓLEO (OIL SEEPS) EN LA CUENCA DE LA CORDILLERA ORIENTAL.....	261
FIGURA 133: UBICACIÓN DEL PSEUDO POZO CORDILLERA EN LA LÍNEA SÍSMICA VPSB- 1988-06 DE LA CUENCA DE LA CORDILLERA ORIENTAL.....	262
FIGURA 134: CURVAS DE ENTERRAMIENTO DE LA SECUENCIA ESTRATIGRÁFICA DE LA CUENCA DE LA CORDILLERA ORIENTAL	263
FIGURA 135: MAPA GEOLÓGICO DE LA CUENCA DE LA CORDILLERA ORIENTAL	265
FIGURA 136: ZONAS CARBONÍFERAS DE LA CORDILLERA ORIENTAL	267
FIGURA 137: CORTE ESTRUCTURAL BLOQUE BUENAVISTA.....	271
FIGURA 138: ESCENARIO PRODUCCIÓN PETRÓLEO CAMPO BOLÍVAR - CORDILLERA ORIENTAL.....	275
FIGURA 139: ESCENARIO PRODUCCIÓN GAS CAMPO BOLÍVAR - CORDILLERA ORIENTAL.	276
FIGURA 140: ESCENARIO PRODUCCIÓN PETRÓLEO CAMPO CORRALES - CORDILLERA ORIENTAL.....	277
FIGURA 141: ESCENARIO PRODUCCIÓN GAS CAMPO CORRALES - CORDILLERA ORIENTAL.....	278
FIGURA 142: LOCALIZACIÓN DE LA CUENCA CESAR - RANCHERÍA.....	279
FIGURA 143: MARCO TECTÓNICO REGIONAL DEL NORTE DE LOS ANDES.....	281
FIGURA 144: EVOLUCIÓN ESTRUCTURAL CUENCA CESAR – RANCHERÍA.....	283

FIGURA 145: COLUMNAS ESTRATIGRÁFICAS GENERALIZADAS DE LA CUENCA DE CESAR-RANCHERÍA	285
FIGURA 146: CORRELACIÓN CRONOESTRATIGRAFICA ENTRE LAS CUENCA VALLE MEDIO DEL MAGDALENA, CUENCA CESAR-RANCHERÍA Y LA CUENCA DE MARACAIBO	288
FIGURA 147: ELEMENTOS ESTRUCTURALES DE LA CUENCA DE CESAR-RANCHERÍA	291
FIGURA 148: LOCALIZACIÓN GEOGRÁFICA Y ESTRUCTURAL DEL PSEUDOPozo MODELADO AL ESTE DEL POZO COMPAAE-1.....	294
FIGURA 149: HISTORIA DE ENTERRAMIENTO Y MADUREZ TÉRMICA DEL PSEUDOPozo MODELADO AL ESTE DEL POZO COMPAAE-1.....	295
FIGURA 150: ÁREAS DE GENERACIÓN CUENCA CESAR – RANCHERÍA.....	296
FIGURA 151: ESQUEMA DE EVOLUCIÓN DE MATERIA ORGÁNICA DESDE LOS SEDIMENTOS RICOS EN COMPONENTES ORGÁNICOS O TURBA HASTA LA ZONA PROFUNDA DE ENTERRAMIENTO DONDE TIENEN LUGAR LOS PROCESOS DEL METAMORFISMO. LAS ROCAS FUENTE GENERAN HIDROCARBUROS (ACEITE Y GAS) O SON TRANSFORMADAS A CARBÓN (LIBERANDO SIMULTÁNEAMENTE GAS Y ALGO DE ACEITE).	299
FIGURA 152: MODELO GENERALIZADO PARA LA ACUMULACIÓN DE GAC EN UN SINCLINAL MOSTRANDO VARIOS TIPOS DE ENTRAMPAMIENTO Y DISTRIBUCIÓN DE LOS RESERVORIOS DE GAC.	301
FIGURA 153: CAMPO COMPAAE Y OPCIONES EXPLORATORIAS.....	309
FIGURA 154: CONTRATOS CON POTENCIALIDAD CBM.....	310
FIGURA 155: ESCENARIO ALTO CUENCA CESAR RANCHERÍA.....	311
FIGURA 156: LOCALIZACIÓN DE LA CUENCA DEL SINÚ –SAN JACINTO.....	313
FIGURA 157: COLUMNA ESTRATIGRÁFICA GENERALIZADA DEL NORTE DE LA CUENCA SINÚ – SAN JACINTO.....	315
FIGURA 158: COLUMNA ESTRATIGRÁFICA GENERALIZADA DEL SUR DE LA CUENCA SINÚ – SAN JACINTO.....	316
FIGURA 159: ÁREAS TECTÓNICAS DE LA CUENCA SINÚ – SAN JACINTO.....	325
FIGURA 160: SECCIÓN SÍSMICA INTERPRETADA DE LA PROVINCIA DE DEFORMACIÓN OFFSHORE DE LA CUENCA DEL SINÚ.	328
FIGURA 161: SECCIÓN SÍSMICA INTERPRETADA DEL DELTA DEL MAGDALENA.....	329
FIGURA 162: LOCALIZACIÓN DE LAS MANIFESTACIONES DE ACEITES (CAMPOS, POZOS Y REZUMADEROS). CUENCA SINÚ - SAN JACINTO ONSHORE.....	330
FIGURA 163: MAPA DE REZUMADEROS DE HIDROCARBUROS EN COLOMBIA.....	331
FIGURA 164: LOCALIZACIÓN DEL SEUDO-POZO SINÚ. LÍNEA SÍSMICA L-1984-07	336
FIGURA 165: MODELO DE ENTERRAMIENTO EN LA SUB-CUENCA DEL SINÚ.....	337
FIGURA 166: LOCALIZACIÓN DEL SEUDO-POZO SINÚ. LÍNEA SÍSMICA C-1989-04.....	338
FIGURA 167: MODELO DE ENTERRAMIENTO EN LA SUB-CUENCA DE SAN JACINTO.	339
FIGURA 168: ESCENARIO ALTO GAS SINÚ- SAN JACINTO OFFSHORE.	342
FIGURA 169: MODELO DE MARGEN PASIVO PARA LA CUENCA DE SINÚ- SAN JACINTO ..	343
FIGURA 170: PROVINCIAS MORFOTECTÓNICAS PARA LA CUENCA DE SINÚ- SAN JACINTO	344

FIGURA 171: LOCALIZACIÓN POZO ANH-SSJ-08-STR-S EL CARAMELO	345
FIGURA 172: IMPREGNACIONES DE HIDROCARBUROS ANH-SSJ-08-STR-S EL CARAMELO	346
FIGURA 173: LOCALIZACIÓN DE LA CUENCA DE LA GUAJIRA.....	348
FIGURA 174: COLUMNAS ESTRATIGRÁFICAS GENERALES CUENCA DE LA GUAJIRA.....	350
FIGURA 175: ELEMENTOS TECTÓNICOS PRINCIPALES DE LA PENÍNSULA DE LA GUAJIRA.....	351
FIGURA 176: MODELO DE EVOLUCIÓN DE LA PARTE NORTE DE COLOMBIA.	353
FIGURA 177: MAPA DE LA CUENCA GUAJIRA ONSHORE CON SUS DOS PROVINCIAS O SUBCUENCIAS., LA ALTA Y BAJA GUAJIRA Y LAS PRINCIPALES CARACTERÍSTICAS MORFOLÓGICAS Y ESTRUCTURALES.	355
FIGURA 178: ESTRUCTURACIÓN REGIONAL DE LA CUENCA GUAJIRA OFFSHORE, COMO SE MUESTRA EN EL MAPA DE LA ANOMALÍA DE GRAVEDAD ISOSTÁTICA. ...	356
FIGURA 179: HISTORIA DE ENTERRAMIENTO DE LA SUBCUENCA DE LA ALTA GUAJIRA. 360	
FIGURA 180: HISTORIA DE ENTERRAMIENTO DE LA SUBCUENCA DE LA BAJA GUAJIRA. 361	
FIGURA 181: ESCENARIO ALTO GAS OFFSHORE GUAJIRA.....	363
FIGURA 182: LOCALIZACIÓN DE LA CUENCA COLOMBIA.	364
FIGURA 183: MODELO GEOLÓGICO CUENCA COLOMBIA (“PLAYS”).	366
FIGURA 184: ELEMENTOS ESTRUCTURALES CUENCA COLOMBIA CUENCA PROFUNDA LIMITADA POR ALTOS ESTRUCTURALES.....	371
FIGURA 185: CARTA CRONOESTRATIGRÁFICA CARIBE COLOMBIANO.....	374
FIGURA 186: ELEMENTOS TECTÓNICOS CARIBE OFFSHORE.	375
FIGURA 187: INTENSIDAD MÁXIMA DE FLUORESCENCIA VS PSEUDO MATERIA ORGÁNICA.	377
FIGURA 188: PISTON CORES CARIBE COLOMBIANO.	378
FIGURA 189: CANALES EROSIONALES.	382
FIGURA 190: CANALES AGRADACIONALES.	383
FIGURA 191: MAPA DE TIERRAS OFFSHORE CARIBE.	385
FIGURA 192: ESCENARIO ALTO DE PRODUCCIÓN DE GAS EN CUENCAS OFFSHORE.....	387
FIGURA 193: ESCENARIO ALTO PETRÓLEO CUENCAS MADURAS Y EMERGENTES.....	388
FIGURA 194: ESCENARIO MEDIO PETRÓLEO CUENCAS MADURAS Y EMERGENTES.	389
FIGURA 195: ESCENARIO BAJO PETRÓLEO CUENCAS MADURAS Y EMERGENTES.....	390
FIGURA 196: ESCENARIO ALTO GAS CUENCAS MADURAS Y EMERGENTES, INCLUYE HALLAZGOS RECIENTES OFFSHORE.	391
FIGURA 197: ESCENARIO MEDIO GAS CUENCAS MADURAS Y EMERGENTES.	392
FIGURA 198: ESCENARIO BAJO GAS CUENCAS MADURAS Y EMERGENTES.	393

ÍNDICE DE TABLAS

	Pág.
TABLA 1. PETRÓLEO ORIGINAL EN SITIO IRR 2017	34
TABLA 2. PETRÓLEO ORIGINAL EN SITIO IRR 2017.....	35
TABLA 3. ESTUDIOS DE YTF	38
TABLA 4. RELACIONES DE CALIDAD DE ROCA Y CONDUCTIVIDAD TERMAL	44
TABLA 5. TARIFAS DE TRANSPORTE OLEODUCTOS CUENCA DE LOS LLANOS.....	69
TABLA 6. ESTUDIO DE YTF	89
TABLA 7. VMM – CARACTERÍSTICAS LITOLÓGICAS DE LAS ROCAS	100
TABLA 8. VMM– GEOQUÍMICA DE LA ROCA	101
TABLA 9. MASA DE HIDROCARBUROS GENERADOS (M.TONS)	106
TABLA 10. SEGUNDO EVENTO – MASA DE HIDROCARBUROS GENERADOS Y (TR%)	107
TABLA 11- DISTRIBUCIÓN DE LOS COMPONENTES DE HIDROCARBUROS	109
TABLA 12. POTENCIAL DE YNC - EN ROCA GENERADORA (YRG)	110
TABLA 13. POTENCIAL DE YNC – ESTIMATIVOS.....	111
TABLA 14. POTENCIAL YNC LA LUNA.....	112
TABLA 15. POTENCIAL YNC SIMITÍ	113
TABLA 16. POTENCIAL YNC TABLAZO.	113
TABLA 17. TARIFAS VIGENTES EN US\$/BL PARA LOS OLEODUCTOS.....	136
TABLA 18. ESTUDIOS YFT.....	148
TABLA 19. TARIFAS VIGENTES EN US\$/BL OLEODUCTO CUENCA DEL CAGUÁN- PUTUMAYO.	160
TABLA 20. ESTUDIOS YTF.....	177
TABLA 21. TARIFAS VIGENTES EN US\$/BL PARA LOS OLEODUCTOS CUENCA DEL VALLE SUPERIOR DEL MAGDALENA	192
TABLA 22. ESTUDIOS YFT.....	206
TABLA 23. ESTUDIOS YFT CUENCAS COLOMBIANAS INCLUYENDO LA DEL VALLE INFERIOR DEL MAGDALENA	233
TABLA 24. CARACTERÍSTICAS GEOLÓGICAS DE LA CUENCA CORDILLERA ORIENTAL....	266
TABLA 25. ESTUDIOS YTF CUENCAS COLOMBIANAS INCLUYENDO LA DE LA CORDILLERA ORIENTAL.....	268
TABLA 26. ESTUDIOS YTF GAS ASOCIADO AL CARBÓN	268
TABLA 27. CARACTERÍSTICAS GEOLÓGICAS DE LA SUBCUENCA RANCHERÍA - GAC.	305
TABLA 28. CARACTERÍSTICAS GEOLÓGICAS DE LA SUBCUENCA CESAR - GAC.	306
TABLA 29. ESTUDIOS YTF CUENCAS COLOMBIANAS INCLUYENDO LA DE CESAR - RANCHERÍA	307
TABLA 30. ESTUDIOS YTF GAS ASOCIADO AL CARBÓN	307
TABLA 31. ESTUDIOS YTF CUENCAS COLOMBIANAS INCLUYEN SINÚ	340

TABLA 32. ESTUDIOS YTF CUENCAS COLOMBIANAS INCLUYEN LA GUAJIRA	362
TABLA 33. POTENCIAL DE HIDROCARBUROS ZONA FORELAND.....	379
TABLA 34. TIEMPOS DE GENERACIÓN Y EXPULSIÓN (MA).	380
TABLA 35. BALANCE DE MASAS CARIBE COLOMBIANO.	381

**EVALUACIÓN DE LAS CUENCAS Y ESTRUCTURACIÓN DE
ESCENARIOS DE OFERTA DE HIDROCARBUROS
CONVENCIONALES Y NO CONVENCIONALES****HISTORIAL DE CAMBIOS**

FECHA	VERSIÓN	DESCRIPCIÓN DEL CAMBIO
06/Noviembre/2018	1.0	Primera versión del documento
19/Noviembre /2018	2.0	Versión revisada
28/Noviembre/2018	3.0	Versión complementada
13/Diciembre/2018	4.0	Versión final

4. ESCENARIOS DE PRODUCCIÓN POR CUENCA

4.1 INTRODUCCIÓN

En este capítulo se efectuará un análisis detallado de las principales cuencas sedimentarias colombianas y se determinarán 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 2018 de las diferentes páginas web y presentaciones de las compañías operadoras, así como de sus criterios técnicos.

Para cada una de las cuencas se hace un recuento de su geología, incluyendo localización, estratigrafía, sistema petrolífero y se determinan los potenciales de los hidrocarburos por descubrir. Posteriormente, con toda esta información y los pronósticos de reservas y producción entregados por la ANH y la UPME, 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 incluye 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.

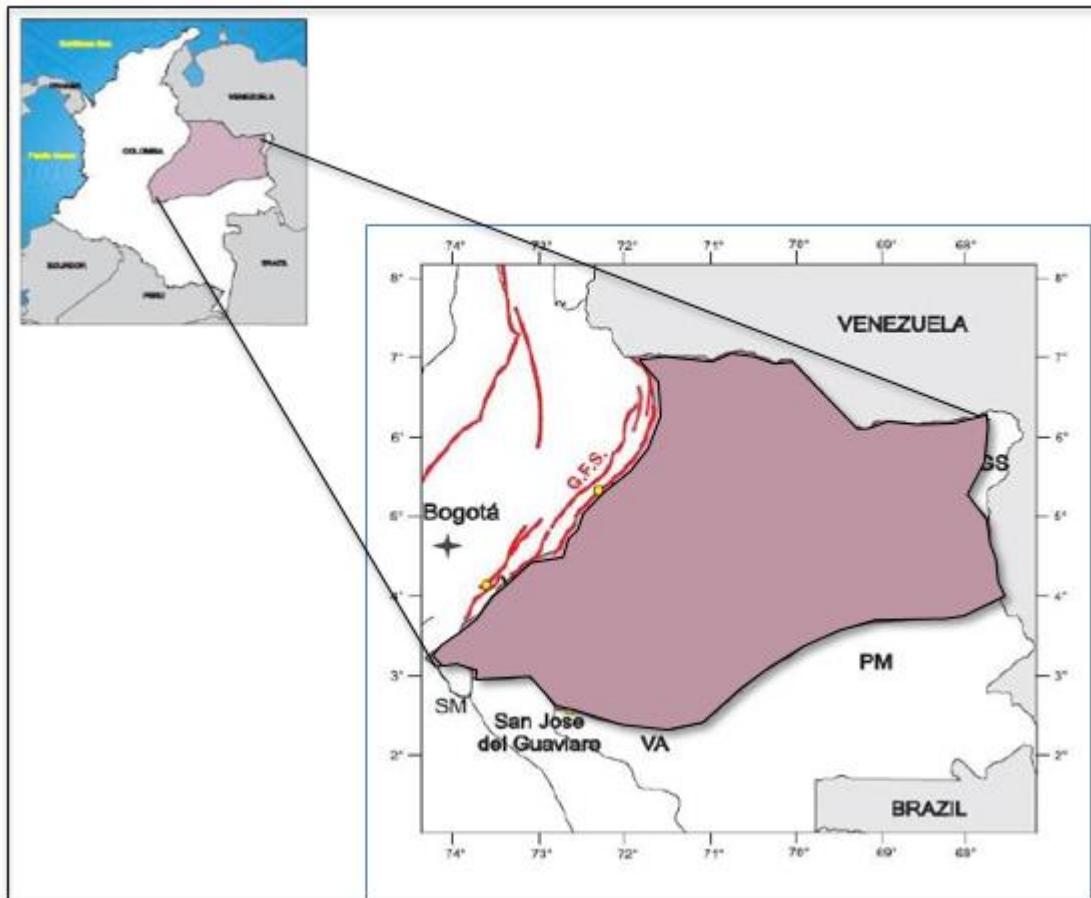
A manera de resultado preliminar, en el numeral final se presenta a nivel país las proyecciones volumétricas de las producciones de crudo y gas para 25 años en los escenarios alto, medio y bajo considerados.

4.2 CUENCA LLANOS ORIENTALES

La Cuenca de los Llanos Orientales se localiza al Este del territorio Colombiano, comprende los departamentos de Casanare, Arauca, Meta y Vichada, sus límites son: al N con el límite político con Venezuela, al E con el Escudo de Guyana (GS),

al S con la Serranía de La Macarena (SM), el Arco Vaupés (VA) y rocas metamórficas del precámbrico (PM) y al W con el Sistema de Fallas de la Cordillera Oriental (figura 1).

Figura 1: Localización de la Cuenca de Los Llanos Orientales



Fuente: Tomada de (Sarmiento, 2011).

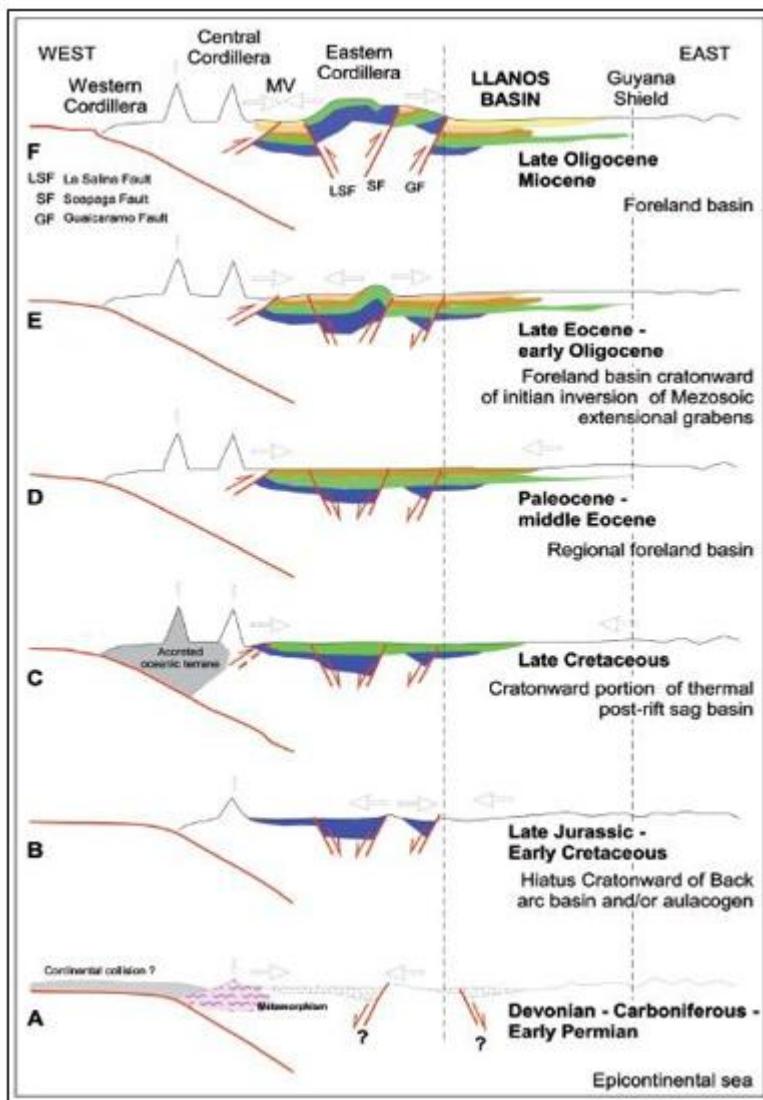
Esta cuenca tiene origen durante el paleozoico en una cuenca Rift (agrietamiento), en donde se forman fallas de tipo normal y se generan espacios de acomodación necesarios para que los sedimentos del Cretácico inicien su deposición; debido a los procesos que llevaron al levantamiento de las cordilleras, los sedimentos sufrieron una gran deformación por las fallas como Guaicaramo, Yopal y el sistema de fallas Cusiana-Tamara y pliegues como los sinclinales de Nazareth y Nunchia, y el anticinal del Guavio.

La Cuenca de los Llanos, se relaciona estructural y estratigráficamente con las cuencas del Valle Medio del Magdalena y Cordillera Oriental, ya que comparten la misma historia geológica y los procesos que las originaron.

La evolución tectónica de la cuenca está dividida en tres Eras; Paleozoico, Mesozoico y Cenozoico (figura 2). A continuación, se describen las principales características de cada una:

- **Paleozoico**, inicia la apertura de la cuenca generando fosas tectónicas, en donde se depositan sedimentos marinos someros y se inicia un fallamiento de tipo normal (Ecopetrol & Beicip, 1995).
- **Mesozoico**, durante esta Era la cuenca sufre esfuerzos extensionales que continúan con la apertura de la misma, generando una cuenca de tipo intra-arco relacionada a un arco magmático por subducción, originando fosas tectónicas en donde se depositaron sedimentos de ambientes fluviales del Jurásico-Triásico preservados hoy en el Graven (fosa) de Arauca. Durante la segunda parte del Mesozoico la cuenca sufre una disminución de la temperatura, generando un decaimiento regional y una deposición de sedimentos marinos alcanzando la máxima superficie de inundación durante el Campaniano (Fajardo et al 1993, Cooper et al 1995; Citados por Sarmiento, 2011) e inicia un régimen transpresivo debido a la subducción de la corteza oceánica con el continente, esta subducción genera el levantamiento de la Cordillera Central y el movimiento de la falla Cusiana-Tamara (Cooper et al 1995; Kluth et al, 1997; Citados por Sarmiento, 2011). En el Cretácico se detiene la subducción, originando esfuerzos horizontales que producen un bulto submarino que compensa la señal eustática (Sarmiento-Rojas, 2001).
- **Cenozoico**, los esfuerzos compresionales y el levantamiento de la Cordillera Central dieron origen a una megacuenca ante-arco, conformada por las cuencas de Valle Medio del Magdalena, Cordillera Oriental y Llanos; debido al movimiento de la orogenia hacia el escudo de Guyana, se inicia la fragmentación de la megacuenca ante-arco, está también ocasionó la inversión en la cuenca de la Cordillera Oriental generando un decaimiento flexural en la cuenca Llanos donde se depositaron sedimentos continentales sobre los marinos. Hacia el final del Paleógeno se levantó la Cordillera Oriental originando la cuenca ante-arco de los Llanos en donde continuaron depositándose sedimentos continentales durante el Neógeno que tenían como fuente esta Cordillera.

Figura 2: Evolución Tectónica de la Cuenca de los Llanos Orientales



Fuente: Tomada de Horton et al., 2010 (Citado por Sarmiento, 2011)

4.2.1 ESTRATIGRAFÍA

La sucesión estratigráfica inicia desde el Paleozoico con rocas depositadas sobre un basamento cristalino y que sufren un bajo grado de metamorfismo y son

suprayacidas por sedimentos del Cretácico y del Cenozoico en un ciclo de ambiente de deposición continental-marino-continental.

Los grupos y formaciones que integran la secuencia estratigráfica de esta cuenca son (figura 3):

- Grupos Quetame y Guejar, depositados en un ambiente marino somero entre los periodos Cámbrico al Ordovícico.
- Grupo Farallones, depositado en un ambiente continental entre los periodos Devoniano al Pérmico.
- Formación Areniscas Inferiores, depositada en un ambiente fluvial entre las edades del Albiano al Cenomaniano.
- Formación Gachetá, depositada en un ambiente de plataforma interna entre los periodos del Turoniano al Coniaciano.
- Formación Palmichal, depositada en un ambiente transicional (deltaicos y playa) entre las edades del Santoniano al Campaniano.
- Formación arenisca Tierna, depositada en un ambiente continental durante el Maastrichtiano.
- Formación Guaduas, depositada en un ambiente de planicie costera entre el Maastrichtiano superior y el Paleoceno temprano.
- Formaciones Barco y Los Cuervos, depositadas en un ambiente de planicie costera durante el Paleoceno tardío; la Formación Cuervos sufre procesos erosivos.
- Formación Mirador, depositada en un ambiente continental entre las épocas Eoceno temprano al medio.
- Formación Carbonera, depositada en un ambiente de planicie costera entre las épocas Eoceno tardío-Mioceno temprano.
- Formación León, depositada en un ambiente marino somero durante el Mioceno medio.
- Formación Guayabo, depositada en un ambiente continental entre las épocas Mioceno tardío-Plioceno.

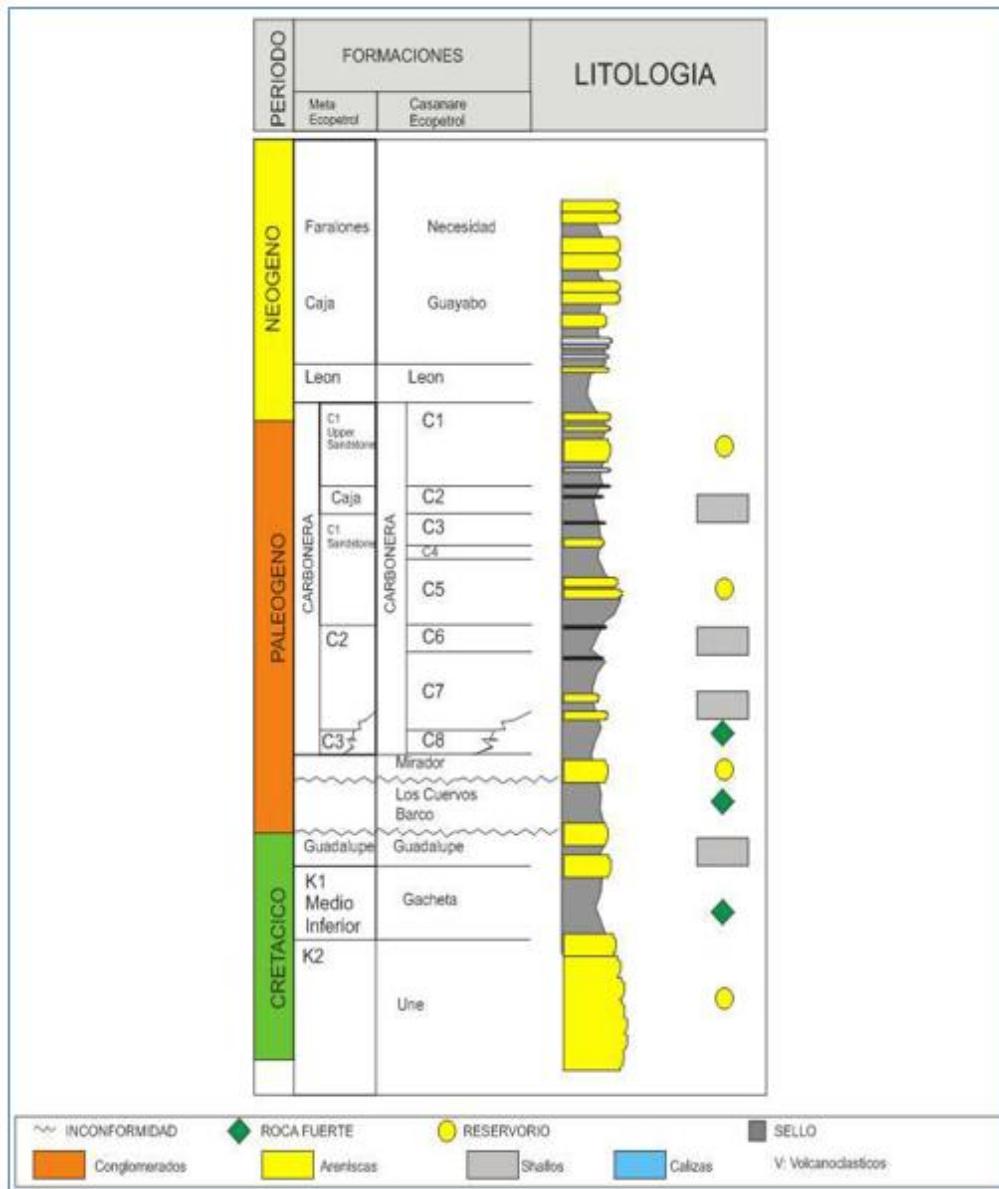
4.2.2 ELEMENTOS ESTRUCTURALES PRINCIPALES

Los esfuerzos extensionales y compresionales a los cuales fue sometida la cuenca de los Llanos Orientales originaron fosas y pilares tectónicos, fallas normales e

inversas y el levantamiento de estructuras como el Alto Vorágine y el Arco de Arauca (Sarmiento, 2011).

De acuerdo a sus rasgos en superficie esta cuenca se divide en 5 terrenos estructurales (figura 4):

- Terreno Arauca, se caracteriza por tener fallas de rumbo e inversas tales como las fallas Mantecal y Achagua, pliegues asociados a las fallas y depósitos del Paleozoico.
- Terreno Casanare, se caracteriza por tener todas las capas de la secuencia sedimentaria buzando hacia el W, fallas normales antitéticas y sintéticas y pliegues de tipo roll-over asociados a estas y depósitos del Paleozoico.
- Terreno Meta, de este terreno hacen parte los Paleo-altos de la Vorágine, Candilejas y Macarena. Se encuentran sedimentos del paleozoico, evidencias de deformación por transpresión de la orogenia Caledoniana y de los posteriores esfuerzos extensionales que dieron origen a fallas normales que durante la orogenia andina fueron invertidas y crearon pliegues.
- Terreno Vichada, se caracteriza por tener todas las capas de la secuencia sedimentaria buzando hacia el W y son afectadas por fallas normales y un basamento poco profundo.
- Terreno Piedemonte Llanero, representa el borde W de la Orogenia Andina; caracterizándose por fallas normales invertidas, fallas inversas, deformación desde el basamento, pliegues y fallas de desgarre. Como ejemplos de estas estructuras se encuentran las fallas de Santa María, Lengupá, Cumaryl, Chaparral, Servitá y Yopal y los sinclinales de Nunchia y Zamaricote.

Figura 3: Columna Estratigráfica de la Cuenca de los Llanos Orientales.


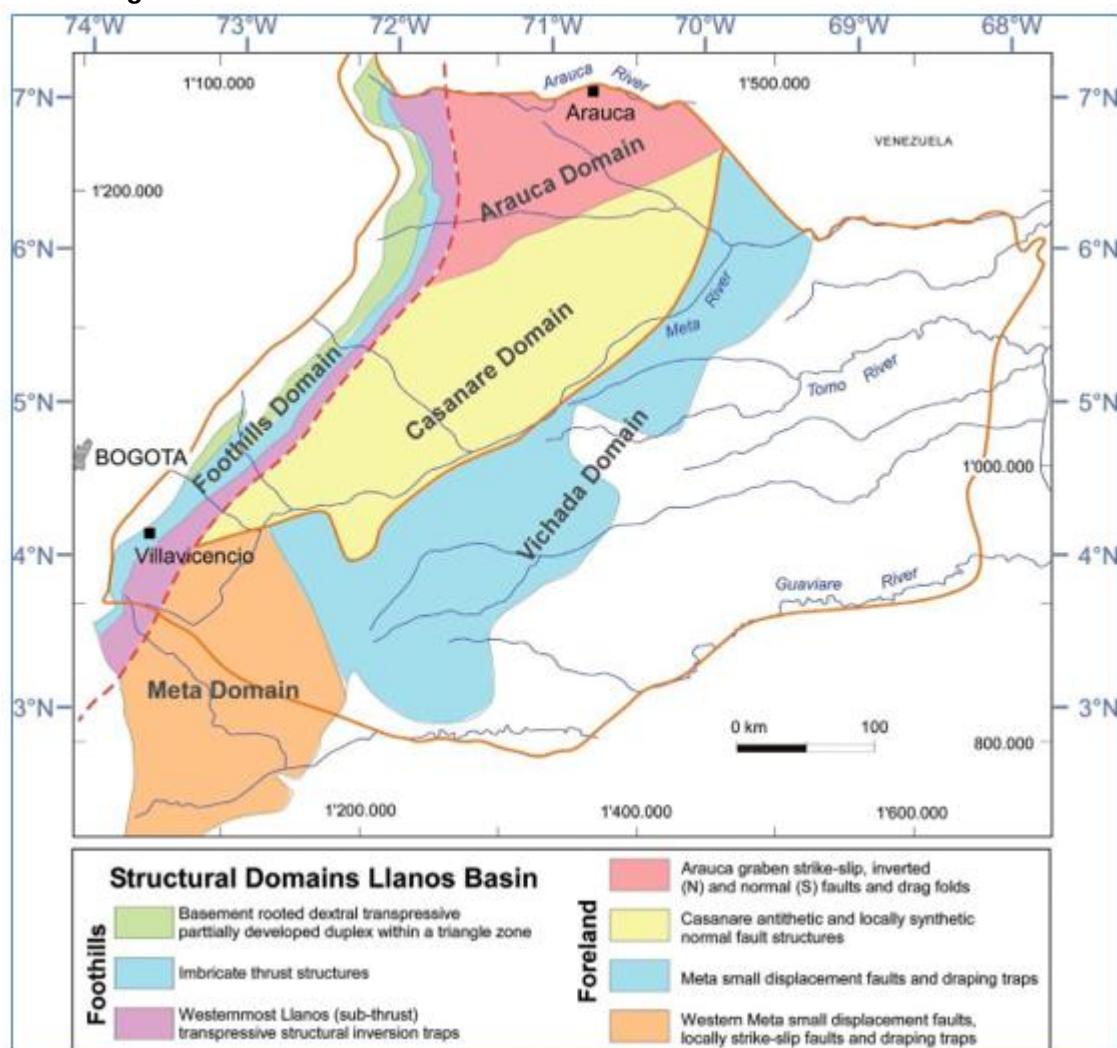
Fuente: Tomado de Barrero et al. (2007).

4.2.3 SISTEMA PETROLIFERO

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 206 campos productivos (ANH 2018) algunos muy importantes como Rubiales, Caño Limón y Cusiana-Cupiagua (Sarmiento, 2011), que con la información de pozos ha permitido incrementar el conocimiento de los sistemas petrolíferos en la cuenca.

Se han identificado como rocas generadoras de hidrocarburos en la cuenca de los Llanos Orientales a las lutitas (Shales) de las formaciones Une, Gachetá (Chipaque) y Los Cuervos (García et al, 2009).

Los análisis geoquímicos, definen como principal roca generadora a la Formación Gachetá con valores de COT (Carbono Orgánico Total – que mide la cantidad de materia orgánica en una roca) entre 1 y 3%, y valores de reflectancia de vitrinita – Ro (que indica la madurez de la roca para generar hidrocarburos), entre 0,7 y 1% Ro a lo largo del Piedemonte; y se postula a la Formación Carbonera como posible roca fuente, con promedios de COT entre 1 y 2%; la madurez para esta unidad es baja, con excepción de dos sectores: NW de la Cordillera Oriental y cuenca VMM y en el Piedemonte oriental de la Cordillera Oriental, en el área del pozo La María-1, donde los valores de reflectancia de vitrinita alcanzan 0,8% Ro. También fueron identificados algunos niveles con potencial de roca madre en las formaciones paleozoicas, con materia orgánica de origen marino y continental y niveles del Cretáceo Superior (formaciones Paja y Cáqueza); con promedios de %COT entre 0,5-2 y valores de %Ro de hasta 1,5% en algunos sectores.

Figura 4: Elementos Estructurales de la Cuenca de los Llanos Orientales


Fuente: Tomado de Sarmiento, 2011

De acuerdo con el modelamiento geohistórico, se distinguen dos períodos principales de generación y expulsión desde la generadora principal (Formación Gachetá):

- a. Un periodo prelevantamiento andino durante el cual se desarrolla un área de generación localizada en la Cordillera Oriental, con expulsión de los primeros crudos a finales del Eoceno Tardío (36 Millones de años - Ma).

- b. Un período post-levantamiento andino con área de generación localizada principalmente en los sectores del Piedemonte y en la parte más profunda de la cuenca Llanos Orientales.

En los modelamientos que se han realizado se evidencian tres sectores, teniendo en cuenta los valores de madurez: Para el sector de la **plataforma de los Llanos**, la expulsión de petróleo se inició a finales del Mioceno Tardío (5 – 6 Ma), durante y después de la Orogenia Andina; para el sector del **Piedemonte**, la expulsión empezó a finales del Mioceno Medio (10 Ma), antes de la Orogenia Andina; y para el último sector, correspondiente a la **Cordillera Oriental y Magdalena Medio**, la expulsión comenzó a finales del Eoceno Tardío – Oligoceno Temprano (38 Ma).

En los estudios de familias de hidrocarburos, se puede decir que, en general, en la provincia petrolífera Llanos Orientales se tienen dos tipos de hidrocarburos: siliciclásticos y marinos con ligera influencia carbonática. Todos estos hidrocarburos presentan mezcla de por lo menos dos pulsos de carga. Teniendo en cuenta su ubicación geográfica se pueden agrupar en cinco familias.

1. Familia marina con influencia carbonática, tipo Caño Limón: Distribuida geográficamente en el área nororiental de la cuenca; la conforman crudos de los campos Caño Limón, La Yuca, Matanegra, Caño Rondón, Redondo, Caño Verde, Arauca, Trinidad y los pozos Jiba, Estos crudos fueron generados por rocas de ambiente marino más anóxico y distal que las facies que originaron el crudo de la familia tipo Cusiana. Se postula que los crudos de esta familia podrían estar relacionados con la Formación Chipaque de la Cordillera Oriental.
2. Familia siliciclástica, sector norte: está relacionada con el hidrocarburo del pozo Gibraltar-1.
3. Familia marino siliciclástico, tipo Cusiana. Comprende crudos del piedemonte central, de los campos Cusiana, Cupiagua, Buenos Aires, Floreña, Río Chitamena y Cravo Sur en el área de plataforma: Esta familia está entrampada principalmente en horizontes del Terciario. Está constituida en mayor proporción por un pulso de crudo cretácico de ambiente marino proximal, con mezcla en menor proporción de un pulso terciario originado posiblemente de las formaciones Los Cuervos y Mirador.
4. Familia marina siliciclástica, tipo Trinidad: Comprende crudos de la plataforma central. Está Constituida principalmente por crudos almacenados en los

intervalos del Terciario en el área del Casanare al noreste de los crudos tipo Cusiana, en los campos Trinidad, Caño Garza, Barqueréña, Rancho Hermoso, Santiago, Tocaría Rancho Quemado, San Joaquín, La Gloria, Las Abejas, Los Toros, Corocora, Caño Duya, Remache Sur y Cravo Sur (Cretáceo). Según los autores estos crudos estarían relacionados a facies marinas siliciclásticas, pre terciarias. Los crudos de esta familia presentan biodegradación baja a moderada.

5. Familia Tipo Chichimene - Apiay - Suria: Compuesta por los crudos de los campos Apiay, Apiay Este, Guayuriba, Castilla, Castilla Norte, Chichimene, Rubiales, Valdivia- Almagro Manacacías; entrampada principalmente en horizontes de la Formación Une (K2) y del Terciario en la zona de plataforma. En esta familia también se agruparían los crudos de los campos La Libertad, La Libertad Norte, Pompeya, Saurio, Suria, Suria Sur y Tanané entrampada principalmente en unidad operacional K1 (Formación Gachetá) y ocasionalmente en la unidad K2 (Formación Une). Los crudos de esta familia presentan biodegradación moderada a alta, aumentando hacia el sur y sureste. Esta familia estaría posiblemente relacionada con rocas generadoras de la Cordillera Oriental, con una nueva roca generadora la Formación Fomeque, que está relacionada con el crudo del Campo Castilla y se evidencia por la presencia de vanadio en este crudo que provendría de esta formación.

4.2.4 ROCA GENERADORA

La evaluación del potencial generador de la secuencia sedimentaria (figura 3), a partir de análisis geoquímicos, disponibles, realizados a muestras, especialmente de zanja de la sección perforada por pozos de la cuenca, permite identificar unidades regulares a buenas (Peters & Casa, 1994) en cuanto a riqueza orgánica y potencial generador. Entre los intervalos con potencial generador se pueden mencionar las formaciones Gachetá (Turoniano – Campaniano) y Une (Albiano – Cenomaniano) y la Formación Los Cuervos de edad Paleoceno Tardío – Eoceno Temprano (Rubio, 1997). Entre éstas, sobresalen las formaciones Gachetá y Los Cuervos.

Una conclusión, luego de la revisión y evaluación de la información disponible, es que estas unidades no presentan una distribución continua vertical y horizontal regional, correspondiendo a intercalaciones arcillosas y de arenisca. En el caso de la Formación Gachetá el intervalo potencial generador se ubica en la parte inferior de la unidad, alcanzando espesores efectivos entre 75 y 200 pies. En el caso de la

Formación Une, igualmente se tienen desarrollos de intercalaciones arcillosas especialmente hacia la parte media de la unidad.

Para la Formación Los Cuervos cabe resaltar el espesor importante perforado, en el sector noroeste en el pozo Gibraltar, donde los promedios de riqueza orgánica, potencial generador S2 e índice de hidrógeno actuales corresponden a: 3,23 %COT, 6,75 mgHC/g de roca y 273 mgHC/g COT, respectivamente; presentando promedios de porcentaje de reflectancia de vitrinita cercanos a 1,3 %Ro y espesor efectivo estimado de 275 pies. Sobresalen para esta unidad niveles de carbón con potencial generador.

La madurez de todas las unidades potencialmente generadoras se incrementa de Este a Oeste, donde en la parte occidental, sector del Piedemonte, estas unidades alcanzan niveles de madurez entre 0,7 y aproximadamente 1,3% que las ubicarían en la fase de expulsión.

Los mapas de riqueza orgánica, de potencial generador y de reflectancia de vitrinita para las formaciones Gachetá, Une y Los Cuervos (Ecopetrol, 2003), junto con el modelamiento unidimensional (ICP, 2004), permiten postular áreas de expulsión de hidrocarburos en los límites de la cuenca Llanos Orientales. Todas estas áreas de expulsión se ubican en el sector occidental de la cuenca.

4.2.4.1 FORMACIÓN UNE

Para la Formación Une se identifican tres áreas de expulsión situadas, así: una, en la parte suroccidental, otra en la parte central occidental y una última, en la parte noroccidental. De acuerdo con el modelamiento, el área noroccidental inicia expulsión para esta formación hace aproximadamente 17 Ma (Mioceno Temprano) en el sector del pozo Gibraltar -1, extendiéndose hasta 2 Ma (Plioceno). En el área suroccidental, la expulsión se inicia hace aproximadamente 15 Ma en el pozo Medina-1 prolongándose hasta los 2 Ma. Para la parte central, la expulsión es un poco más tardía, comenzando hace 9 Ma en el sector del pozo Golconda-1, prolongándose en el área hasta el presente. En el caso del pozo Floreña-2N, se considera el bloque yacente.

4.2.4.2 FORMACIÓN GACHETÁ

Para la Formación Gachetá se identifican, igualmente tres áreas que coinciden en su localización geográfica con las descritas anteriormente para la Formación Une,

siendo las de la Formación Gachetá ligeramente menores en extensión, y la suroccidental y central, más recientes, iniciando expulsión hace aproximadamente 8 Ma y extendiéndose al presente. Para el área noroccidental, el proceso de expulsión, de acuerdo con el modelamiento del pozo ficticio SP Río Cobugón (Ecopetrol, 2003), comienza hace 23 Ma y termina a los 2 Ma, según la extensión hipotética de esta formación modelada en el pozo Gibraltar-1.

4.2.4.3 FORMACIÓN LOS CUERVOS

Para la Formación Los Cuervos se postulan dos áreas de expulsión, ubicadas igualmente en la parte occidental de la cuenca: la primera, localizada en la parte central, que coincide geográficamente con las descritas para las formaciones Une y Gachetá, pero de menor extensión; y la segunda, coincidente con las de las anteriores formaciones, pero de mucho menor extensión, pues ocupa únicamente el extremo noroccidental de este sector. Para estas dos áreas, el proceso de expulsión se inicia, aproximadamente hace 6 Ma y se extiende hasta el presente.

4.2.4.4 FORMACIÓN CHIPAQUE (CUENCA CORDILLERA ORIENTAL)

Para entender el proceso de carga de hidrocarburos de la cuenca Llanos Orientales, es necesario tener en cuenta la Formación Chipaque, en la Cordillera Oriental, posiblemente, hacia la cuenca Llanos, antes de la Orogenia Andina, y que debieron cargar, posiblemente, varios de los campos que se tienen en la actualidad. Debido a que no se cuenta con suficiente información que permita tener sustentar mejor este proceso, se toma la hipótesis que toda la cuenca Cordillera Oriental generó y expulsó hidrocarburos y sólo una parte del área tuvo influencia directa en la cuenca Llanos.

Se han perforado pocos pozos en el área de la Cordillera Oriental, cinco de ellos modelados (ICP, 2004) (Stratigraphic-1, Chitasugá-1, Suesca-1, Cormichoque-1 y Tamauka-1), se localizan en la parte central de la cuenca, indican que el proceso de expulsión para la Formación Chipaque y equivalentes se habría iniciado hace aproximadamente 80 Ma Cretáceo Tardío (Campaniano), suspendiéndose hace aproximadamente 20 Ma (Mioceno Temprano) como consecuencia de la Orogenia Andina.

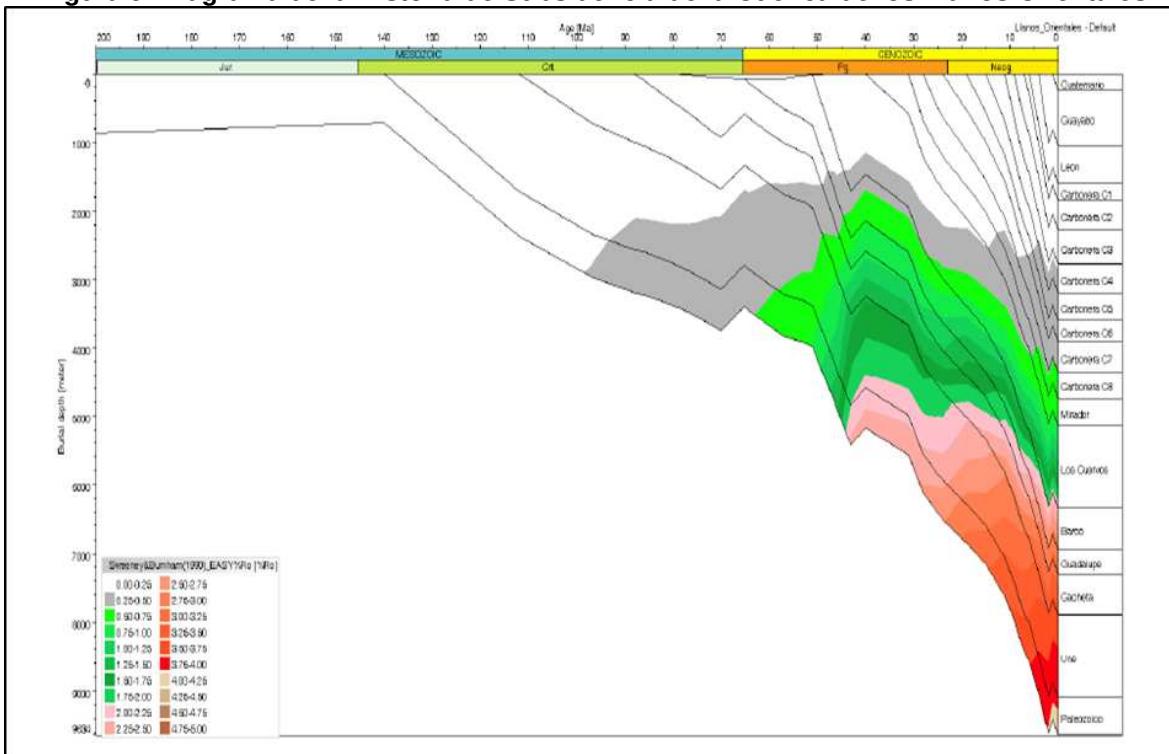
Para la Formación Une, en el sector de la Cordillera Oriental, la poca información disponible no permitió ahondar en este aspecto; sin embargo, si esta formación tuvo algún potencial generador importante, la edad de expulsión debería situarse

próxima al intervalo de la Formación Chipaque, dado el régimen termal similar y su posición estratigráfica.

Para las unidades equivalentes a la Formación Los Cuervos (Formación Guaduas) los valores de madurez indican que ésta alcanzó niveles próximos a la ventana de generación (0,6% Ro) habiéndose fosilizado este proceso como consecuencia del levantamiento. No se descarta la posibilidad de que esta formación hubiese alcanzado a expulsar algunos volúmenes de hidrocarburos, aspecto que es difícil de cuantificar en el presente estudio; o que actualmente, en sectores locales (sinclinales o áreas de cabalgamiento) haya alcanzado, posteriormente al levantamiento, las condiciones necesarias para generar y expulsar.

Los análisis geoquímicos de muestras de los pozos (Chitasugá-1 y Suesca Norte-1), realizados para el Grupo Guadalupe, presentan intervalos con valores actuales de riqueza orgánica ligeramente por encima de 1% de COT, S2 próximos a 5mg HC/g roca e índice de hidrógeno cerca de 300mg HC/ g COT, y madurez de reflectancia de vitrinita, alrededor de 0,6%, por lo cual no se le puede descartar esta formación como en el caso de la Formación Guaduala.

En el Diagrama de la historia de subsidencia de la Cuenca de los Llanos Orientales (figura 5) se ilustra la variación del %Ro con el tiempo. Nótese que la Formación Gachetá entró a la ventana de generación de petróleo en el Paleógeno y la Formación Barco-Cuervos entró a la ventana de petróleo en el Neógeno. Así mismo la Formación Gachetá entró a la ventana de gas al inicio del Neógeno (García et al, 2009).

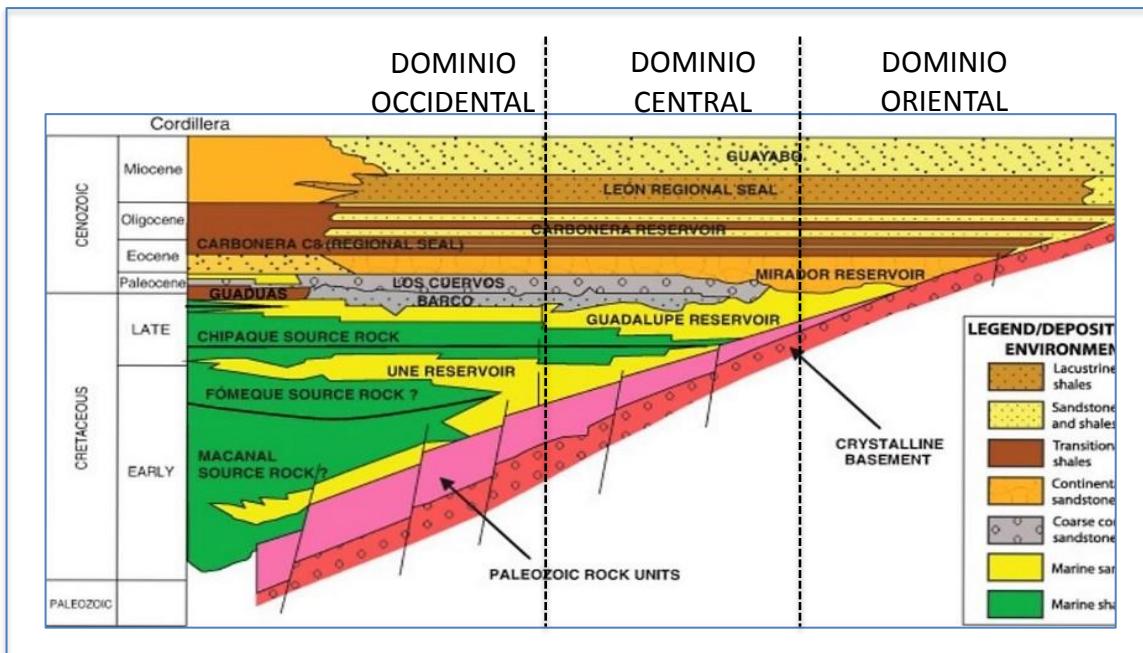
Figura 5: Diagrama de la Historia de Subsistencia de la Cuenca de los Llanos Orientales


Fuente: Tomado de García et al, 2009

4.2.5 ROCA RESERVORIO Y HABITAT DEL PETRÓLEO (DOMINIOS)

Tomando como base la aplicación del efecto del sistema petrolífero, en el volumen de la carga de hidrocarburos en la trampa (focalizadora) y en la calidad del mismo el área foreland (plataforma llanera) se dividió en los siguientes dominios (figura 6).

**Figura 6: Estratigrafía regional y dominios Sistema petrolífero
Cuenca de los Llanos Orientales**



Fuente: ANH-Halliburton 2007- J. Escobar.

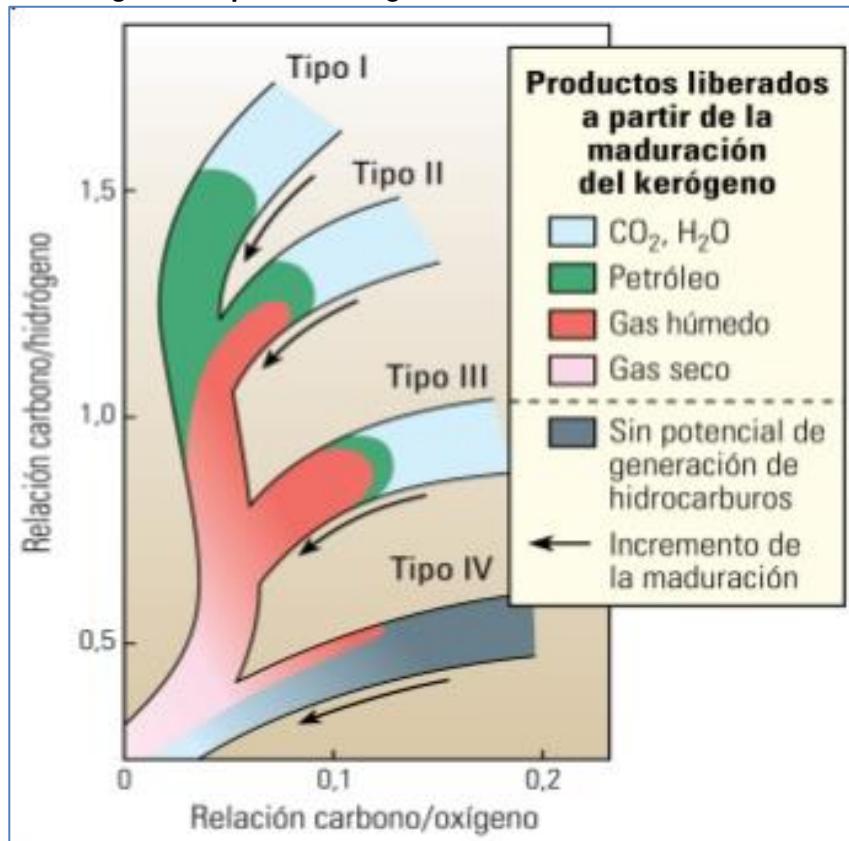
4.2.5.1 DOMINIO OCCIDENTAL

Comprende la zona de interacción entre el frente de deformación (Piedemonte Llanero) y la zona proximal de la plataforma. Este dominio se caracteriza estructuralmente por el desarrollo de esfuerzos compresivos, que generan estructuras de gran magnitud, en la cual se encuentran asociados hidrocarburos livianos, condensados y gases. Datos geoquímicos, cromatografía de gases, isotopos de carbono indican que existe una estrecha correlación crudo-crudo y crudo-roca, determinando una relación genética entre el crudo almacenado y la roca generadora (secuencia de arcillolitas y margas de la formación Gacheta). El volumen de hidrocarburos y la calidad del mismo determinan la presencia de una roca generadora térmicamente madura, kerogeno¹ rico tipo II – III generadores de

¹ Kerogeno: Es la fracción orgánica contenida en las rocas sedimentarias que bajo condiciones de presión y temperatura determinadas da origen a los hidrocarburos.

petróleo y gas (figura 7) y dentro del área de generación de hidrocarburos (oil window), lo cual está perfectamente documentado por la presencia de campos petroleros gigantes con un rango entre 700 - 2.300 MBP² (Tabla1).

Figura 7: Tipos de Kerogeno - Gráfico de Van Krevelen



Fuente: Tomada de Allix et al, 2011

² MBP = Millones de Barriles de Petróleo

CAMPOS DOMINIO OCCIDENTAL

CAMPO	OOIP ³ (MBP)
Cusiana	1.320
Cupiagua	1.212
Pauto	626
Floreña	189

Tabla 1. Petróleo Original En Sitio IRR 2017

Fuente: IRR – ANH 2017

4.2.5.2 DOMINIO CENTRAL

Constituye la parte media de la plataforma Llanera (foreland), estructuralmente conformada por un sistema de fallamiento normal de fallas antitéticas (up-to-the-basin), asociados a cierres estructurales en tres direcciones, los cuales permiten la acumulación de hidrocarburos en el rango de (100-700 MBP). Este concepto exploratorio es el de mayor éxito en la prospectividad del área, con más de 90 acumulaciones independientes. La calidad del hidrocarburo presenta un amplio rango entre 22 grados – 35 grados API.

4.2.5.3 DOMINIO ORIENTAL

En general las acumulaciones de hidrocarburos pesados (10 grados API - 20 grados API) y extrapesados (5 - 10 grados API) se encuentran asociados a trampas estratigráficas, generalmente acuñamientos y desarrollo de sistemas fluviales y deltaicos, teniendo como elemento común la presencia de gradientes geotérmicos en el rango de 30 - 45 W·m/m², los cuales facilitan la disminución de la viscosidad del fluido, permitiendo su extracción.

Como característica común los crudos asociados a este dominio, su calidad ha sido disminuida por:

- Larga distancia de migración desde la cocina de generación hasta la zona de focalización.

³ OOIP = Original Oil-In Place - POES Petróleo Original En Sitio

- Amplia dispersión de la carga de hidrocarburos en función de la distribución de la zona focalizadora.
- Tiempo de residencia del hidrocarburo en la trampa.
- Efectos de biodegradación del mismo, en función de la temperatura del reservorio menor de 80 grados Centígrados. y la poca profundidad que facilita la entrada de agua dulce.

Las trampas estratigráficas en este dominio, presentan volúmenes de hidrocarburos que exceden los 1.000 MBP, debido a la combinación de varios factores como extensión areal, excelente permeabilidad (K) – 1.0 Darcy (D), un mecanismo de producción activo, y un gradiente geotérmico alto de 45 Wm/ m² que disminuye la viscosidad del crudo. Dos tendencias de crudos pesados se desarrollan (Tabla 2):

CAMPOS DOMINIO ORIENTAL

TREN RUBIALES – CAÑO SUR		TREN CASTILLA / CHICHIMENE / AKACIAS	
CAMPO	POES (MBP)	CAMPO	POES (MBP)
Rubiales	4.865	Castilla	3.206
Quifa SW	1.484	Castilla Norte	2.723
Cajua	380	Akacias	2.472
Jaspe	197	Chichimene	3.664
Caño Sur Este	558		
Rio Ariari	1.805		

Tabla 2. Petróleo Original En Sitio IRR 2017.

Fuente: IRR – ANH 2017

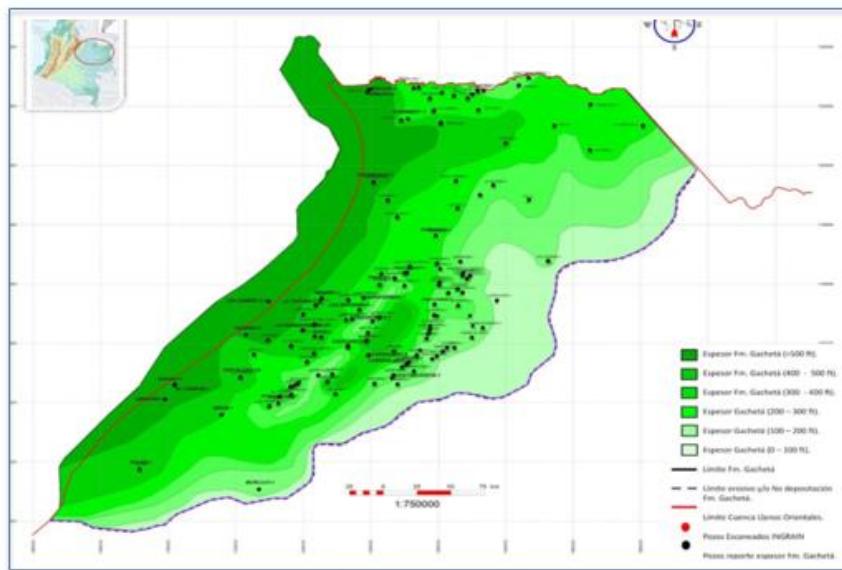
4.2.6 EVALUACIÓN DEL “PLAY CONCEPT”. (CONCEPTO DE OPORTUNIDAD EXPLORATORIA)

Los factores que influyen en la prospectividad y madurez de la cuenca de los Llanos Orientales son:

El éxito documentado de la aplicación y efectividad del “play concept” empleado en cada uno de los dominios geológicos establecidos así:

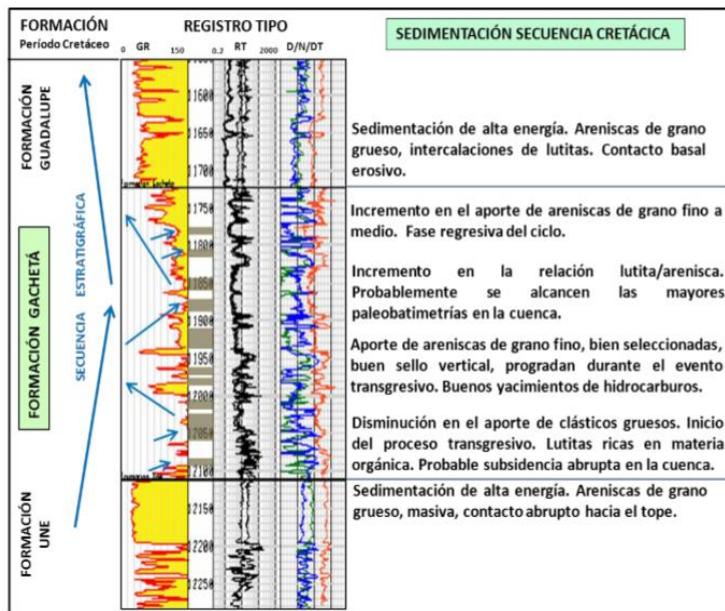
- **ZONA OCCIDENTAL:** En un play⁴ estructural, relacionado con estructuras anticlinales, limitadas por zonas de deformación, asociadas a fallas inversas, donde la migración del hidrocarburo es controlada por sistemas de fallas, sistema verticalmente drenados, el cual presenta las siguientes características:
 - La acumulación ocurre directamente encima de la zona de generación (Formación Gacheta – figura 8).
 - La migración lateral es corta, inferior a los 37 km.
 - El sistema estaqueado es múltiple, donde la acumulación (petróleo y/o gas) contienen el mismo origen genético - figura 9.
- **ZONA CENTRAL:** Es un “play” estructural y combinado, asociado a un sistema petrolífero lateralmente drenado, cuya característica principal es la continuidad del sello y del reservorio, este sistema se encuentra asociado con una moderada deformación estructural. Y para el caso particular es la alta probabilidad de encontrar medianas acumulaciones de hidrocarburos, asociadas a cierres en tres direcciones limitados por fallas antitéticas. Este “play concept” tiene un éxito del 90% y se asocia a acumulaciones del orden de 10 a 150 MBP.

Figura 8: Mapa Isocoro, Formación Gacheta, Cuenca Llanos Orientales



Fuente: Tomada de ANH-Halliburton, 2007 J. Escobar

⁴ Play = Aspecto geológico que resalta en un área

Figura 9: Características Formación Gacheta, Cuenca Llanos Orientales


Fuente: Tomada de Allix et al, 2011

- **ZONA ORIENTAL:** Las acumulaciones primordialmente están asociadas a trampas estratigráficas (90%) y combinadas con un componente estructural menor, en general se presentan asociadas a sistemas fluviales (tipo canales) y áreas termalmente maduras con un fuerte influjo de acuíferos activos que originan la biodegradación del hidrocarburo, estas acumulaciones normalmente contabilizan el 50 % del hidrocarburo entrampado.

4.2.7 HIDROCARBURO POR DESCUBRIR

Se han realizado varios estudios de YTF (Yet To Find) para las diferentes cuencas colombianas incluyendo la de los Llanos Orientales cuyos resultados se presentan en la Tabla 3.

Estudios YTF				
Año	Compañía	Metodología	Hidrocarburo Generado / Disponible MBP	Hidrocarburo por Descubrir MBP
1998	Ecopetrol	Balance de masas		8.800
2003	Ecopetrol	Balance de masas		6.700
2004	Ecopetrol- AGN	Fractal		333
2009	ANH-UIS	Balance de masas (p50)	45.030	13.235
2012	ANH-U NAL	Combinada (p50)	2.980.000 ⁵	7.221 ⁶

Tabla 3. Estudios de YTF

Fuente: Ecopetrol y ANH.

El valor del estudio de la ANH-UIS (García et al, 2009), por ser balance de masas se acerca más a la realidad de la cuenca que al 2018 se han encontrado hidrocarburos in Situ (POES – Petróleo Original En Sitio) de 31.795 MBP y quedarían por encontrar 13.235 MBP Original En Sitio. Aunque existe la incertidumbre del área de la cocina del sistema cretácico en la Cordillera Oriental, por lo que el hidrocarburo generado y expulsado puede ser mayor aumentando la prospectividad de la cuenca (figura 10).

4.2.7.1 HISTORIA EXPLORATORIA

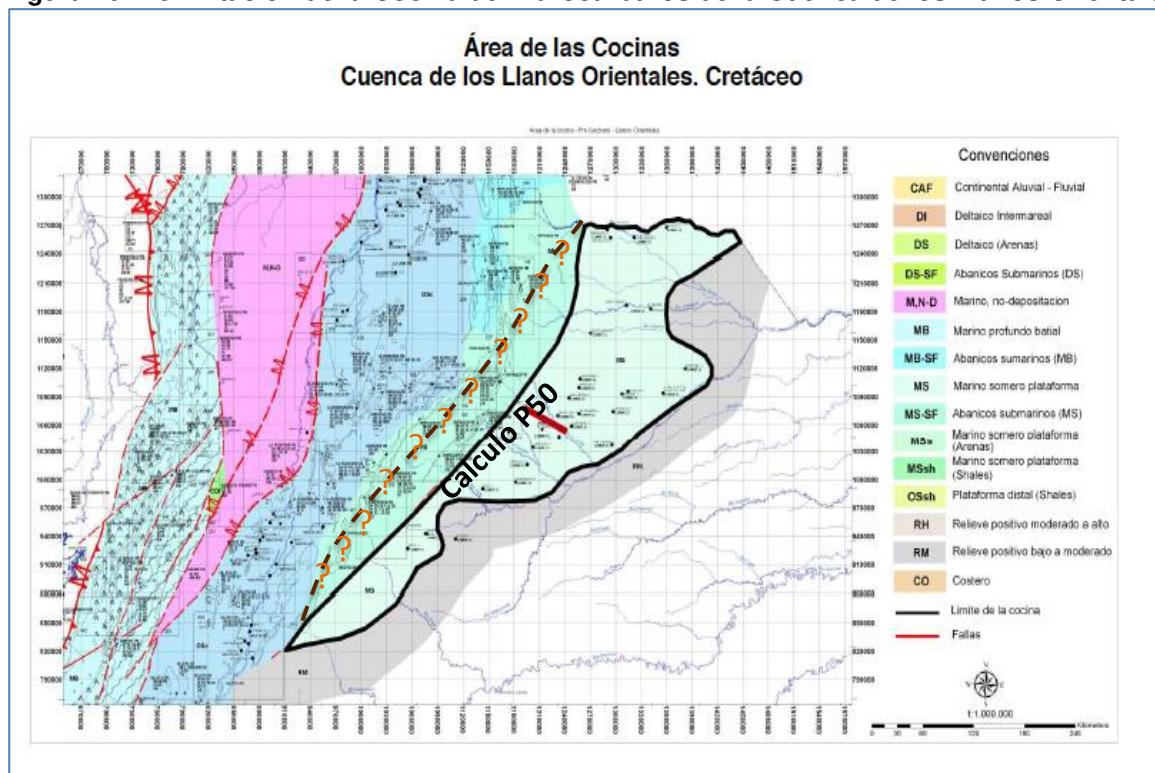
La historia exploratoria de la cuenca muestra que hay tres tipos de crudos en la cuenca, Pesado (Meta), Intermedio (Casanare) y liviano (Piedemonte) figura 11.

Durante 8 décadas se ha realizado la exploración de petróleo y gas en la cuenca de los Llanos Orientales, por varias compañías nacionales e internacionales, las cuales adquirieron información geológica y geofísica para probar sus conceptos exploratorios y descubrir la gran cantidad de petróleo que hoy se produce.

⁵ Hidrocarburo Generado

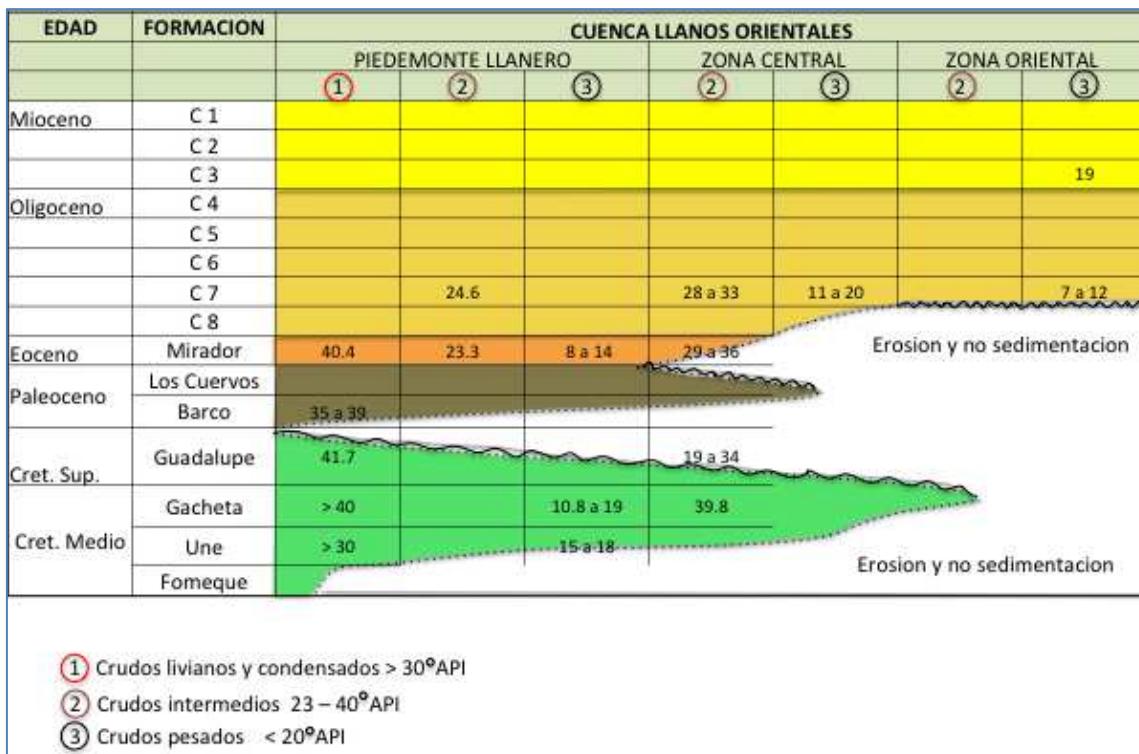
⁶ Metodología Fractal

Figura 10: Delimitación de la Cocina de Hidrocarburos de la Cuenca de los Llanos Orientales.



Fuente: Modificado de Cáceres et al. (2003).

Figura 11: Tipo de Crudo de acuerdo al Dominio del sistema petrolífero en la Cuenca de los Llanos Orientales.



Fuente: J. Escobar, P. Aya

- La exploración 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.
- 1950's Shell e Intercol continuaron con la campaña de perforación de pozos estratigráficos para conocer la cuenca.
- 1960's Texas Petroleum hizo el primer descubrimiento de petróleo en el pozo El Guavio-1 perforado en el Piedemonte llanero. A finales de la década (1969), Chevron descubre los dos primeros campos comerciales, Castilla y Chichimene de crudo pesado.
- 1970's se sigue adquiriendo información sísmica por las diferentes compañías y a finales de la década se descubre el campo Caño Garza por la compañía Elf Aquitaine y Ecopetrol perforó 2 pozos en el piedemonte llanero encontrando indicios de hidrocarburos, Tauramena 2X y Unete-1.

- 1980's las compañías perforaron 172 pozos y encontraron 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.
- 1990's se descubrieron los campos gigantes (500 -1.000 MBP) de Cusiana (Crudo Liviano), Cupiagua por BP en el Piedemonte Llanero y los campos grandes (100 – 500 MBP) Volcanera, Pauto y Floreña.
- 2000's se descubrieron varios campos medianos (50 - 100 MBP) Ocelote - Hocol y pequeños (10 – 50 MBP) Dorotea – New Granada Energy. A finales de la década (2009) se descubre Quifa (Pesado) – Metapetroleum.
- 2010's se descubren los campos Akacias y Caño Sur Este (Pesado) – Ecopetrol y cerca de 150 campos muy pequeños, alrededor de 10 MBP.

Con la información de la cuenca, su historia exploratoria, su prospectividad, el volumen POES (Petróleo Original En Sitio) y la proyección de producción con base en el factor de recobro esperado para cada campo, proyectamos que los descubrimientos se plantean en los siguientes escenarios:

4.2.7.2 ESCENARIO ALTO

- Dos (2) Campos Grandes de (400 MBP) de crudo pesado, Tipo campos de Cubarral o Rubiales, 8 % de factor de recobro, con un POES de 10.000 MBP.
- Tres (3) campos de (100 MBP) de crudo Liviano en el Piedemonte, tipo Cusiana, 54% de factor de recobro, POES de 550 MBP.
- Seis (6) campos medianos (50 MBP) de crudo con API Intermedio, tipo campos de Casanare o Arauca, con un factor de recobro de 30 %, POES de 1.000 MBP.
- Treinta (30) campos pequeños (10 MBP) de crudo intermedio, tipo campos de Casanare o Arauca con factor de recobro del 20%, con POES de 1.500 MBP.

4.2.7.3 ESCENARIO MEDIO

- Un (1) campo grande (400 MBP) de crudo pesado, Tipo Cubarral o Rubiales.
- Un (1) campo de (100 MBP) de crudo liviano en el Piedemonte.
- Tres (3) campos medianos (50 MBP) de crudo con API intermedio.
- Quince (15) campos pequeños (10 MBP) de crudo con API intermedio.

4.2.7.4 ESCENARIO BAJO

- Un (1) campo de (100 MBP) de crudo liviano en el Piedemonte.
- Un (1) campo mediano de (50 MBP) de crudo con API intermedio.
- Diez (10) campos pequeños (10 MBP) de crudo con API intermedio.

4.2.8 QUE SEGUIRÍA EN MATERIA EXPLORATORIA

La actividad exploratoria en una secuencia madura como la cuenca de los Llanos Orientales se sugiere se continúe con:

- Desarrollo de “play concept” complementarios asociados a potenciales acumulaciones de hidrocarburos, en prospectos localizados fuera del área que define la zona de generación.
- Las nuevas oportunidades de evaluación, deben concentrarse en la relación entre la cuenca y el “play concept” (basin to play focal levels), generando niveles de confiabilidad y certidumbre, mediante la integración de las variables estratigráficas y propiedades intrínsecas de los sedimentos, esto es generar mapas regionales, indicando las variaciones faciales, su distribución areal y relacionarlo con las vías de migración.
- La implementación de conceptos exploratorios, como el modelo geológico regional (sistemas fluviales, deltas, barras etc.), con modelos analógicos con los cuales se involucren parámetros de alto impacto como la permeabilidad y la gravedad API del fluido.
- La permeabilidad es una de las propiedades intrínsecas del reservorio, que determina la eficiencia en la capacidad de flujo (KH) (md/m) la cual es necesaria para estimar la productividad del pozo, el recobro del hidrocarburo y la extensión comercial del yacimiento.
- El impacto en la gravedad API del petróleo y la viscosidad juegan un importante rol en la productividad del pozo, en el desplazamiento del fluido y la eficacia en cómo afecta el recobro final del POES.
- La combinación de la gravedad API y el gradiente geotérmico, se consideran cruciales en el desarrollo y efectividad del “play concept”, desarrollado para crudos pesados e intermedios.

4.2.9 DESARROLLO DEL “PLAY CONCEPT” (CONCEPTO DE OPORTUNIDAD EXPLORATORIA) 2018

En el dominio occidental, 2 pozos confirman la validez del “play concept”.

4.2.9.1 ACORAZADO -1 (FRONTERA ENERGY)

En el sector medio del dominio occidental, se documentó la presencia de un espesor total de hidrocarburos de 356 pies en la Formación Mirador. El pozo alcanzó la profundidad total de 15.476 pies, se localiza al sur del campo Cusiana, y el “play concept” son estructuras anticlinales asociadas a fallas inversas, a la estructura de Acorazado-1 Frontera le estimó un potencial de 154 MBP.

4.2.9.2 ANDINO –1 (PAREX)

Se perforó en el bloque norte de la estructura de Capachos, el “play concept” en esta zona se halla asociado a estructuras anticlinales con cierre en las 4 direcciones, resultantes del efecto transtensional del sistema de fallas de tipo dextral, que afectan directamente la zona de generación del hidrocarburos, originando una vía de migración en dirección SW-20 grados -NE. Que permiten un llenado rápido de las estructuras, el modelo analógico lo constituyen las acumulaciones alrededor del campo Caño Limón.

El pozo Andino-1, alcanzó una profundidad total de 17.500 pies dentro de las arenas de la Formación Une (objetivo primario), en la Formación Guadalupe el tope se encontró a 16.700 pies de profundidad.

El completamiento del pozo se efectuó en la Formación Une, cuya producción inicial fue de 5.454 BPPD⁷ de 42 grados API, 227 barriles de agua y 19.4 MPCGD, la prueba oficial de completamiento luego de la estabilización del flujo fue de 2.545 BPPD y 8.7 MPCGD⁸ con 2 % de agua. El potencial de Capachos, previo a la perforación de Andino-1 contabilizaban 1.034 MBP.

⁷ BPPD = Barriles de Petróleo Por Día

⁸ MPCGD = Millones de Pies Cúbicos de Gas Día

4.2.9.3 CONCEPTO EXPLORATORIO - TRAMPAS HIDRODINÁMICAS ASOCIADAS A ANOMALÍAS TÉRMICAS

El efecto combinado del flujo de calor (HF), la conductividad de la roca y los gradientes geotérmicos e hidráulico, constituyen una alternativa viable en la prospección de acumulaciones de petróleo, particularmente los que tienen un rango de densidad entre 5 - 20 grados API, las acumulaciones estarían condicionadas por:

- Pendiente estructural, menor de 2%
- Acumulaciones de petróleo, localizadas a profundidades someras (1.500 a 3.000 pies)
- Asociadas a acuíferos activos de agua dulce a salobre (100 – 3.000 PPM Cl – Partes Por Millón de Cloro)
- Localizarse dentro de la isotermia de 80°Centígrados (límite de biodegradación)
- Involucrada en zonas de anomalías positivas de flujo de calor

El modelo de flujo de calor, utilizado para la Cuenca de los Llanos, requirió la interacción de la conductividad termal del reservorio (tipo de roca), las propiedades petrofísicas promedio de la roca reservorio y la gravedad API del fluido se presentan en la Tabla 4.

FOMACION	PETROFISICA		API	CONDUCTIVIDAD TERMAL W/MK		
	K (md)	Φ %		ARENA	LIMOLITA	ARCILLA
C2 -C6	1,16	0.20	13,0 - 19			
CARBONERA C-7	400	0.32	12, 6 RUBI	2,03	1,77	1.52
MIRADOR	375	0.20	29,5 CUSI	2,76	2,73	1.64
BARCO/ LOS CUERVOS	10	0.30		3,02/3,21	2,73/2,86	2,16/2,80
GUADALUPE	41	0.20		4,11	3,12	3,43
GACHETA	140	0.20		3,37	3,06	2,73
UNE	56	0.20	19.0 CAS	3,83	3,62	2,93
PALEOZOICO				4,80	2,51	1,61

Tabla 4. Relaciones de calidad de Roca y Conductividad Termal.

Fuente: Tomada de 2015 – SGN Alfaro C, Alvarado “Other Heat flow Evaluation at Eastern LLANOS Sedimentary Basin” Colombia – Australia -Word Geothermal Congress.

Las variaciones espaciales del flujo de calor, son atribuidas a una reducción de la conductividad termal con la profundidad, relacionada con la porosidad de la roca y el efecto del enfrentamiento producido por el flujo de los acuíferos.

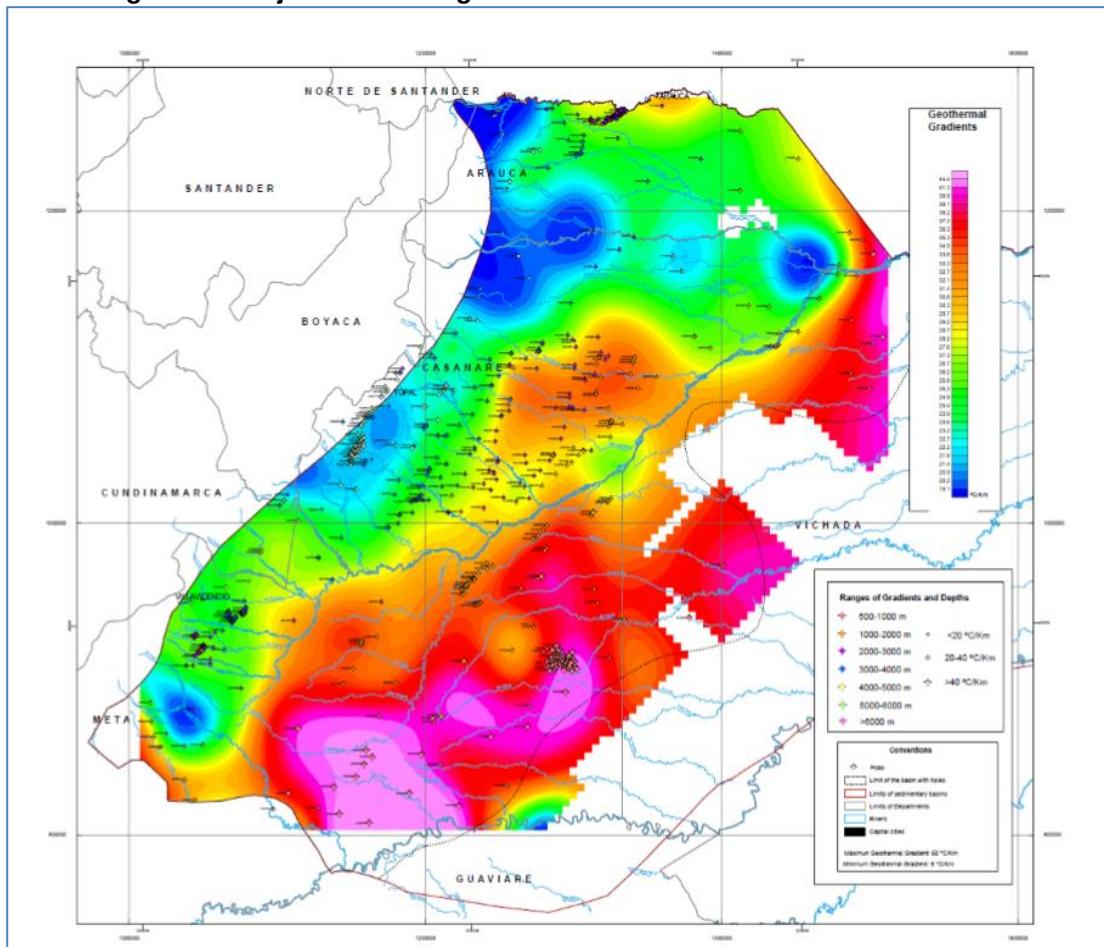
Regionalmente el flujo de calor (figura 12) presenta un incremento de occidente a oriente, variando entre 26,2 MW/m², hasta valores superiores a 44,4 MW/m², relacionados con el basamento pre-cámbrico (escudo de la Guyana), en el sentido N-S, hay una tendencia N-S—S-W con valores del rango 34,5 MW/m² - 44,4 MW/m², y un gradiente geotérmico de 20 grados C/ km, y profundidades variando entre 1.650 pies a 3.300 pies.

Tres anomalías positivas mayores de 44,4 MW/m² se presentan en trend con un rumbo N 20 -30 E, relacionado con la localización de los pozos Brujas -1, la acumulación de Manacacías y el sector de Rubiales, Quifa, Cajua, (sector de los bloques Rubiales y Caño sur).

La distribución de las tendencias de los flujos de calor sugieren una estrecha correlación entre la geométrica de la cuenca (a nivel del paleozoico) y el flujo termal de la secuencia cretácica y terciaria.

La correlación entre la porosidad y el flujo de calor indica que una porosidad continua y uniforme, origina una disipación de la conductividad térmica, afectando la calidad del flujo, en función de la viscosidad, tal es el caso del trend Castilla – Chichimene, con valores de 19 grados API, asociados a un gradiente geotérmico del rango de 20 – 40 grados C / KM, con un flujo de calor de 24,4 MW/ m², permiten una excelente recuperación del fluido.

Consideraciones similares se prevén situadas en el alto de Santiago (Casanare), donde se detectan 2 anomalías positivas de 33,8 MW/m² y un gradiente geotérmico de 30-35 grados C/ KM cuyas áreas potencialmente se constituye en focalizadoras de hidrocarburos.

Figura 12: Flujo de Calor Regional en la Cuenca de los Llanos Orientales


Fuente: ANH

4.2.10 EVALUACIÓN DE APORTE VOLUMÉTRICO DE RESERVAS Y PRODUCCIÓN DE LA CUENCA LLANOS EN PETRÓLEO Y GAS

La cuenca Llanos es la más importante del país en la actualidad aportando la mayor producción en Colombia de petróleo y gas. Considerando los campos del piedemonte llanero como lo plantea el equipo de trabajo en la definición del YTF, a mayo de 2018, se produjeron en la cuenca 642.300 BPPD de 866.000 en el país, un poco más del 74 % de la producción nacional, resaltando el aporte en los campos

Rubiales, Castilla, Chichimene, Quifa, Pauto, Caño Limón, Tigana y Jacana entre los más importantes.

Igualmente, del POES descubierto reportado en el IRR 2017 de 60.132 millones de barriles en el país, en la cuenca Llanos, incluido el piedemonte, se han encontrado 33.121 millones para un 55 %, en los cuales hay diferentes grados de recuperación, en Campos como Caño Limón, Cusiana y Cupiagua.

En cuanto al gas se refiere, igualmente la cuenca de los Llanos Orientales es la que mayor volumen produce en el país. Produce cerca de 1.800 MPCGD, de los cuales se reinyectan a los yacimientos del orden de 1.000 MPCGD, en consumos de campos, planta para subproductos y quemas en los campos pequeños es de 150 MPCGD. En resumen de una producción comercial de gas en los campos del país en mayo de 2018 de 1.100 MPCGD, la Cuenca aporta 610 MPCGD, principalmente de los campos Cusiana, Cupiagua, Pauto, Floreña y Gibraltar.

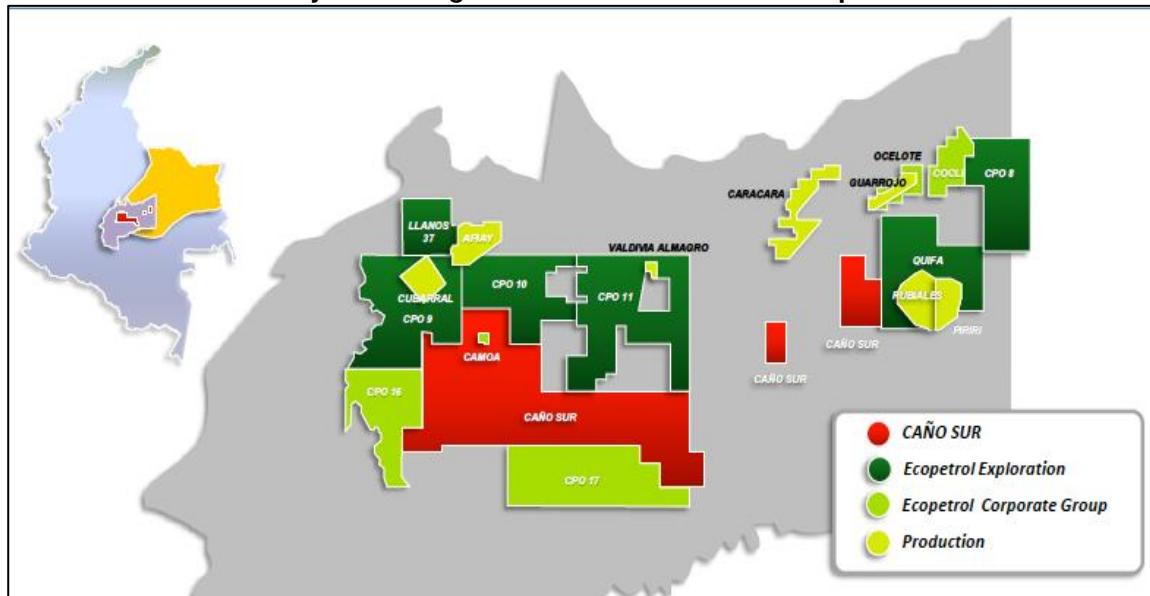
4.2.10.1 PROYECCIONES DE PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO

Las proyecciones de producción contaron con los consolidados de producción que realiza la ANH para las reservas probadas, probables y posibles, se revisó la información entregada igualmente por parte de la ANH a la UPME de recursos contingentes, sin embargo el equipo de trabajo de la UT Prospección UPME 2018 realizó su propio ejercicio, en particular con los campos más importantes de crudos pesados del país que adelantan proyectos para incremento de recobro con decisiones de mayor inversión durante el año 2018, debido a la implementación del mecanismo del Certificado Tributario CERT y el repunte de los precios.

Para Ecopetrol y el país es claro que los crudos pesados son una realidad para mantener producciones importantes de hidrocarburos. De ahí que ha mantenido una estrategia concreta desde el año 2003, renovándose continuamente como lo muestra la figura 13. Algunas de las áreas fueron devueltas a la ANH y otros operadores acompañan a Ecopetrol en este objetivo.

En una gran proporción de los bloques objetivo se han presentado hallazgos.

Figura 13: Presentación de Ecopetrol a los accionistas. Investor Day. Septiembre 2011. Caño Sur y la estrategia de Crudos Pesados de Ecopetrol



Fuente: ECOPETROL

Los proyectos considerados con mayores aportes en el escenario considerado caso alto son los de los volúmenes que aportaría el éxito de la Combustión En Sitio en el Campo Chichimene, cuyo proyecto piloto está programado para iniciar en el mes de noviembre de 2018.

Dadas las características de los campos más grandes de crudos pesados de la cuenca de alta temperatura de fondo y con un acuífero activo, no se puede esperar que tecnologías de inyección de vapor que es la tecnología más utilizada en este tipo de crudos tenga éxito, porque el agua se quedaría con el calor.

En el año 2014 se llevó a cabo un proyecto piloto en el campo Quifa que no tuvo resultados concluyentes de acuerdo con la ANH y Ecopetrol, y su continuidad para el operador del campo estaba unida a una decisión contractual no técnica.

Para el campo de Chichimene la configuración estructural del yacimiento, su temperatura, condiciones del petróleo y la roca permiten a los especialistas que ha contratado Ecopetrol y asesores internacionales tener buenas expectativas en este proyecto de Combustión En Sitio (CIS).

Por otra parte, en las formaciones T-2 y K1 de los campos de los Bloques de Cubarral y Apiay, no se presenta un empuje de agua tan activo como en la formación K-2. De esa manera se han llevado a cabo proyectos piloto de inyección de agua que han sido exitosos en Castilla y Chichimene. Además se lleva a cabo de manera paralela un piloto con inyección de polímeros en el Campo Chichimene, otro reto tecnológico, porque los polímeros se inyectan usualmente a temperaturas por debajo de 210 – 220 grados Fahrenheit.

Todos estos proyectos fueron incluidos en la solicitud de CERT, y tienen el mayor beneficio tributario para inversiones que se realicen en el año 2018. Para el año 2019 el nivel de precios es más alto que el límite para este incentivo, pero los proyectos quedan con el seguro de que por debajo de 65 US\$/BI. se volverá a contar con este beneficio.

Otro aporte considerado en estos escenarios es el que tendrá el desarrollo del campo Akacias del bloque CPO-9, que es vecino del campo Chichimene y desarrolla igualmente la formación T2 (San Fernando) de crudos extrapesados.

Ecopetrol y su socio Repsol, acordaron el inicio de una primera fase de desarrollo con la perforación de 19 pozos con los cuales estarían alcanzando cerca de 20.000 BPPD en el primer trimestre del 2019, con la información de estos pozos se proyectaría la mejor localización para más de 100 pozos en una segunda etapa con la cual, el objetivo es alcanzar una producción cercana a los 40.000 BPPD o superior dado que incluye, como lo está haciendo el campo Chichimene, la perforación de pozos para recuperación secundaria, inyectando agua.

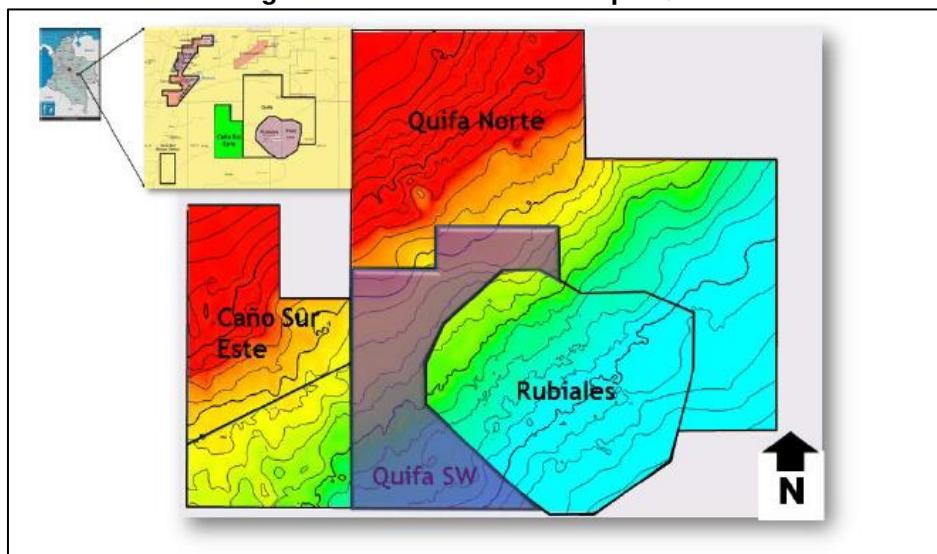
Igualmente se inicia el desarrollo del campo Caño Sur Este, acumulación de crudos pesados al Sur de los campos Rubiales y Quifa, y los hallazgos de los últimos años Jaspe y Cajua, en el Modelo de Proyección se consideran las opciones de estos campos como uno solo teniendo en cuenta las sinergias y ubicación cercana de todos estos campos.

En el sector de Castilla – Chichimene y Akacias unidos a los campos del área Apiay - Ariari se han encontrado de acuerdo al IRR 2017, 13.500 MBP de POES con un recobro promedio del 9,8 %. Con áreas nuevas sin desarrollo como los campos recientemente encontrados de Lorito, Esperanza y Saurio-2 esta área llegará a cifras de POES cercanas a los 15.000 MBP, con mayores volúmenes de reservas por recuperar.

La otra área con mayor aporte a la producción nacional, es la de los campos ubicados en los bloques de Caño Sur, Quifa, Rubiales y Quifa Norte, hasta hace tres años la de mayor producción en el país, hoy la segunda. Con el crecimiento de los campos Caño sur Este, Cajua y Jaspe se mantendrá en el corto plazo disputando con el área de Castilla producciones entre 150.000 y 250.000 BPPD.

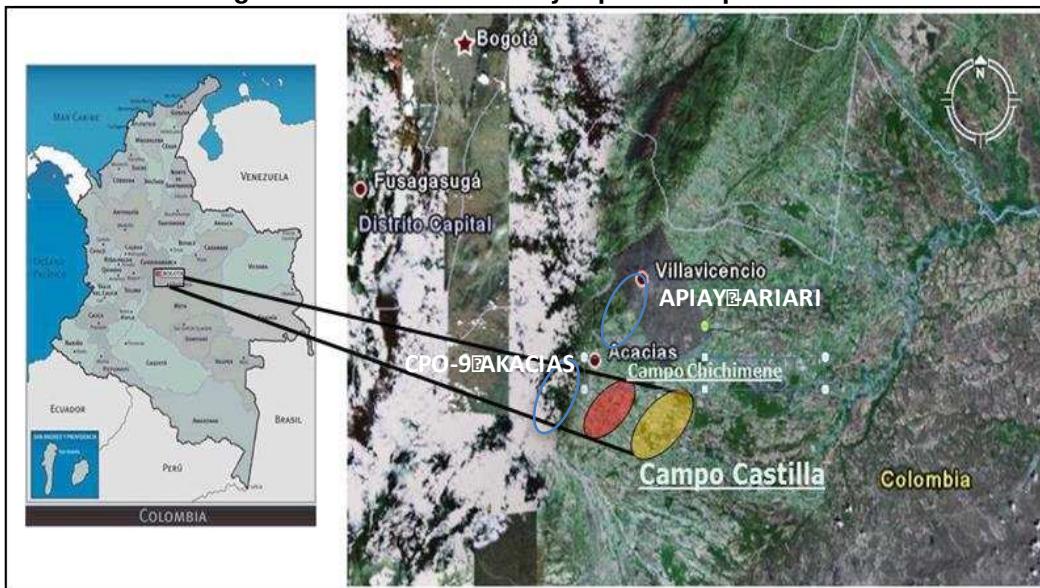
En esta área de Rubiales, se han encontrado cerca de 7.600 MBP de acuerdo con el IRR 2017, con un factor de recobro de cerca de un 8,9 %, que se han producido en los últimos 10 años gracias al agresivo desarrollo que permitieron dos factores, el precio del petróleo y el conocimiento y aplicación de tecnología de los profesionales de la empresa operadora en Rubiales y Quifa, antes Pacific hoy Frontera, habituados a la explotación de crudos pesados en Venezuela. Esta área podría, con boques aledaños como el CPE-6 y Sabanero, más la delimitación de los campos en crecimiento, acercase en el corto plazo a los 10.000 MBP de POES con el corto plazo.

Figura 14: Ubicación del Campo Quifa



Fuente: Tomada de áreas alrededor de Quifa SW, Proyecto Star. Febrero 2015.

El dominio Oriental definido en la propuesta de YTF, por si solo produce cerca de 400.000 BPPD con dos áreas del mayor potencial en el país.

Figura 15: Áreas con el mayor potencial para EOR


Fuente: ANH. VORP octubre 2015.

El dominio Central es igualmente otra área de gran potencial de producción y reservas, con diferentes trenes de campos muy importantes como Caño Limón y Chipirón en Arauca, Tigana y Jacana en Casanare y Corcel en el Meta.

El tren de acumulación entre Jacana y Tigana, encontrado en los últimos años, ya está cerca de los 40.000 BPPD de producción, se han encontrado cerca de 600 millones de barriles de POES y más de 200 millones de barriles como reservas 2P, con acumulaciones entre los 20 y 80 millones de barriles de reservas por campo.

Empresas nuevas como Parex y Geopark con una adecuada interpretación de la depositación continua en el área y eficiencia operativa han logrado los resultados que se tienen en estos campos.

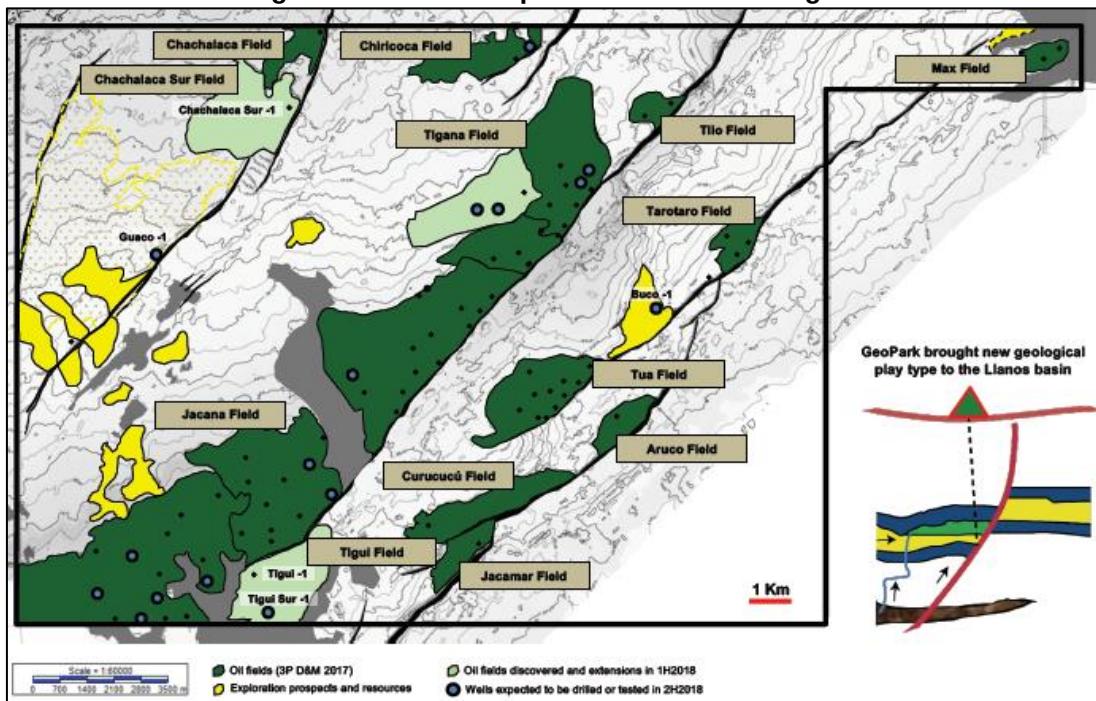
El dominio central produce alrededor de 200.000 BPPD, más que la segunda cuenca en producción del país, el Valle Medio del Magdalena de la que se hablará más adelante.

La estrategia de exploración alrededor de los campos ya encontrados (near field exploration), ha sido utilizada por Occidental en Cercanías de Caño Limón, por Geopark en los campos mencionados en Tigana-Jacana y Corcel por parte de

Frontera Energy, igualmente por Ecopetrol con Saurio-2, los resultados muestran sus bondades.

Estos hallazgos tienen la enorme ventaja de contar con una infraestructura cercana que favorece la producción en el corto plazo con costos de desarrollo inferiores.

Figura 16: Tren de Depositación Jacana – Tigana



Fuente: Informe a Accionistas Geopark página WEB septiembre 2018.

El área que llevó a Colombia por si sola a los mayores niveles de producción de crudo, es la localizada en el dominio Noroccidental de la cuenca es el Piedemonte Llanero, los Campos Cusiana, Cupiagua y el Complejo de Pauto - Floreña pasaron de producciones cercanas a los 500.000 BPPD a su nivel actual del orden de 60.000 BPPD.

Los recientes hallazgos en los campos Acorazado- 1 y Andino- 1, plantean como este sector mantiene potencial en petróleo y gas, y requiere por la profundidad de los yacimientos y su complejidad estructural de un esfuerzo de inversión y conocimiento como el de los años 90 para aportar en todo su potencial.

Con el análisis realizado en la cuenca sobre las posibilidades de crecimiento que mantiene y su aporte actual se construyeron los siguientes escenarios posibles de producción:

4.2.10.1.1 ESCENARIO ALTO

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

En lo que se refiere al aporte de los recursos contingentes, la Unión Temporal, dada la información del avance en los proyectos en las áreas de mayor potencial de crudos pesados, realiza una proyección con los proyectos de inyección de agua de Chichimene, que se extendería al área de Akacias, inyección de agua en Castilla, e inyección de polímeros en Chichimene. También considera la segunda etapa de desarrollo del campo Akacias y un desarrollo adicional en Caño Sur Este integrando en este pronóstico el desarrollo de Cajua y Jaspe.

Finalmente, dado que al final del año 2018 se contempla el arranque del importante proyecto de recobro mejorado de Combustión In Situ (CIS) en Chichimene, éste se incluye en los aportes de recursos contingentes. Su importancia radica en que bajo las tecnologías que se aplican en la actualidad de agua, polímeros y reducción de espaciamiento, se podrían obtener recobros de hasta el 15 a 20 % del Petróleo Original, con la Combustión In Sitú, se logran recuperaciones mayores al 35 % del POES. Chichimene posee un POES mayor a 3.000 MBP y su aporte a las reservas del país sería significante.

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

Como se indicó en el análisis del Yet To Find (YTF), para este escenario se contempla el hallazgo de 2 Campos grandes de crudo Pesado del tipo del área Castilla – Chichimene con un Volumen de 400 MBP de reservas.

En este análisis vale la pena recordar que hay campos descubiertos de crudos pesados sin desarrollar, ni delimitar desde el año 2012, así como se avanza en el desarrollo de Akacias y Caño Sur Este, habría que valorar la posibilidad comercial de los éxitos exploratorios de los pozos Pastinaca, Venus, Cusuco, Guaniz, en los

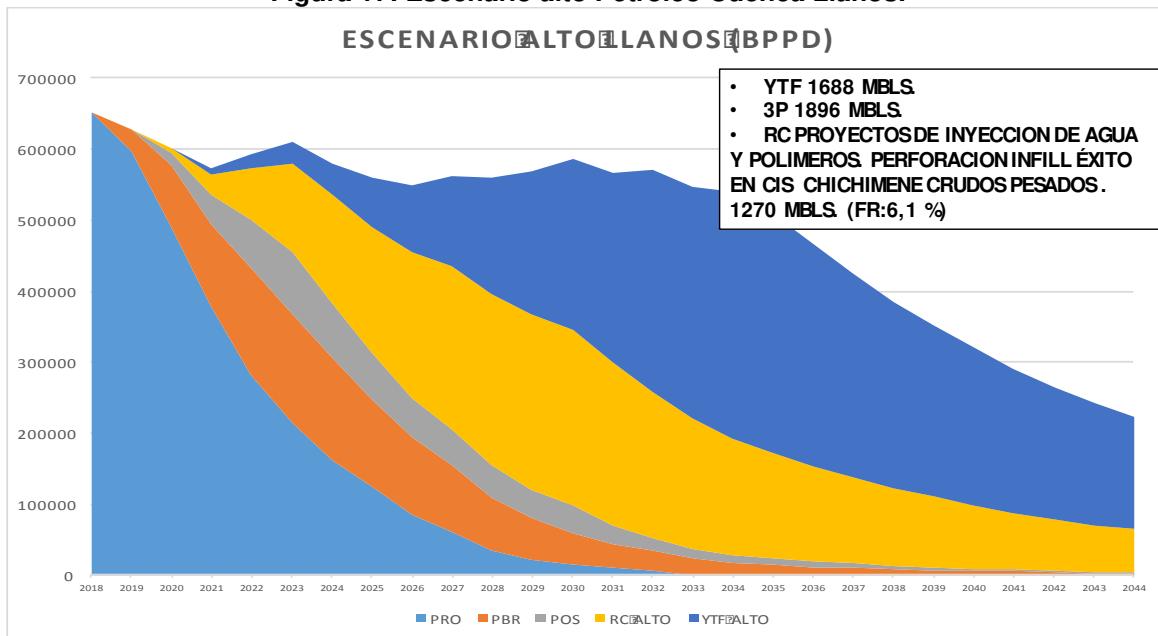
bloques CPO – 10 y CPO-11, del pozo Trasgo y de los más recientes hallazgos en el CPO-9 en los pozos Nueva Esperanza y Lorito.

También en CPE-6 y Río Ariari hay dos apuestas pendientes de la compañía Frontera para ser desarrolladas, así como el bloque CPO-13 de Tecpetrol y el CPO-17 de Hocol. Todos estos hallazgos pendientes plantean que el trabajo a realizar para alcanzar lo expuesto en el YTF ya está adelantado, y tiene una alta probabilidad de concretarse si los márgenes de rentabilidad lo permiten en los próximos 10 años.

El YTF también plantea el hallazgo de 3 estructuras en Piedemonte de 100 MBP de reservas, y los resultados iniciales en Acorazado -1, y Andino – 1, indican que, aun siendo el escenario optimista, es bastante probable en el mediano plazo lograr los resultados pronosticados.

Igualmente se avanza en los hallazgos de campos medianos y pequeños con la actividad que llevan a cabo las empresas que operan en el dominio de depositación central, perforando pozos exploratorios en los trenes en campos de los bloques Lla-32, Cabrestero, Guachira, Llanos 30, Guatiquía, Corcel, Tiple, Río Verde, CPO-5, Lla-47, Lla-33, Lla-65 y Lla-66.

Figura 17: Escenario alto Petróleo Cuenca Llanos.



Fuente: Cálculos propios

4.2.10.1.2 ESCENARIO MEDIO

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

En cuanto a los recursos contingentes se tomó la información más actualizada en los campos de crudos pesados de las principales áreas, no se incluye el proyecto de Combustión en Sitio, dada su incertidumbre por ser una nueva tecnología, esos volúmenes de este proyecto solo se consideran en el escenario alto.

Los otros campos considerados en los pronósticos de los recursos contingentes tienen un estimativo 5 % inferior del pronóstico del escenario alto, teniendo en cuenta que los proyectos ya están sancionados y los volúmenes esperados tienen una alta certidumbre de realizarse, mientras los precios a costos actuales no caigan por debajo de los 60 US \$/Bbl. Los factores de recobro de estos campos aportarían un 4,6 % del POES como reposición de reservas.

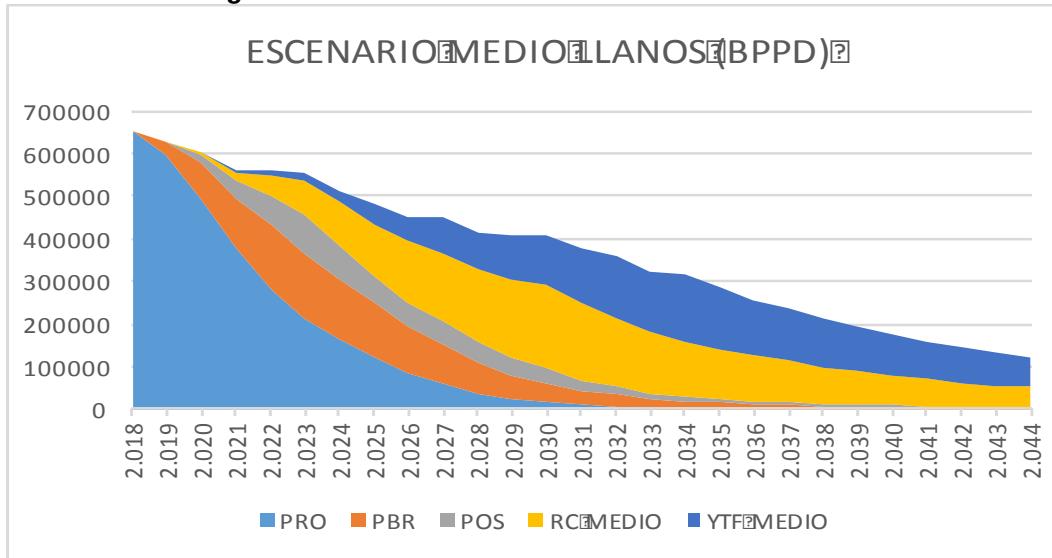
En cuanto a los volúmenes de YTF para este escenario se establece la probabilidad de encontrar un campo tipo Castilla-Chichimene de 400 MBP. Con todos los boques mencionados pendientes de delimitación de pozos exploratorios exitosos desde el 2012 a 2018, es muy probable en el corto plazo que dé inicio a la producción en alguno de estos nuevos campos, como se mencionó hay hallazgos en pozos perforados en los bloques CPO-9, CPO-10, CPO-11, CPO-13, CPO-17, CPE-6, Rio Ariari y Quifa Norte.

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

Los resultados antes mencionados en las campañas exploratorias de los llanos en el dominio Oriental de crudos pesados y en el Piedemonte indican que el caso medio tiene suficientes oportunidades para alcanzar los pronósticos.

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

Figura 18: Escenario medio Petróleo Cuenca Llanos.



Fuente: Cálculos propios

4.2.10.1.3 ESCENARIO BAJO

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

Akacias, Caño Sur Este, Tigana, Jacana y los campos de los bloques Corcel y Guatiquía son aportes de la actividad exploratoria en Llanos en la década 2007-2017.

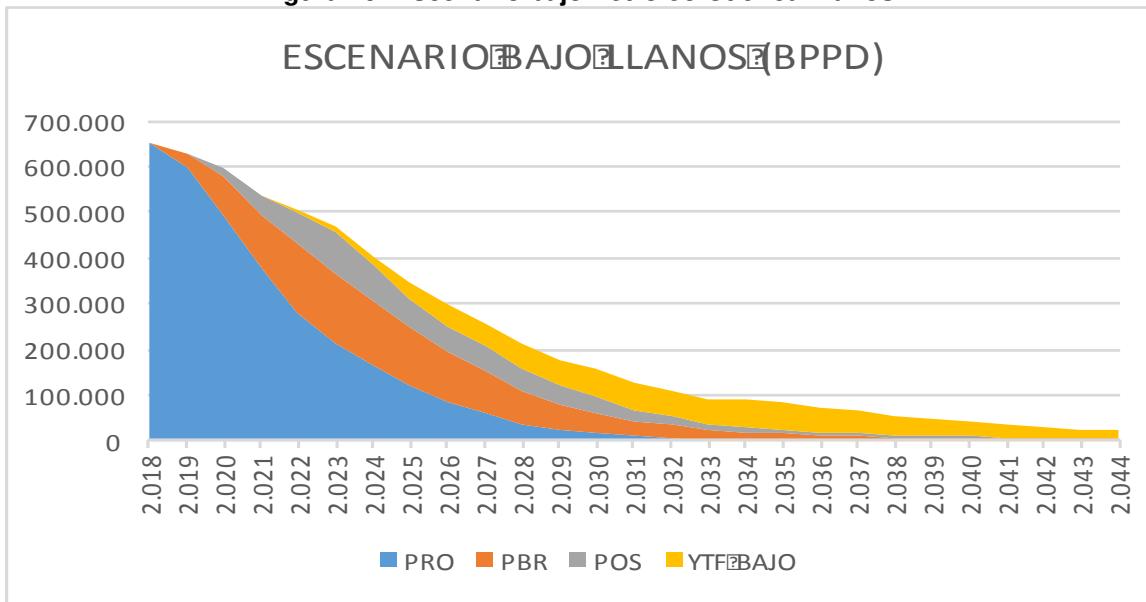
Los campos Rubiales, Castilla, Chichimene, Caño Limón, Pauto- Floreña y Quifa han generado a través de revaluaciones del POES y del incremento del factor de recobro la mayor porción volumétrica de los 766 KPD promedio de los últimos 10 años.

Para el caso bajo, se considera en el YTF que no se desarrollaría ninguno de los más de 10 hallazgos en los bloques de crudos pesados del dominio oriental, que es muy difícil que suceda con ambientes de precio por encima de 60 US \$ /bl. Igualmente, que solo se tendría el hallazgo de un campo tipo Pauto, que podría conformarse con los resultados de acorazado 1 y Andino 1.

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

Al año 2030, el escenario alto mantendría una producción del orden de 600 KBPD⁹, en el escenario medio a la misma fecha estaría en los 400 KBPD, y en el escenario bajo la producción sería de alrededor a los 170 KBPD.

Figura 19: Escenario bajo Petróleo Cuenca Llanos.



Fuente: cálculos propios

4.2.10.2 PROYECCIONES DE PRODUCCIÓN DE GAS

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

⁹ KBPD : Miles de Barriles Por Día

4.2.10.2.1 ESCENARIO ALTO

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

A través del Proyecto de Producción Incremental de los campos Pauto y Floreña que les da derecho a regalías variables se han aumentado los volúmenes disponibles de petróleo y gas. Hay una coyuntura que no debe afectar los compromisos de los socios con la Agencia Nacional de Hidrocarburos y es la terminación del contrato, pero se ha venido observando que la velocidad de ejecución ha disminuido, el control sobre estos compromisos es importante.

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

En cuanto a los recursos contingentes estos volúmenes son de una gran importancia y volúmenes significantes. Llegarían a aportar más de 100 MPCGD desde el 2020 hasta el año 2030. Existen en los campos Cusiana y Cupiagua del orden de 19 pozos cerrados que se planea ir abriendo desde diciembre de 2018 hasta el 2024 y generarían gran parte de los recursos contingentes proyectados unos 800 giga pies cúbicos, estos volúmenes y los que se esperarían obtener de los campos de la Loma en el proyecto de gas asociado a los mantos de carbón en el mediano plazo y el gas del offshore darían la seguridad energética que necesita la demanda de este hidrocarburo que va a ir tomando mayor importancia hacia el futuro.

Igualmente se consideran en los recursos contingentes volúmenes asociados a los campos Akacias y Chichimene, que a pesar de ser crudos extrapesados tiene una relación de gas con el inicio de explotación de cada pozo, que dados los volúmenes de petróleo, el gas asociado podría aportar volúmenes entre 4 y 10 MPCGD.

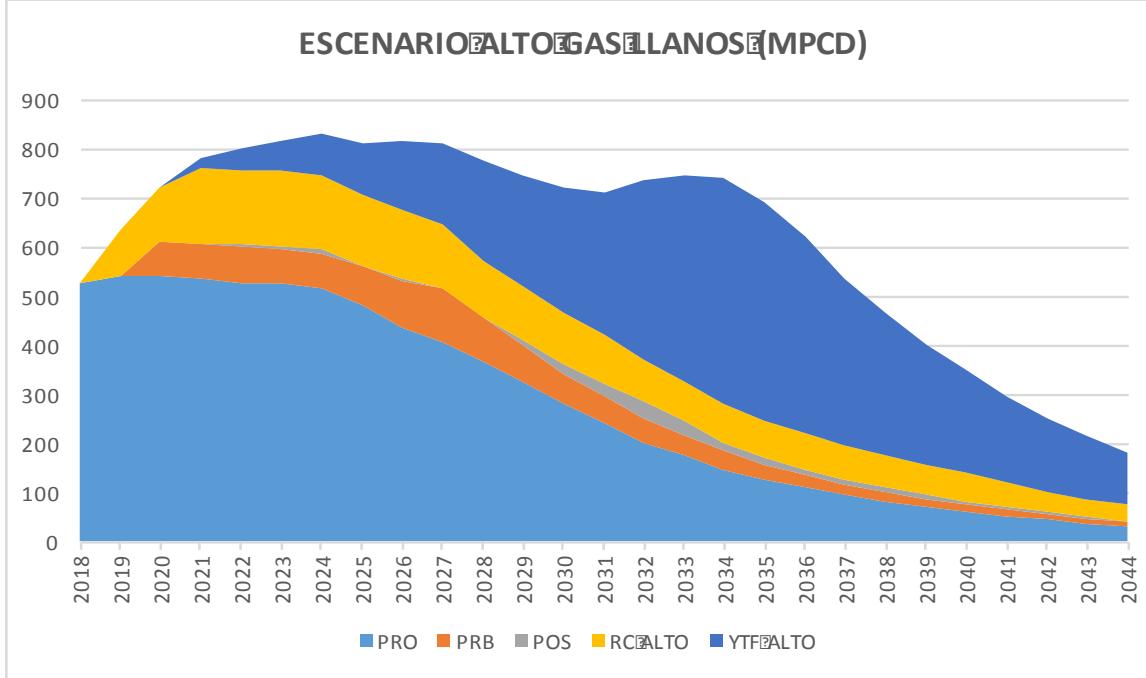
En lo que se refiere al YTF, las expectativas exploratorias para producción de gas, van unidas a las expectativas de hallazgos en el piedemonte llanero. El ejercicio proyectado, espera que para el caso alto se encuentren 3 campos del tipo Pauto y

su relación de gas asociado, que convertiría de un campo que inicialmente produce hidrocarburos a un campo de gas una vez se ha explotado gran parte de los líquidos.

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

Al igual que en los pozos inactivos en Cusiana, Cupiagua y futuros aportes de los campos de Puerto y Floreña, en el campo Hurón en el bloque Niscota existen otros volúmenes que pudieran ser importantes, pero que tienen una limitante. Durante el proceso licitatorio las empresas que ganaron la exploración y explotación del bloque ofrecieron el 100 % de la producción de gas para la nación a través de la Agencia Nacional de hidrocarburos y luego de un análisis de la producción real, éste hidrocarburo que consideraban en un nivel bajo a marginal es el hidrocarburo importante a futuro. Hay que buscar fórmulas para no dejar ese hidrocarburo en los yacimientos para el largo plazo. Hoy el campo Hurón produce cerca de 2.000 BPPD y unos 20,8 MPCGD que son enviados a plantas para reinyección en los yacimientos.

Figura 20: Escenario alto Gas Cuenca Llanos.



Fuente: cálculos propios

4.2.10.2.2 ESCENARIO MEDIO

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

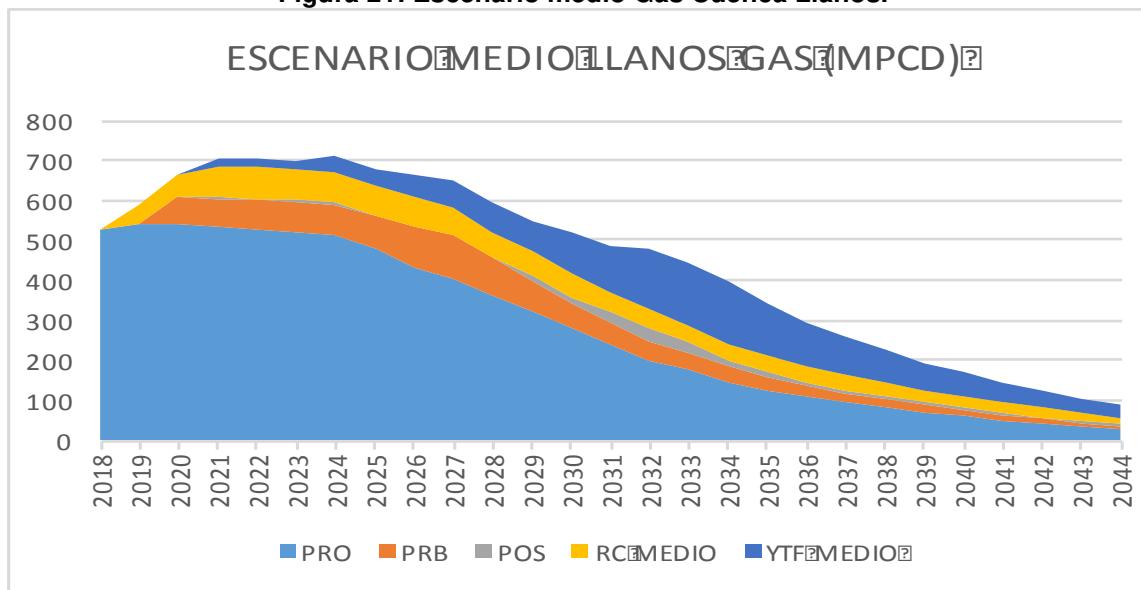
Las reservas probadas, probables y posibles dadas su magnitud y certidumbre permanecen sin variaciones.

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

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

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

Figura 21: Escenario medio Gas Cuenca Llanos.



Fuente: Cálculos propios.

4.2.10.2.3 ESCENARIO BAJO

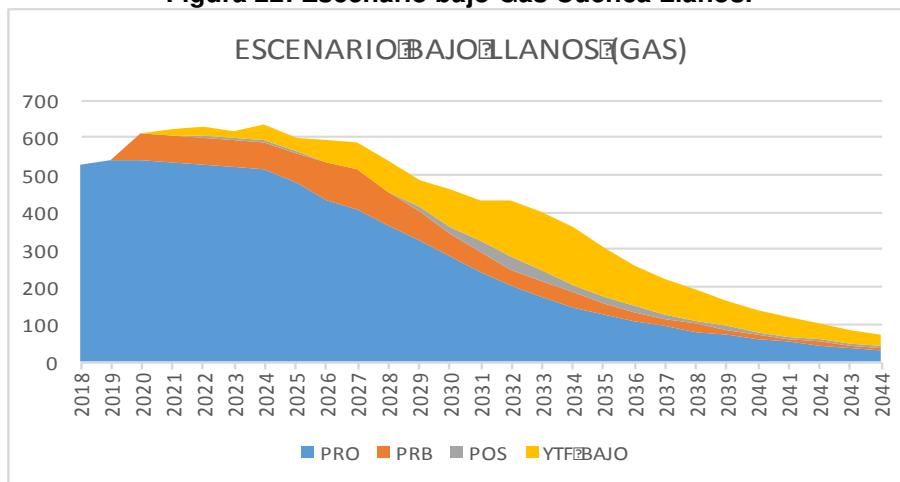
Para este escenario con respecto al escenario Medio lo que no aparece es la producción de los recursos contingentes. El factor más importante para la no producción adicional de los yacimientos en el piedemonte llanero se daría por la diferencia existente entre Ecopetrol y las entidades regulatorias, relacionadas con los precios del propano en los campos de producción de piedemonte, pero que al mismo tiempo permite un precio libre a quien le compra el mismo gas para generación eléctrica y luego de aprovecharlo vende el contenido de propano casi por el doble de su valor.

Igual circunstancia para con el propano importado, y se promueva que el productor busque utilidades internas en los campos con autoconsumo o generación eléctrica en el campo y alentando así la salida del mercado de éstos volúmenes de GLP. Es un tema complejo dado el impacto del propano en estratos populares y la escasez actual.

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

En los escenarios de gas probado, probable y posible campos como Gibraltar, Cusiana y Cupiagua terminan su proyección con valores entre 5 y 30 MPCGD, volúmenes que parecen ser económicamente viables, el consultor proyecta estos campos hasta el 2044.

Figura 22: Escenario bajo Gas Cuenca Llanos.



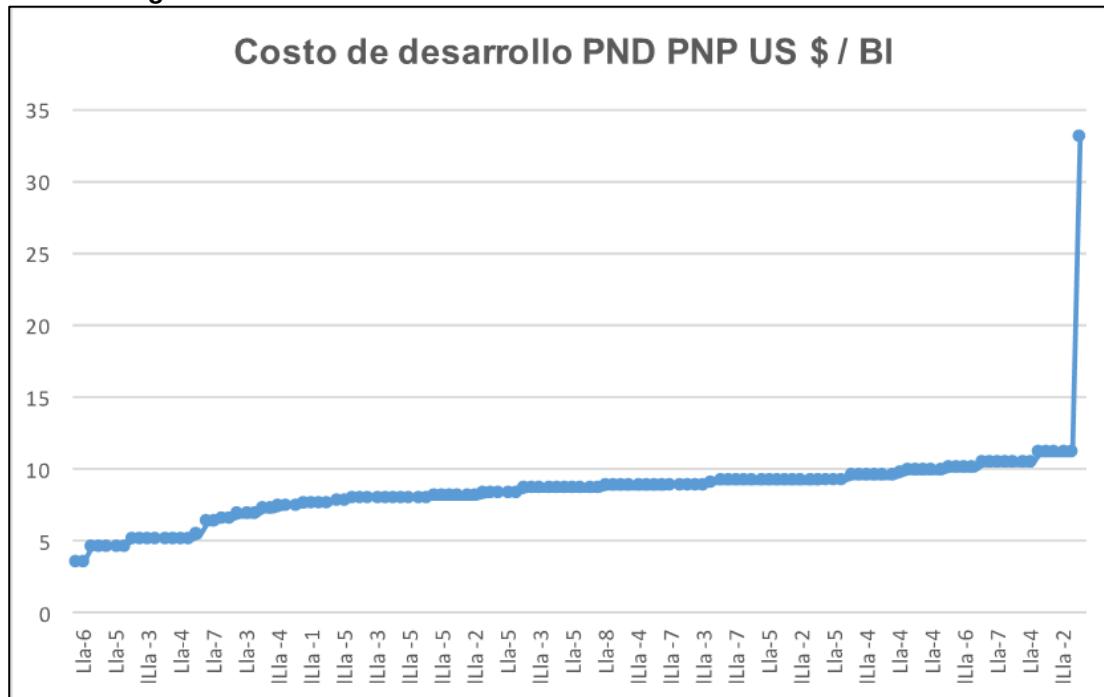
Fuente: Cálculos propios.

4.2.11 COSTOS DE DESARROLLO

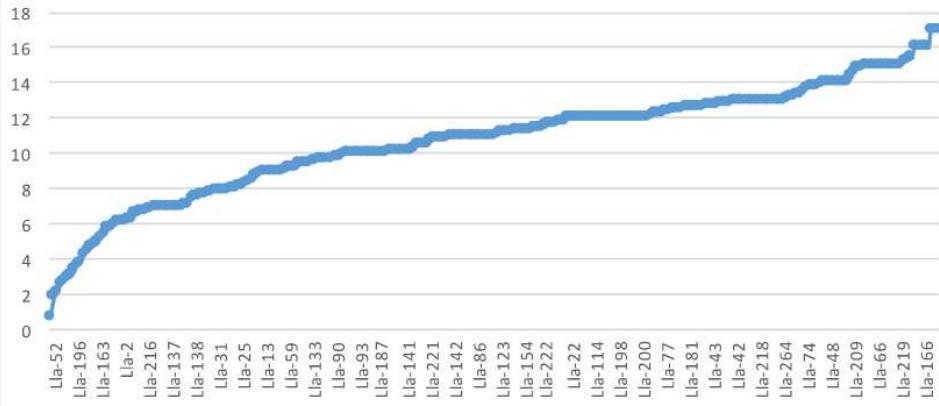
Como no se contó con la base de datos de la ANH de los informes IRR 2017, estos costos se construyeron con la información de proyectos de recuperación mejorada presentados a la agencia en el 2018 y para los cuales se permitió la utilización de la información, además de la información del IRR 2016, y las presentaciones corporativas de las empresas Ecopetrol, Frontera, Parex, Geopark y Tecpetrol.

Los costos unitarios promedio para el desarrollo de las diferentes reservas hasta el año 2044 se ubican para la mayoría de campos entre los 8 y los 14 US \$ / Bl., con algunas excepciones de campos con cerca de un dólar, otros con valores por encima de los 18 dólares y en pocos casos por encima de 30 US \$ /Bl.

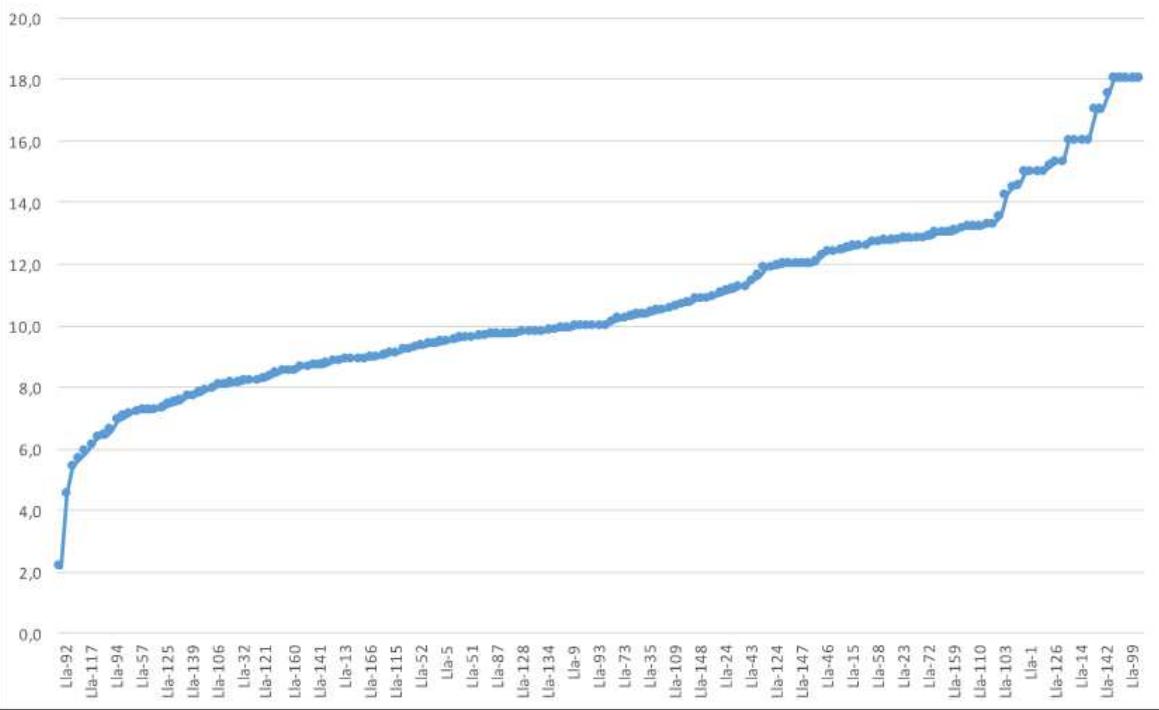
Figura 23: Costos de Desarrollo de las reservas en la Cuenca Llanos.



Costo desarrollo Probables US \$/bl



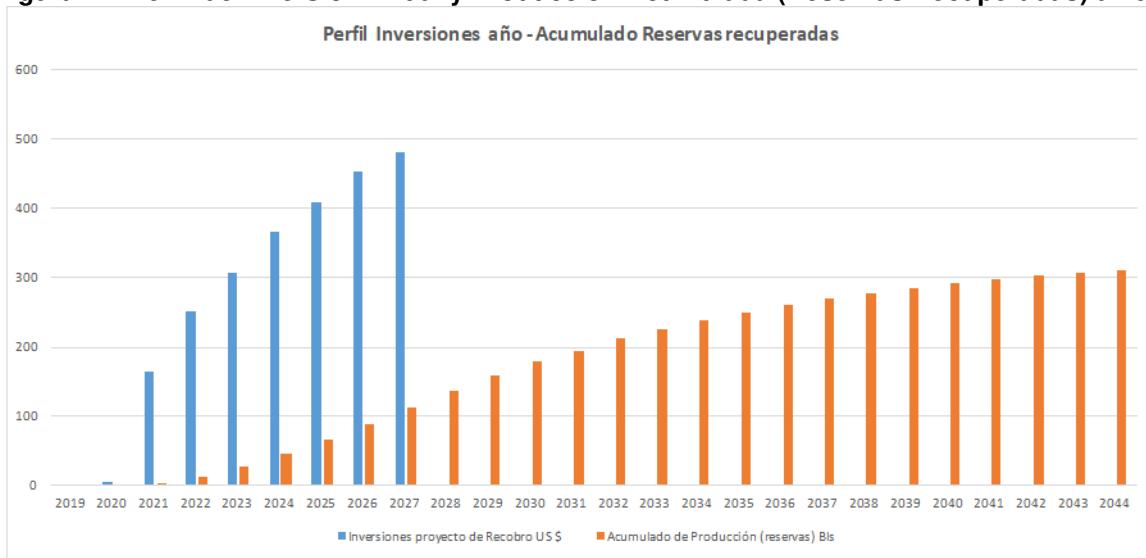
Costo desarrollo unitario POS US \$/bl.



Fuente: Cálculos propios.

Un ejemplo de cómo se desarrollan las inversiones por proyecto y su recuperación de reservas se aprecia en la figura 24. El acumulado de Inversiones de desarrollo se efectúa para uno de los proyectos más importantes de recobro de crudos pesados con inversiones durante 7 años de 2.400 MUS \$ y una recuperación de un poco más de 300 MBP al 2044.

Figura 24: Perfil de Inversión Anual y Producción Acumulada (Reservas Recuperadas) a 2044



Fuente: Proyecto de Crudos Pesados Cuenca Llanos.

El costo de unitario promedio de desarrollo de las reservas es de 8 US \$/Bbl. en valores constantes antes de impuestos depreciaciones o amortizaciones. Esta cifra representa el valor del costo medio de la vida de explotación de las reservas por el proyecto que las desarrolla, con un valor alto en los primeros años que va hasta alcanzar el “Plateau” del cada campo.

Para los casos de Pilotos e inicio de explotación en campos de crudos pesados los primeros 5 a 10 años se pueden alcanzar valores anuales de entre 30 y 50 US \$ por barril. Una vez se alcanza la producción máxima y comienza la declinación, cesan las inversiones, lo que hace que el promedio disminuya al verse como proyecto.

El Modelo de Proyección que se entrega a la UPME permitirá de manera flexible hacer los estimativos de en qué momento el margen relacionado con el precio por

barril internacional del Brent para el crudo o el valor del mercado del gas en US \$/KPCG¹⁰ hace o no viable la explotación proyectada.

4.2.12 COSTOS DE PRODUCCIÓN Y TRANSPORTE

Para los costos de operación y transporte de los diferentes campos que hacen parte de la cuenca de los Llanos orientales se tomó la información reportada por la Gerencia de Reservas y Operaciones de la ANH en su análisis de costos de julio 31 de 2017.

Con la información reportada en los informes IRR 2016 por las compañías para cada uno de los campos, en este informe se determinó el costo unitario de operación 2017 que incluye: actividades operacionales, alquiler de facilidades, HSE, gestión social, personal, WO, servicios a pozos, seguridad, entre otros. En los casos que no había información para un campo, el consultor los asimiló a costos promedio o de otros campos del mismo contrato.

Por otra parte, para el costo de transporte, se revisó la información contenida en el mismo reporte y para algunos casos en los cuales los costos presentaban alguna distorsión entre operadores de la misma área y diferían bastante de los costos razonables comparados con las tarifas vigentes de los oleoductos por los cuales se transportan, el consultor los ajustó con su mejor criterio. Estos son los casos por ejemplo de Chichimene, Castilla, Akacias y Apiay y de Rubiales, Quifa y Caño Sur Este.

Una parte fundamental de los sistemas de transporte de crudo lo constituyen las estaciones o nodos (De entrada, de inyección, de evacuación o de conexión). En estos nodos se realizan diversas actividades de logística de transporte de crudo como recibo de crudos de pozos no conectados, almacenamiento, mezcla, inyección y bombeo de crudo hasta cualquiera que sea su destino final.

A continuación, se mencionan las principales estaciones que sirven de nodo del sistema de oleoductos a través de los cuales se evacuan los crudos de los Llanos orientales.

¹⁰ KPCG: Miles de Pies Cúbicos de Gas

- **Castilla**

Esta estación se encuentra dentro del campo de producción de Castilla y se constituye como el nodo de acceso al oleoducto Castilla – Apiay, recibe crudos de Chichimene y también cumple funciones de descargadero de nafta y cargadero de crudo.

- **Apiay**

Se encuentra ubicado a 30 kilómetros al occidente del casco urbano de Villavicencio (Meta) y recibe crudos de varios pozos a través del oleoducto Castilla-Apiay. Actúa como nodo de entrada al oleoducto Apiay-Monterrey por el que se transportan los crudos de Castilla, Chichimene, Apiay y Suria.

- **Monterrey**

Es uno de los nodos más importantes para la salida de crudos de los Llanos Orientales, allí arriban gran cantidad de los crudos de esta cuenca. Es el nodo de entrada hacia los oleoductos Monterrey-Porvenir y Monterrey-Araguaney, éste último va a Bicentenario-OCC. Está ubicado en el municipio de Monterrey (Casanare) y cuenta con facilidades para el descargue de crudos.

- **El Porvenir**

Estación ubicada a 500 metros al oriente del municipio de El Porvenir. Es el nodo de entrada al segmento 2 del OCENSA que trae los crudos del área de Cusiana - Cupiagua y recibe la mayoría de los crudos producidos en los Llanos Orientales provenientes del sistema Monterrey - Porvenir.

- **Cusiana**

En este nodo se recibe los crudos de Cupiagua y Floreña. Se encuentra ubicado a 5 kilómetros al occidente del casco urbano del municipio de Tauramena en Casanare y es el nodo de entrada al tramo del oleoducto Cusiana - El Porvenir que es el segmento 1 del OCENSA.

- **Rubiales**

El nodo Rubiales se encuentra dentro del campo de producción de Rubiales. Es el punto de entrada del crudo del área de Rubiales al oleoducto Rubiales – Monterrey/Cusiana. Este punto se encuentra ubicado a unos 128 kilómetros al suroccidente del casco urbano del municipio de Puerto Gaitán (Meta) y posee facilidades para descargar crudos provenientes de otros pozos cercanos.

- Santiago

Este nodo se encuentra ubicado a 54 kilómetros, en sentido sur occidente, del municipio de Aguazul. Posee un descargadero de crudos provenientes de diferentes campos de su zona de influencia y es el punto de entrada al oleoducto Santiago - El Provenir.

- Araguaney

Esta estación se encuentra ubicada a 18 kilómetros al noroccidente de la cabecera municipal de Yopal y cuenta con capacidad para descargar crudos provenientes de los campos de su área de influencia, también recibe crudos por los oleoductos El Morro – Araguaney, La Gloria Norte – Araguaney, Los toros -Araguaney y Sardinas – Araguaney. Es el nodo de entrada para los oleoductos Araguaney – Monterrey (Bidireccional) y Araguaney – Banadía (Oleoducto Bicentenario).

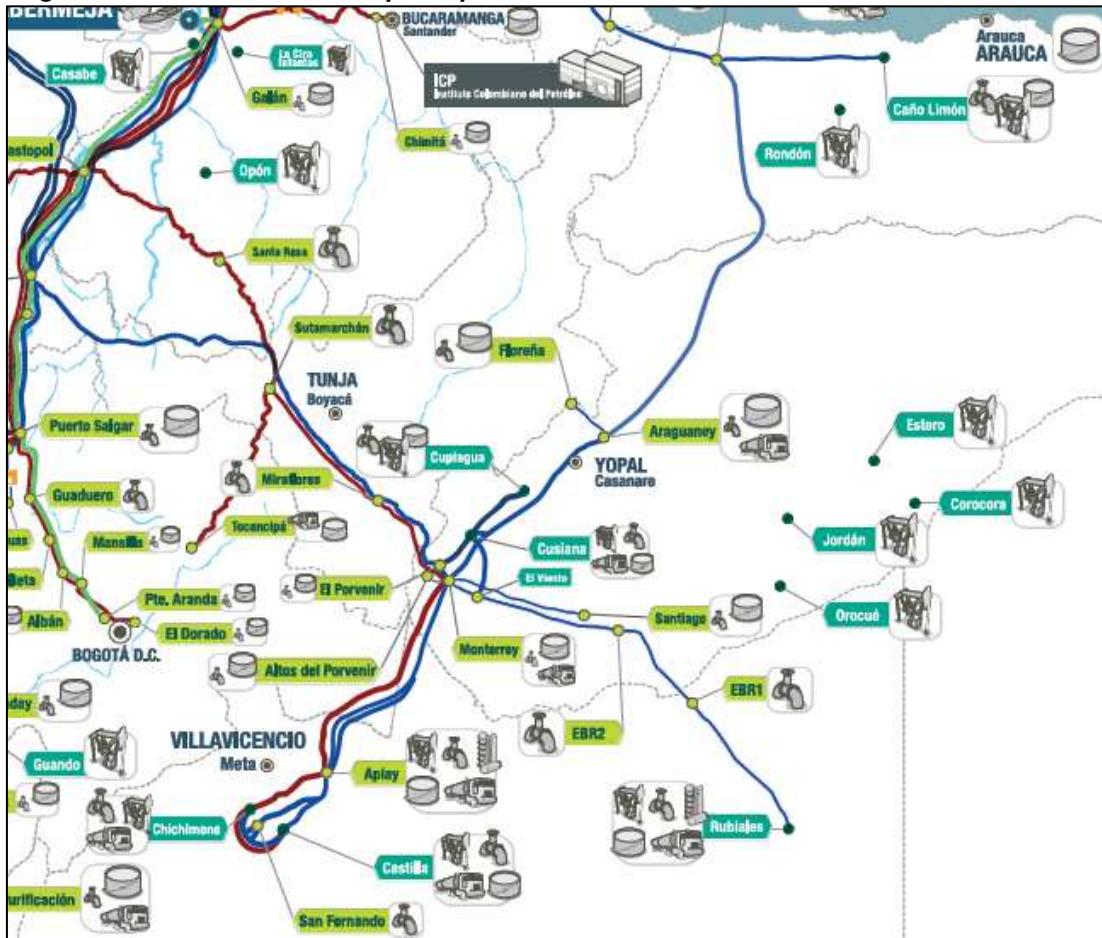
- Caño Limón

Es el nodo de entrada al oleoducto Caño Limón – Coveñas en su primer tramo Caño Limón – Banadía. En este nodo se encuentra una estación que recibe crudos provenientes del campo Caricare, a través del oleoducto Caricare – Caño Limón. Se encuentra ubicado a aproximadamente 30 kilómetros al occidente del casco urbano del municipio de Arauquita (Arauca).

Tal como se aprecia en la figura 25, los principales sistemas de oleoductos (marcados con líneas azules) para evacuar los crudos de la cuenca de los llanos orientales son los siguientes:

- Oleoducto de Ocensa: que comprende los tramos Cusiana – Porvenir – Vasconia – Coveñas y es la vía normal para llevar estos crudos hasta la costa caribe colombiana.
- Oleoducto Chichimene – Castilla – Apiay – Monterrey
- Oleoducto Rubiales – Monterrey (Oleoducto del Llano)
- Oleoducto Araguaney – Monterrey
- Monterrey – Porvenir
- Oleoducto Araguaney – Banadía (Bicentenario Fase I)
- Oleoducto Caño Limón – Banadía – Ayacucho – Coveñas
- Oleoducto Santiago – Porvenir
- Oleoductos menores a Araguaney desde: El Morro, Los Toros, Sardinas y La Gloria Norte.

Figura 25: Sistemas de Transporte por Oleoducto en el Área de los Llanos Orientales.



Fuente: ECOPETROL

A continuación, en la tabla 5, se relacionan las tarifas vigentes en USD/BI para cada uno de los oleoductos enumerados anteriormente y que sirvieron con base para revisar, comparar y ajustar cuando se requirió los costos de transporte a costa colombiana de cada uno de los campos productores en la cuenca de los llanos orientales:

OLEODUCTO	TRAMO	TARIFA USD/BI
CENIT - LLANOS	ARAGUANEY - MONTERREY	1,37
	MONTERREY - PORVENIR	0,65
	SAN FERNANDO - APIAY	1,55
	SANTIAGO PORVENIR	1,01
	APIAY- MONTERREY	0,60
CENIT - ORIENTE	CAÑO LIMÓN - BANADIA	3,10
	BANADIA GIBRALTAR	0,16
	GIBRALTAR - AYACUCHO	2,19
CENIT - NORTE	AYACUCHO - COVEÑAS	0,68
ECOPETROL	CHICHIMENE - SAN FERNANDO	0,15
	CASTILLA - APIAY	0,58
	CASTILLA - SAN FERNANDO (BIDIRECCIONAL)	0,36
OCENSA	CUSIANA - PORVENIR	0,55
	PORVENIR - VASCONIA	3,49
	VASCONIA - COVEÑAS	3,01
BICENTENARIO	ARAGUANEY - BANADIA	6,67
ODC	VASCONIA - COVEÑAS	1,86
PERENCO	LA GLORIA NORTE- ARAGUANEY	0,52
	LOS TOROS ARAGUANEY	0,61
	SARDINAS ARAGUANEY	0,67
ODL	RUBIALES - MONTERREY	3,46

Tabla 5. Tarifas de transporte oleoductos cuenca de los Llanos

Fuente: páginas web compañías operadoras

En el Modelo de Proyección que se entrega a la UPME se encuentran los costos de producción y transporte establecidos para cada uno de los campos de esta cuenca.

Finalmente, se recomienda que la UPME o el consultor tengan acceso a la información reportada por cada compañía de los costos de producción y transporte por campo en el IRR 2017 y posteriores para así mantener actualizado el modelo.

4.2.13 FACTORES CRÍTICOS DE ÉXITO

De acuerdo con el análisis de las encuestas que realizó el consultor y su propio conocimiento y visión de la cuenca de los Llanos orientales, los principales factores a tener en cuenta para el desarrollo de los hidrocarburos en ésta área son:

- **La protesta social** ha limitado tanto las actividades de producción, con bloqueos en los Campos Castilla, Chichimene y Rubiales, así como la actividad exploratoria con la consulta popular de Restrepo que prohibió las actividades exploratorias de Mansarovar. En Castilla se llegó a retener ilegalmente a los trabajadores durante casi una semana. La acción del gobierno será fundamental.

Igualmente, el orden público en la región de Arauca ha sido crítico y no ha mejorado. La paro continuada en el oleoducto bicentenario es una muestra y limita las actividades de evacuación de crudos, a pesar que se cuenta con la salida a través de Ocensa se genera un riesgo de mediano plazo.

- **La actividad exploratoria**, es fundamental para mantener la dinámica de la cuenca con mayor producción y adición de reservas en los últimos 10 años. Llama la atención la alta producción que viene de la sumatoria de la gran cantidad de todos los campos de Casanare, Meta y Arauca de crudos medios que sigue a la de crudos pesados, y genera que el aporte porcentual de la cuenca en la Producción nacional llegue a estar entre el 60 y 70 % del total en los últimos 5 años. De los entre 600 y 690 mil barriles día de la cuenca, la sumatoria de estos campos llega entre 150 y 200 mil barriles día.

El aporte del piedemonte está llegando a menos del 10 %, la noticia del posible hallazgo del pozo Acorazado- 1 de Frontera (anterior Pacific) aparece como una posible fuente de aporte adicional de petróleo y gas.

- **Aumento del Factor de Recobro.** El campo de Chichimene concentra gran parte de los esfuerzos de las estrategias de recobro mejorado, con proyectos simultáneos de inyección de agua que pasó de piloto a etapa comercial, y piloto de polímeros. En noviembre está programado el inicio del piloto de combustión en sitio que podría cambiar la historia del recobro de crudos pesados en Colombia que tiene potencial de llevar a recobros superiores al 40 %. Se expande igualmente la inyección de agua en Castilla e inicia piloto en Rubiales de inyección de agua.

- **Precios de Petróleo y Gas.** En crudos pesados, los desarrollos importantes se han dado desde los 50 dólares por barril, en la reciente caída de precios por ejemplo se cerró temporalmente el campo de Akacias por no ser rentable su operación con precios de 40 US \$ / Bl.

Del otro lado en los crudos medios y livianos se encuentran los de menor costo del país y su producción se da aun con precios entre 20 y 30 dólares, con margen de rentabilidad. Sobre el gas, los precios actuales no incentivan las grandes inversiones en el Piedemonte en donde existen las mayores cantidades de gas asociado.

- **Términos Contractuales.** Hay una disputa importante entre Ecopetrol y Repsol sobre el campo Akacias, que ha logrado manejar la ANH para que se adelante el proyecto con continuas advertencias de Repsol de demandas para la unificación de campos Akacias y Chichimene con Ecopetrol.

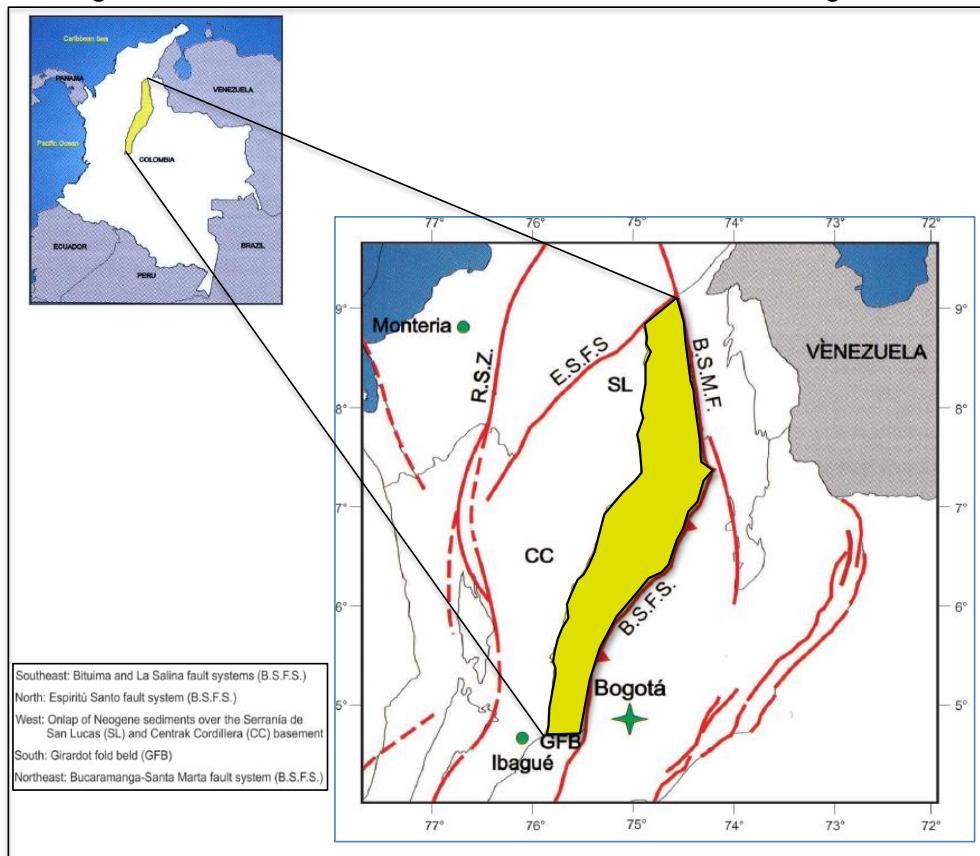
Existen compromisos diferidos en materia exploratoria que deberían dar lugar a mayores opciones de descubrimientos, así como la opción de ronda permanente sobre los bloques de la cuenca. La ANH discute con Equion la posibilidad de quitarle los beneficios de los Proyectos de Producción Incremental si no continua con las inversiones necesarias para su desarrollo.

- **Manejo de Agua Asociada.** Tal vez el factor más importante para que se den los volúmenes de reservas probables, posibles y recursos contingentes en los llanos orientales que poseen altos cortes de agua. Hay que lograr avanzar en la línea del aprovechamiento del agua dulce que acompaña la explotación de importantes yacimientos en la cuenca en los principales campos de crudos pesados y algunos medianos que producen con empuje de agua natural.
- **Campos Inactivos.** Es un aporte sin el riesgo asociado a la exploración, razones logísticas y debido a que el potencial se presume pequeño, hace necesario buscar estrategias para su desarrollo. Dentro de estos campos hay resultados importantes para revisar, como lo que pasó con Capachos, que sin opción en el portafolio de Ecopetrol, a través de un contrato de colaboración empresarial que opera Parex el campo revive y tiene hasta un hallazgo exploratorio, Andino – 1.

4.3 CUENCA VALLE MEDIO DEL MAGDALENA

El Valle Medio del Magdalena es una cuenca intramontaña, con extensión aproximada de 34.000 km², que separa dos brazos de los Andes de Colombia: Las Cordilleras Central (Oeste) y Oriental (Este). Esta cuenca está localizada (figura 26) al Oeste de la cuenca de la Cordillera Oriental y es separada de la cuenca del Valle Superior del Magdalena por la Falla de Ibagué (lateral derecha) y el Cinturón Plegado de Girardot (Sarmiento, 2011). Su límite Norte está definido por el sistema de fallas del Espíritu Santo y el Nororiental por el sistema de fallas Santa Marta-Bucaramanga (ANH, 2011).

Figura 26: Localización de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena.



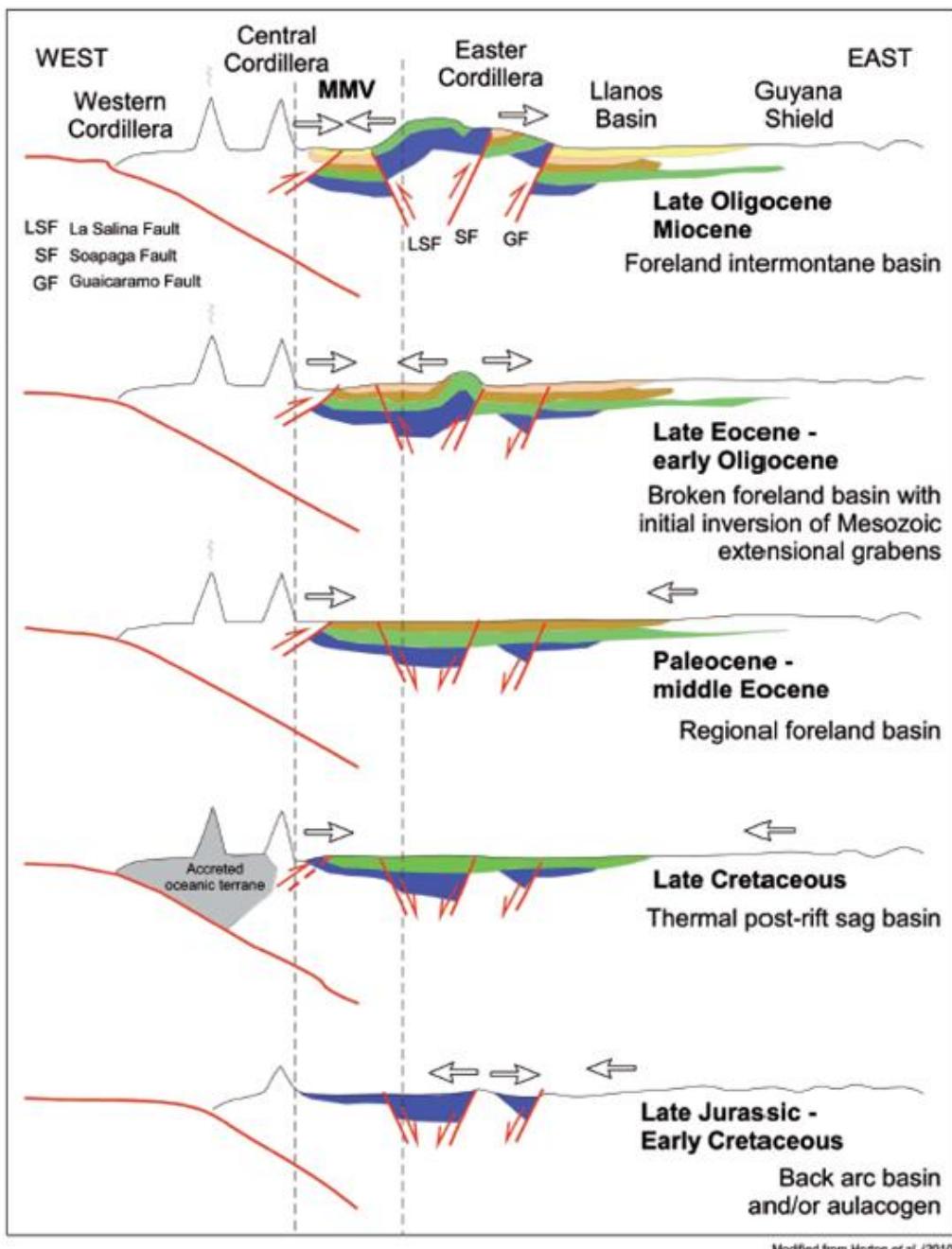
Fuente: Tomada de (Sarmiento, 2011).

El levantamiento de las cordilleras Central y Oriental da origen a la apertura donde se depositó la cuenca del Valle Medio del Magdalena (VMM). Así, la evolución de esta cuenca inicia al mismo tiempo que el levantamiento de estas dos cordilleras (Mesozoico) (Sarmiento-Rojas, 2001). El VMM es una cuenca compleja, formada como resultado de varios eventos geológicos (figura 27). El período Jurásico Tardío a Cretáceo Temprano se caracterizó por procesos distensivos de bloques, permitiendo el desarrollo de grabens, en respuesta al proceso de rifting (fracturamiento o agrietamiento de la corteza terrestre) que ocurrió durante la separación del margen noroeste del continente suramericano, con respecto al norteamericano. Dicho evento generó el crecimiento de un gran aulacógeno dispuesto en sentido noroeste – sureste, que propició el ingreso del mar cretácico. La fase de sedimentación del sistema de grabens fue rellenado por depósitos calcáreos de carácter netamente continentales de origen fluvial (Córdoba F. et al., 2000. Provincia Petrolífera del Valle Medio del Magdalena. AAPG).

Posteriormente, a comienzos del Berriásiano - Valanginiano ocurrió la sedimentación de eventos marinos someros en dos cuencas de rift, separadas por el alto del paleomacizo de Floresta - Santander (Cooper et. al., 1995). La tasa de subsidencia en estas dos cuencas fueron relativamente altas, especialmente en el lapso Valanginiano – Hauteriviano. Los eventos de subsidencia cesaron a comienzos del Aptiano y las dos cuencas se unen formando una Cuenca macro en la cual se depositan sedimentos de plataforma media a externa, la máxima profundización de esta fase es alcanzada en el Albiano medio.

El comienzo de la sedimentación postrift se da a partir del Turoniano - Coniaciano y se mantiene hasta finales del Cretáceo, cuando se da una tectónica de esfuerzos compresivos en respuesta al emplazamiento de la Cordillera Occidental. Este evento tectónico estructural origina un cambio en los patrones sedimentarios durante el Paleoceno Temprano, desarrollándose entonces ambientes de pantanos y llanuras de inundación. A nivel del Paleoceno Tardío hasta el Oligoceno la sedimentación fue netamente controlada por los pulsos tectónicos del levantamiento de la Cordillera Central, generando en primer lugar espacio y en segundo lugar aporte de materiales en ambientes de carácter fluvial, predominando el desarrollo de facies clásticas arenosas en las áreas cercanas al oeste de la cuenca. Desde el Oligoceno Medio hasta el presente se está llevando a cabo el levantamiento de la cuenca Oriental de Colombia (Valentín et al., 2000).

Figura 27: Evolución tectónica de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena.



Fuente: Tomada de Horton et al., 2010 (Citado por Sarmiento, 2011).

4.3.1 ESTRATIGRAFÍA

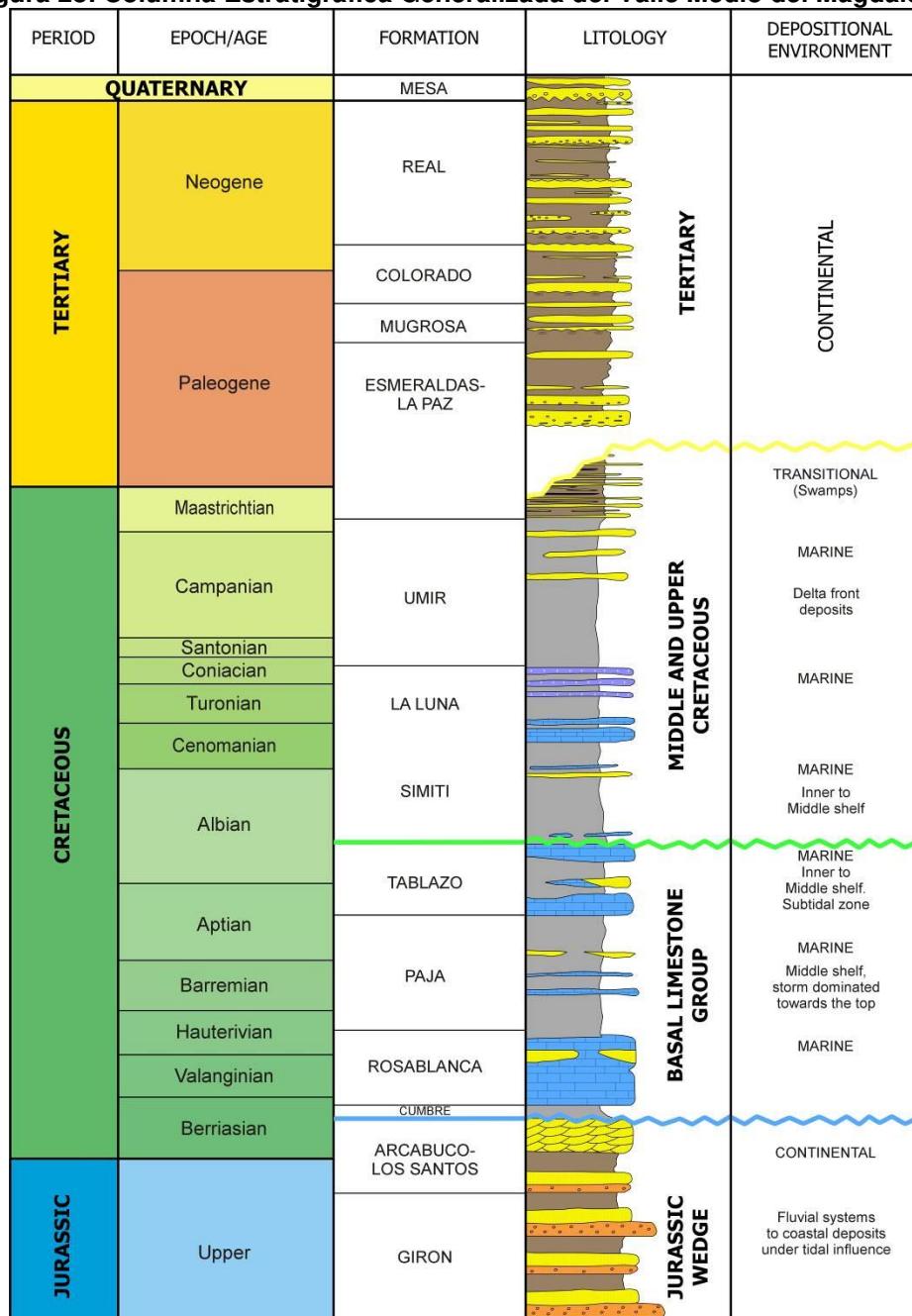
La deposición de las formaciones (figura 28) que integran la cuenca del VMM inicia al final de la primera parte del Mesozoico con ambientes continentales, cambiando a marinos en la segunda parte del mesozoico y finalizando con sedimentos continentales en el Cenozoico (Sarmiento-Rojas, 2001). Las secuencias que se depositaron en esta cuenca son:

- Jurásico tardío a Valanginiano, contempla las formaciones Los Santos y Cumbre.
- Hauteriviano, contempla la formación Rosa Blanca.
- Barremiano al Aptiano, contempla la formación Paja la cual sufre un evento erosivo.
- Albiano al Cenomaniano, contempla las formaciones Tablazo, Simití y Salto.
- Turoniano al Santoniano, contempla la formación La Luna.
- Campaniano al Maastrichtiano, contempla la formación Umir.
- Paleoceno temprano, contempla la formación Lisama, esta sufre un proceso erosivo.
- Eoceno medio a tardío, contempla las formaciones La Paz y Esmeraldas.
- Oligoceno, contempla las formaciones Mugrosa y Colorado, esta última presenta erosión.
- Mioceno medio, contempla la formación Real.
- Plioceno, contempla la formación Mesa.

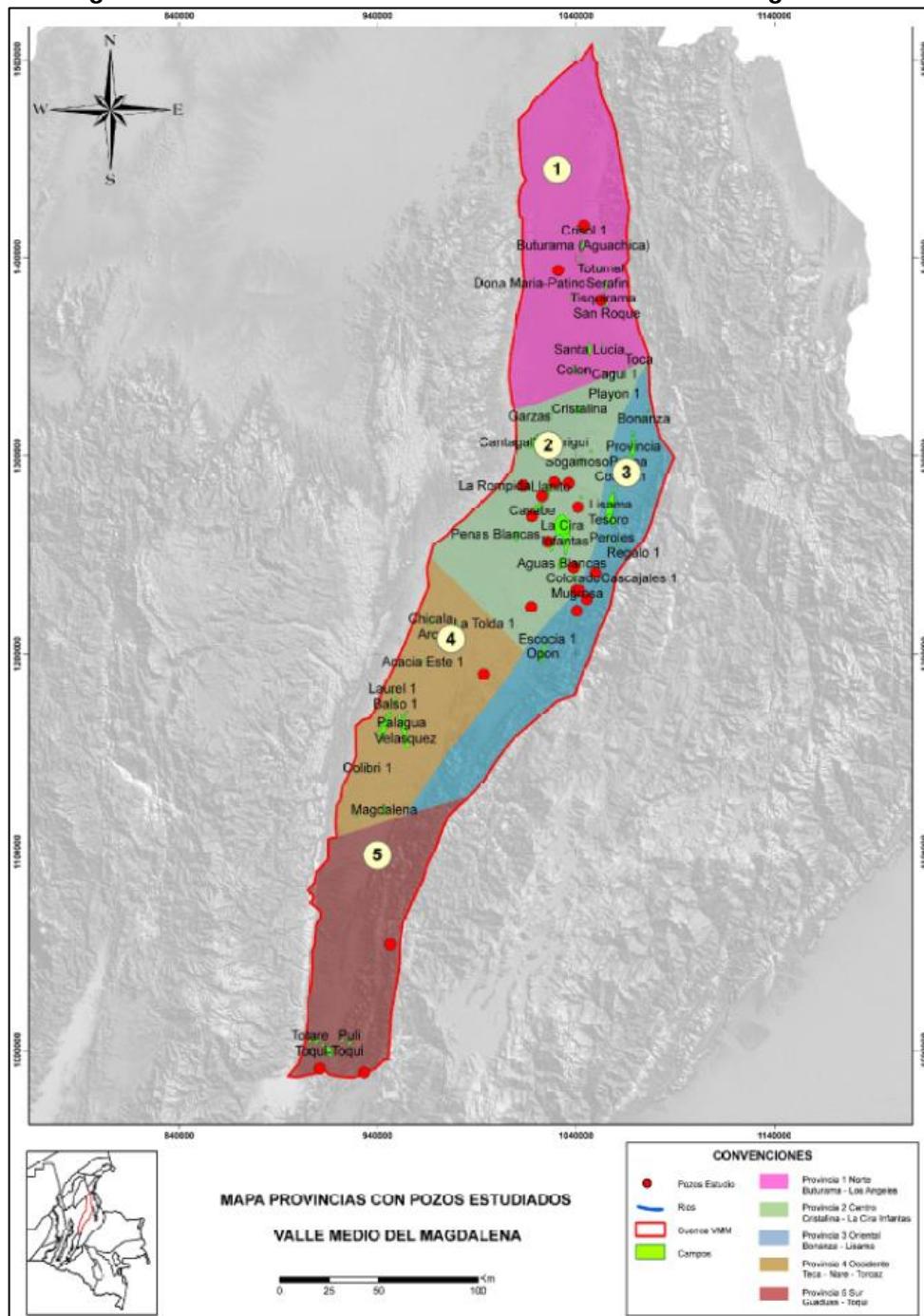
4.3.2 ELEMENTOS ESTRUCTURALES PRINCIPALES

Debido a los diferentes procesos geológicos que dieron origen a la Cuenca del VMM, 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 29) 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 -Torcáz
5. **Provincia Sur:** Guaduas-Toqui-Toqui.

Figura 28: Columna Estratigráfica Generalizada del Valle Medio del Magdalena.


Fuente: Tomada de Rolón (2004).

Figura 29: Provincias Estructurales del Valle Medio del Magdalena.


Fuente: Tomada de ANH-GEMS, 2013.

4.3.2.1 LA 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 monocinal 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.

4.3.2.2 LA PROVINCIA CENTRAL

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.

4.3.2.3 LA PROVINCIA ORIENTE

Provincia-Lisama-Opón, localizada en el Piedemonte de la Cordillera Oriental coincide con el dominio definido por Córdoba, et al. (2001 en: Sarmiento, 2011): “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-Payoá, Lisama, Bonanza.

4.3.2.4 LA 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.

4.3.2.5 LA 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.

Por otra parte, Córdoba, et al. (2001; en: Sarmiento, 2011) propone una provincia adicional: el Dominio Sur Girardot, que conforma el límite con la Cuenca del Valle Superior del Magdalena. Constituye una zona de transferencia que separa las cuencas del Valle Medio y Superior, se extiende a lo largo de la falla dextral de Ibagué y el sistema de cabalgamientos de Cambras (vergencia al occidente) y se caracteriza por la presencia tanto de estructuras transpresivas (estructuras en flor) como compresivas (Cortés, 2006; en: Sarmiento, 2011). Esta provincia en el estudio ANH-GEMS, 2013 pertenecería, de acuerdo a la división de las cuencas, a la parte más norte de la Cuenca del Valle Superior del Magdalena (Subcuenca de Girardot).

4.3.3 SISTEMA PETROLIFERO

La cuenca del Valle Medio del Magdalena, ha sido ampliamente caracterizada ya que de esta hacen parte campos petroleros como Infantas, Cantagallo, Llanito, entre otros.

El sistema petrolífero lo componen:

- Como roca fuente (Generadora) las formaciones Paja, Tablazo, La Luna y Rosa Blanca.
- Como roca Reservorio las formaciones La Paz, Esmeraldas, Mugrosa, Colorado, Umir y Lisama.
- Como roca sello las formaciones Paja, Simití, Umir, Lisama, los shales de La Paz, Esmeraldas, Mugrosa y Colorado.

A continuación se describen las formaciones que hacen parte directa de la generación de hidrocarburos (Sarmiento, 2011).

- Formación La Luna, de origen marino, alcanza porcentajes de cantidad de materia orgánica (COT- Carbono Orgánico Total) mayores al 4%, con crudos de gravedad API correspondiente a crudos pesados y con una temperatura mayor a los 435 °C lo que la hace una roca madura.
- Formación Rosa Blanca, también de origen marino, con porcentaje de contenido de materia orgánica mayores al 4%, con temperaturas entre los 430 y 440 °C y %Ro entre 0.6 y 1.5; lo que indica que es una roca madura.
- Formación La paja, depositada en un ambiente marino somero con porcentaje de contenido de materia orgánica mayores al 4%, con temperaturas entre los 422 y 458 °C y %Ro (reflectancia de vitrinita – que indica la madurez de la roca) de hasta de 0.6; lo que indica que va de una roca inmadura a madura.
- Formación Tablazo, depositada en un ambiente marino de plataforma, con materia orgánica menor o igual a 5%, con temperaturas entre los 440 y 460 °C y %Ro de aproximadamente 1; lo que indica que la roca es madura.
- Formación Simití, depositada en ambiente marino, tiene un porcentaje de cantidad de materia orgánica promedio de 2.6%, con temperaturas mayores a 435 °C y %Ro entre los 0.56 y 1; lo que indica que la roca es madura.

Las formaciones que hace parte de las rocas de almacenamiento (reservorio) de hidrocarburos (Sarmiento, 2011) son:

- Formación Rosa Blanca, en su mayoría tiene una porosidad menor al 3%; refleja deficiencias en la capacidad de almacenamiento de petróleo.
- Formación Tablazo, porosidad del 1 al 15%; refleja deficiencias en la capacidad de almacenamiento de petróleo.

- Formación La Luna, porosidad del 1 al 7%; refleja deficiencias en la capacidad de almacenamiento de petróleo.
- Formación Umir, porosidad del 1 al 3%; refleja deficiencias en la capacidad de almacenamiento de petróleo.
- Formación Lisama, porosidad del 1 al 20%; yendo de una roca con capacidad deficiente a óptima para el almacenamiento de petróleo y con una permeabilidad de 5 a 500 mD.
- Formación La Paz, porosidad del 10 al 23%; es una roca óptima para el almacenamiento de petróleo y con una permeabilidad de 500 mD.
- Formación Mugrosa, porosidad del 9 al 26%; es una roca óptima para el almacenamiento de petróleo y con una permeabilidad de 500 a 1000 mD.
- Formación Colorado, porosidad del 9 al 25%, es una roca óptima para el almacenamiento de petróleo y con una permeabilidad de 500 a 1000 mD.
- Grupo Real, porosidad del 25%; es una roca óptima para el almacenamiento de petróleo.

Las formaciones que hacen parte de roca sello – roca que no permite la migración de los hidrocarburos son (Sarmiento, 2011):

- Formación Rosa Blanca, porosidad entre 0.5 y 4%; es una roca impermeable.
- Formación Tablazo, porosidad menor a 1 y hasta 5%; es una roca impermeable.
- Formación La Luna, porosidad entre 1 y 7%; es una roca impermeable.

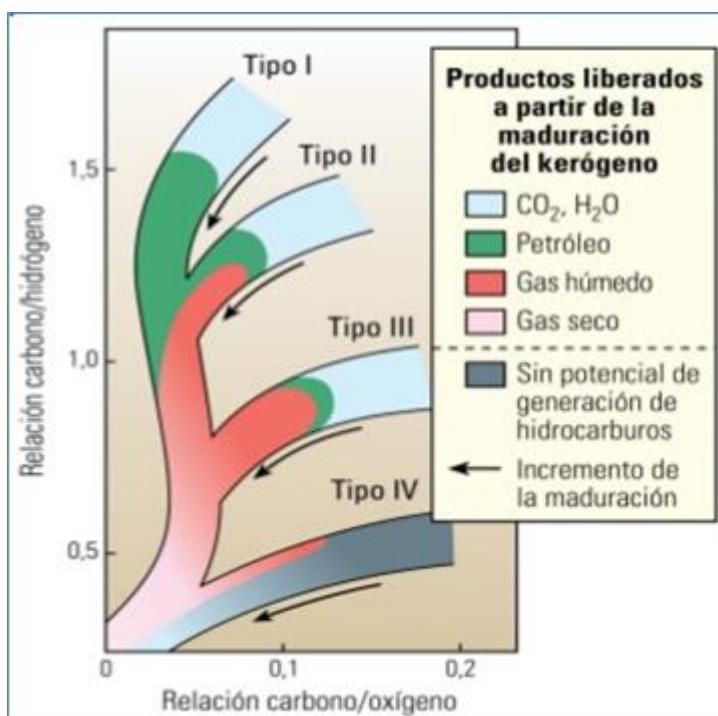
Dentro del sistema petrolífero de esta cuenca podemos encontrar estructuras geológicas que incrementan el potencial petrolero, debido a su capacidad de impedir la movilidad de hidrocarburos, estas complementan el papel de la roca sello, existen diferentes tipos de trampas: estructurales, estratigráficas y combinadas, ejemplo de estas son (Sarmiento, 2011):

- Los campos Casabe y Llanito, sus trampas son anticlinales, producidas por fallas escalonadas.
- Los campos Hermitaño - Caipal, Velásquez y Gala Este, tienen trampas asociadas a fallas normales.
- Campo La Cira, sus trampas están asociadas a anticlinales producidos por fallas inversas.

- Campo Toqui Toqui, presenta trampa estratigráfica, debido a truncación de las capas contra una disconformidad.
- Campos Totumal y Buturama, tienen trampas combinadas, asociada a anticlinales con calizas fracturadas

La interpretación geoquímica muestra que en general en la Cuenca del Valle Medio del Magdalena, la Formación Tablazo-Paja se encuentra madura, con alto nivel de conversión del kerógeno¹¹, lo cual no permite observar su potencial generador original. Esta unidad se caracteriza por presentar contenidos de materia orgánica (COT- Carbono Orgánico Total) buenos, variando entre 1 y 10%, lo cual indica que el contenido original era muy alto. La petrografía orgánica confirma que el kerógeno predominante en esta unidad es Tipo II (ver figura 30).

Figura 30: Tipos de Kerógeno - Gráfico de Van Krevelen.



Fuente: Tomada de Allix et al, 2011.

¹¹ Kerógeno : es la fracción orgánica contenida en las rocas sedimentarias que bajo condiciones de presión y temperatura determinadas da origen a los hidrocarburos.

La Formación Simití, se encuentra en la ventana de aceite con nivel intermedio de conversión del kerógeno y se caracteriza por presentar contenidos de materia orgánica buenos, variando entre 1 y 5%, mezcla de kerógeno tipo II-III y III-II y potencial genético entre 1 y 10 mgHc/g roca. En general el potencial generador puede calificarse como pobre a bueno y es inferior al observado en la Formación Tablazo.

La Formación La Luna, se encuentra inmadura o en generación temprana, con bajo nivel de conversión del kerógeno y se caracteriza por presentar contenidos de materia orgánica buenos a excelentes, variando entre 1 y 6%, mezcla de kerógeno tipo I, II, II-III y III-II y potencial genético entre 5 y 50 mgHc/groca. En general el potencial generador puede calificarse como bueno a excelente.

En el estudio de los Sistemas Petrolíferos de ANH-GEMS, 2013, se delimitaron 4 áreas o focos de generación en la Cuenca del Valle Medio del Magdalena (figuras 31 y 32), que están distribuidas dentro de las 5 provincias geológicas descritas anteriormente, las áreas de generación no corresponden exclusivamente a una sola provincia sino que se superponen entre los límites de las mismas. y teniendo en cuenta los mapas estructurales disponibles se definieron áreas diferentes para los intervalos generadores de la Formación La Luna, Simití y Tablazo Paja. Adicionalmente se definió un área generadora con un solo intervalo generador que corresponde al Grupo Villette pero para fines de mostrar los resultados se unió a los calculados con la Formación La Luna.

De los resultados del Balance de Masas en el Valle Medio se destaca un buen índice de Hidrocarburos Descubiertos vs Hidrocarburos Disponibles (38%); aun así, quedarían hidrocarburos remanentes de magnitud que hace que esta cuenca siga siendo un excelente objetivo desde el punto de vista de prospectividad convencional de hidrocarburos.

El principal intervalo generador corresponde a la Formación Tablazo-Paja seguido por la Formación La Luna. Las principales áreas generadoras son Nuevo Mundo y Guaduas - Palagua.

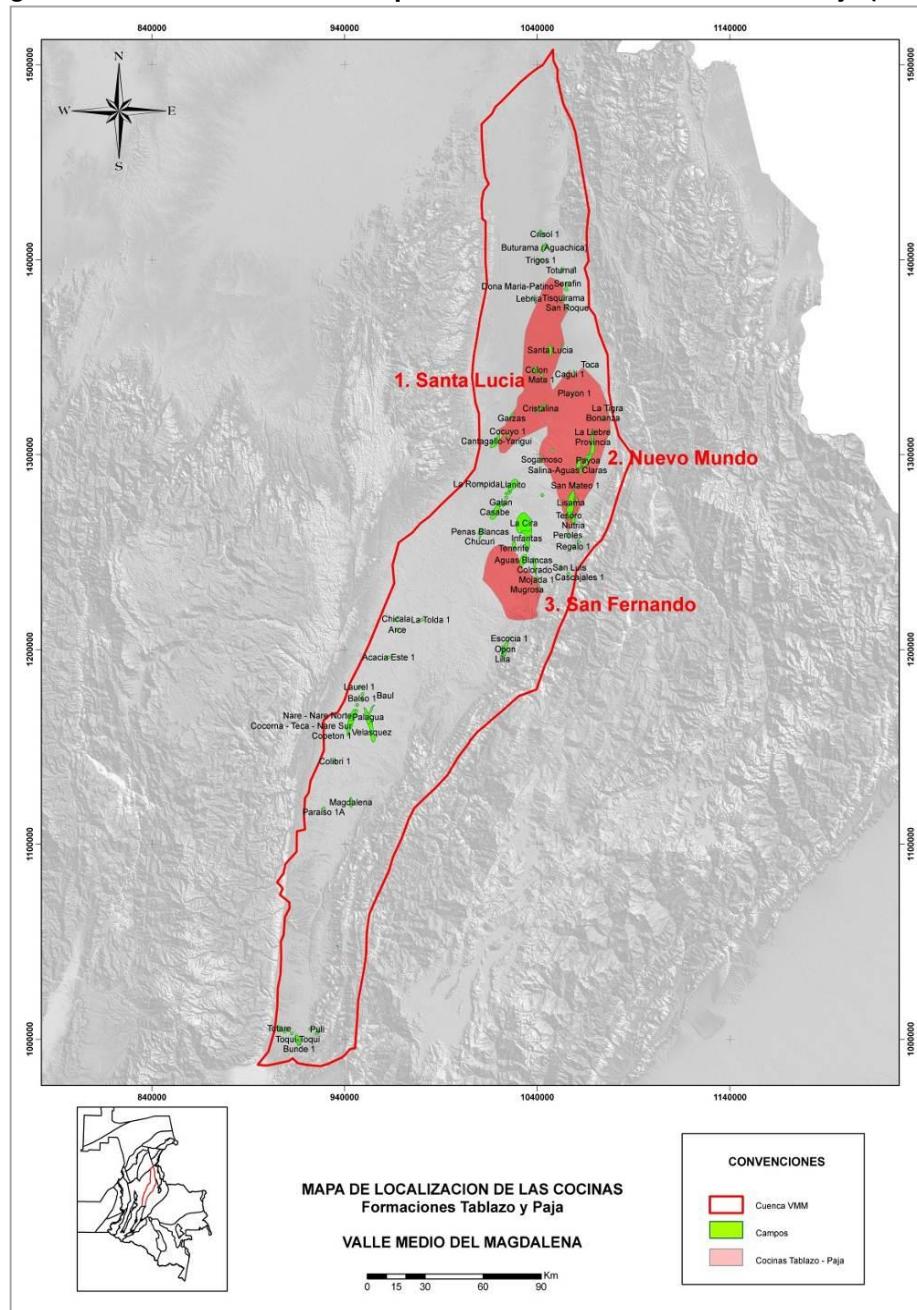
En general las rocas generadoras de la Formación Tablazo-Paja presenta un grado de evolución térmico muy alto y alcanzó procesos de expulsión tempranos con crudos que empezaron a ser expulsados en el Oligoceno Temprano. Por el contrario el intervalo generador de la Formación La Luna alcanzó procesos de expulsión más tardíos concentrados en el Mioceno Tardío.

Las zonas de generación activa están concentradas en grandes sinclinales ubicados especialmente en el sector norte de la cuenca (Santa Lucía y Nuevo Mundo).

El modelamiento de la historia de enterramiento de la cuenca se realizó con un Pseudopozo (Casabe Este, ANH-GEMS, 2013), cuyos resultados muestran (figura 33) que la máxima profundidad de enterramiento fue alcanzada hace 3 Ma. (Plioceno temprano). Durante el Cretácico temprano, Cretácico tardío y el Cenozoico se alternaron episodios de subsidencia, hiatos y levantamientos. El nivel de madurez térmico alcanzado en la sección Cretácico temprano, al tiempo de la máxima profundidad de enterramiento, alcanza la fase de ventana de gas. Es importante mencionar que en este sector de la cuenca, la Formación La Luna se encuentra en fase de generación temprana.

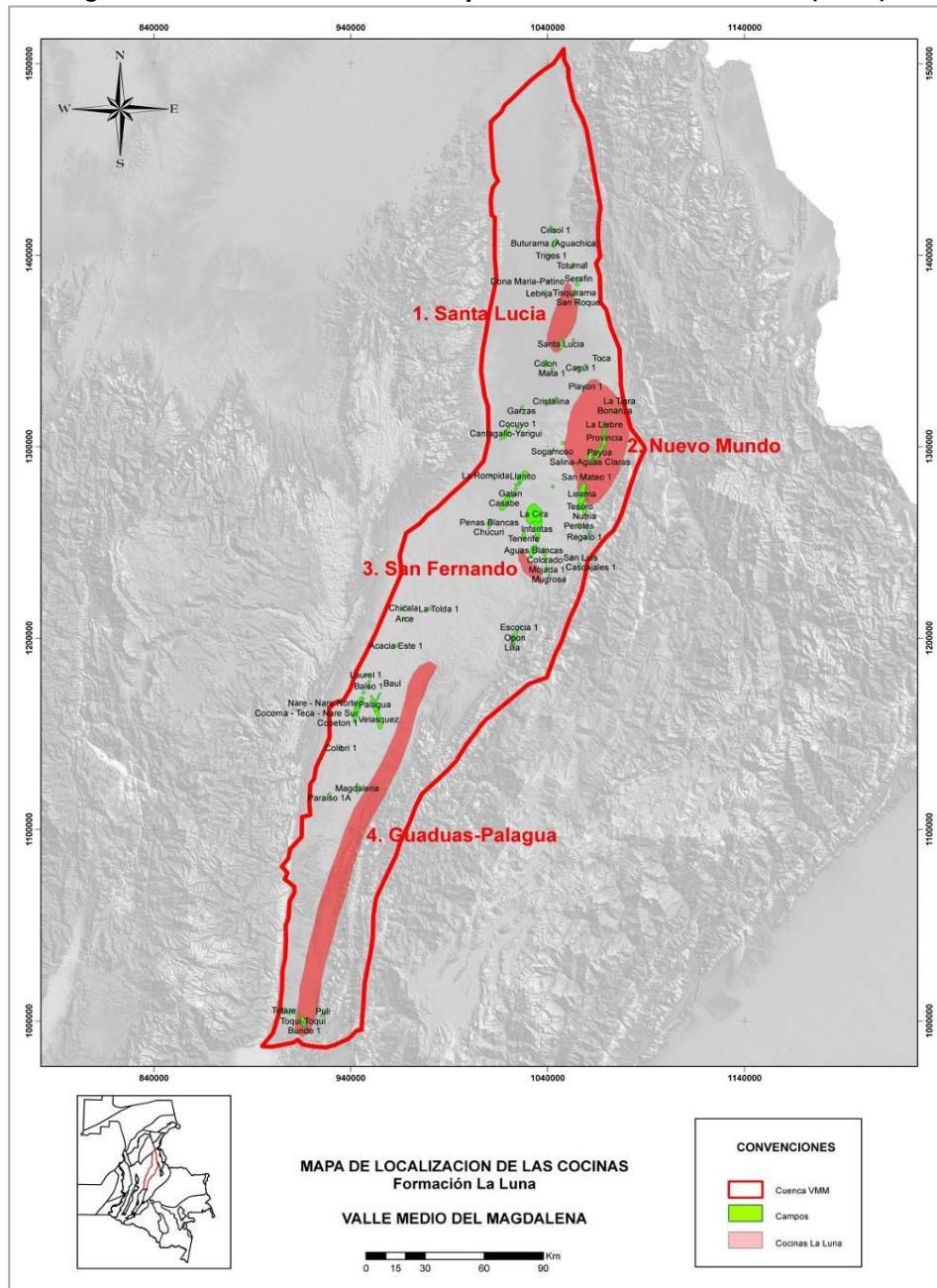
Adicionalmente a la interpretación geoquímica de la roca Generadora, el estudio de ANH-GEMS, 2013, realizó la interpretación de datos geoquímicos de crudos de la cuenca del Valle Medio del Magdalena, datos con los que se puede identificar los siguientes puntos:

Figura 31: Áreas de Generación para las Formaciones Tablazo – Paja (VMM).

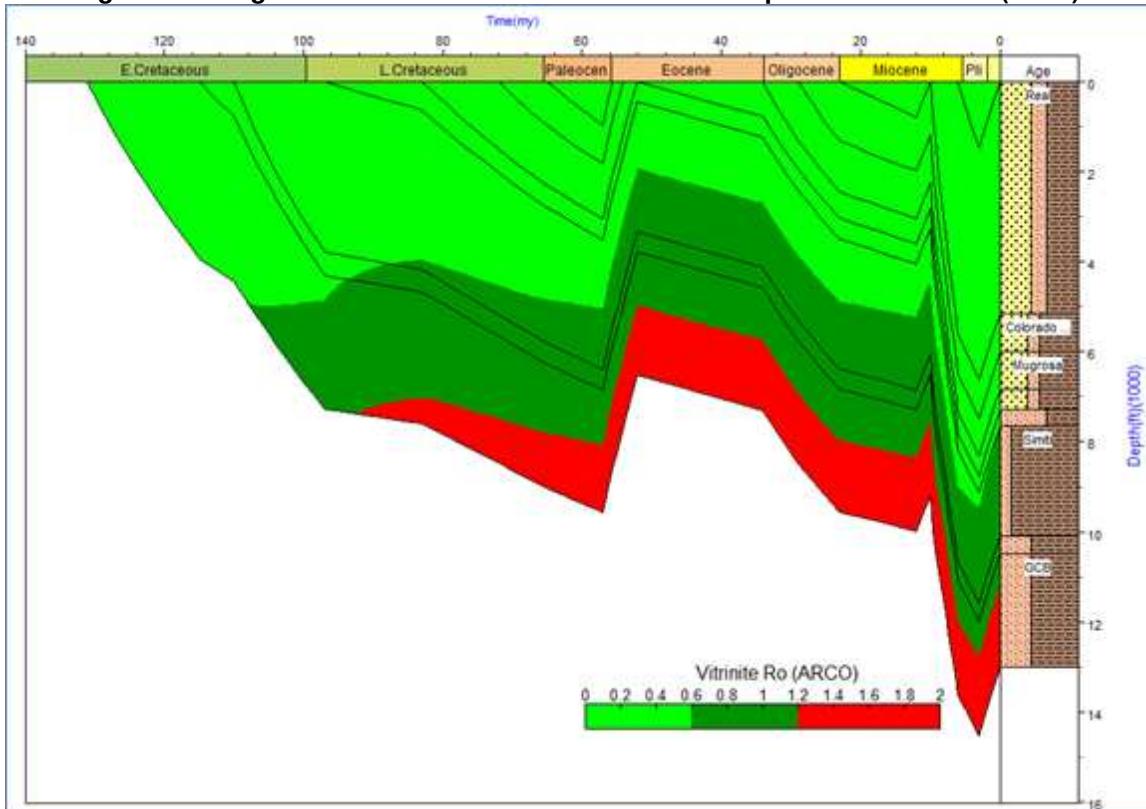


Fuente: Tomada de ANH-GEMS, 2013.

Figura 32: Áreas de Generación para la Formación La Luna (VMM).



Fuente: Fuente: Tomada de ANH-GEMS, 2013.

Figura 33: Diagrama Historia de enterramiento Pseudopozo Casabe Este (VMM).


Fuente: Tomada de ANH-GEMS, 2013.

- Los crudos en la cuenca presentan una distribución muy amplia de la gravedad API, variando desde 5° en el campo Cocorná hasta 38° en el campo Buturama. No se observa una relación clara entre la disminución de la gravedad API y el aumento del contenido de azufre, lo cual sugiere que la concentración de azufre alta está relacionada tanto con biodegradación como con facies orgánicas marino carbonáticas en algunas rocas generadoras. La proporción de hidrocarburos saturados varía entre un 15% en el campo Cocorná y un 68% en el campo Colorado. En general se observa una buena correlación entre el aumento en la gravedad API y el aumento en el contenido de hidrocarburos Saturados.
- Algunos pozos como Velasquez-250 y Teca 61- presentan un comportamiento anómalo con alta gravedad API y bajos contenidos de hidrocarburos saturados, lo cual puede ser un reflejo de mezcla de hidrocarburos con una recarga de condensado en un segundo pulso.

- En general se observa una tendencia de aumento del contenido de Níquel en función de la disminución de la gravedad API. Este comportamiento sugiere que el aumento obedece más a procesos de biodegradación que al aumento en la concentración del Níquel como consecuencia de variaciones en los ambientes de depósito de la roca generadora. La relación entre los contenidos de Vanadio y Níquel muestra dos tendencias diferentes una de alta correlación entre el aumento de los dos metales, la cual esta probablemente asociada con procesos de biodegradación y otra de aumento en el contenido de Níquel sin aumentar proporcionalmente la concentración de Vanadio la cual podría sugerir una variación en facies orgánicas.

En general los contenidos más altos de metales se presentan en campos como Santa Lucía, Tisquirama y Totumal ubicados en la parte norte de la cuenca. No se observa una relación directa entre la profundidad actual de los yacimientos y la gravedad API. Este es un comportamiento típico de cuencas con historias de carga compleja donde se presentan mezclas a partir de más de un pulso de migración y donde la gravedad API actual varía en función de las proporciones de crudo biodegradado y liviano en la mezcla.

4.3.4 HIDROCARBURO POR DESCUBRIR

Se han realizado varios estudios de YTF (Yet To Find) para las diferentes cuencas colombianas incluyendo la del Valle Medio del Magdalena cuyos resultados se presentan en la Tabla 6.

Estudios YTF				
Año	Compañía	Metodología	Hidrocarburo Generado / Disponibles MBP	Hidrocarburo por Descubrir MBP
1998	Ecopetrol	Balance de masas		8.000
2003	Ecopetrol	Balance de masas		2.676
2004	Ecopetrol- AGN	Fractal		3.385
2009	ANH-UIS	Balance de masas (p50)	15.370	
2012	ANH-U NAL	Combinada (p50)	897.000 ¹²	8.325 ¹³
2013	ANH-GEMS	Balance de masas	33.638	16.010
2015	ANH-Kuenca	Combinada (p50)	72.497	10.758

Tabla 6. Estudio de YTF

Fuente: ECOPETROL - ANH

El resultado de los hidrocarburos por descubrir (YTF- Yet To Find) de los estudios que la ANH realizó con la UIS (2009), GEMS (2013) utilizaron la metodología de balance de masas y Kuenka (2015) utilizó la metodología de balance de masas combinado con la metodología de fractales. Los valores p50 de hidrocarburo disponible, calculado por la UIS, ya fueron superados por el Volumen de Petróleo Original En Sitio (POES) de los campos descubiertos en la cuenca.

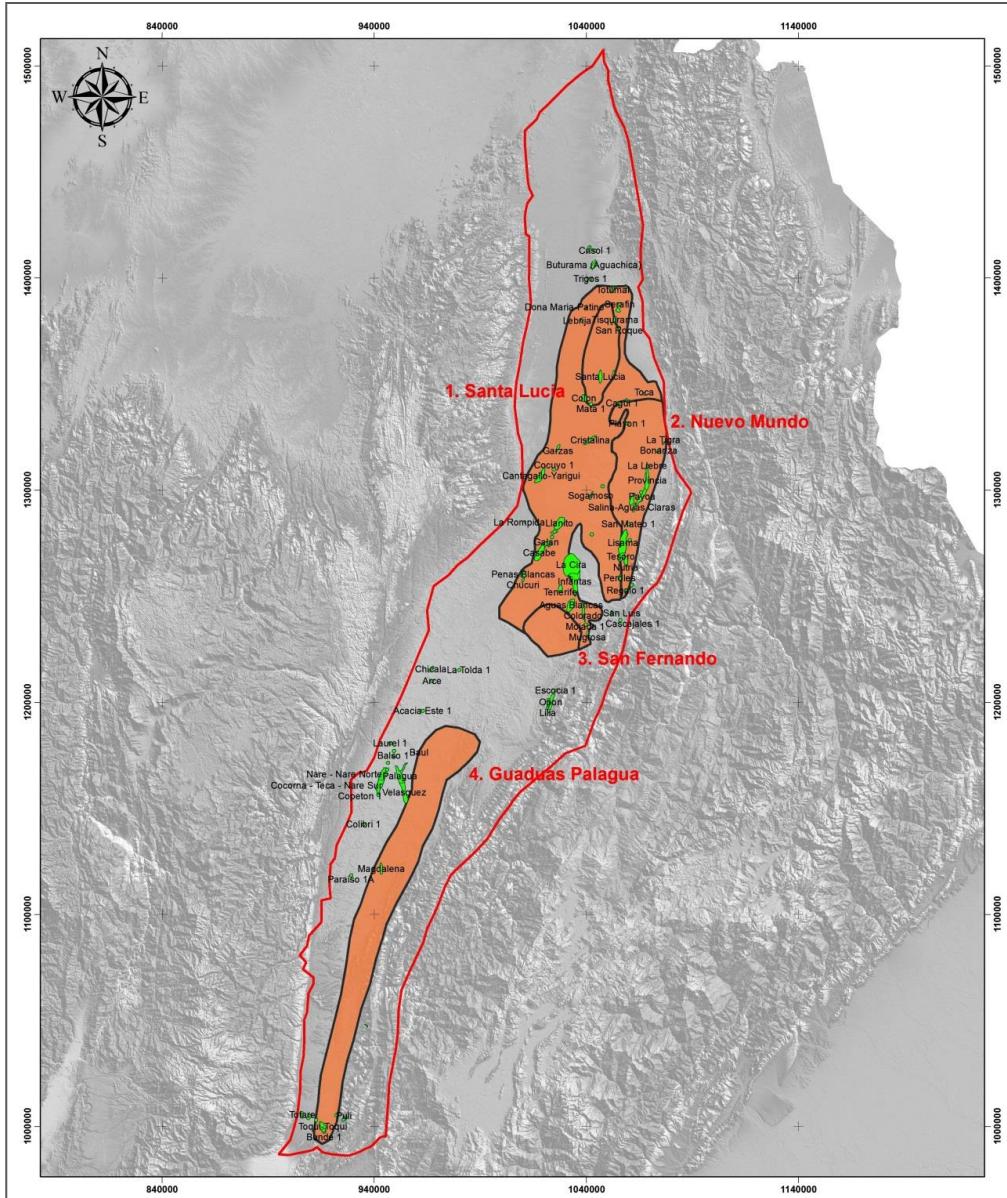
Los otros estudios muestran grandes diferencias principalmente por el área de la cocina de generación (figuras 31, 32 y 34), esto nos muestra la incertidumbre que existe en la cuenca de la continuidad de la roca Generadora. Para este cálculo de Yet To Find usaremos el valor más conservador de hidrocarburos disponibles, ANH-GEMS, 2013, dejando abierta la posibilidad de que el hidrocarburo generado y expulsado pueda ser mayor aumentando la prospectividad de la cuenca.

Habrían hidrocarburos disponibles en la cuenca del Valle Medio del Magdalena por 33.638 MBP y a 2018 se han encontrado hidrocarburos in Situ (POES – Petróleo Original En Sitio) de 17.628 MBP y quedarían por encontrar 16.010 MBP Original En Sitio, un valor muy cercano a lo ya encontrado en la cuenca.

¹² Hidrocarburo Generado

¹³ Metodología Fractal

Figura 34: Áreas de Generación en la Cuenca del Valle Medio del Magdalena.



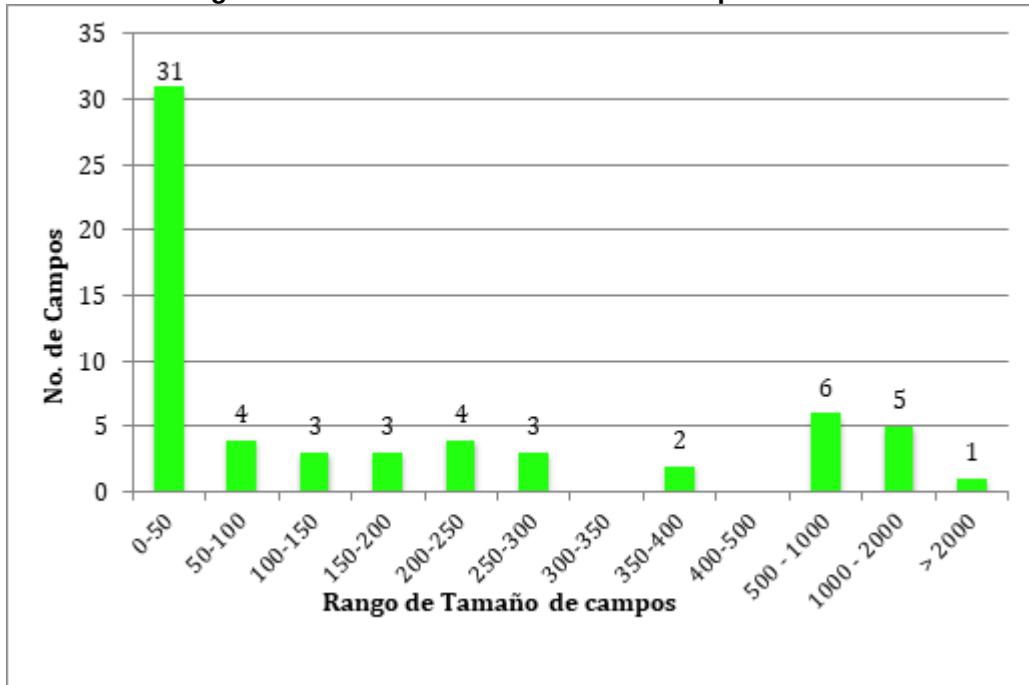
Fuente: Tomada de ANH-Kuenca, 2015.

4.3.5 HISTORIA EXPLORATORIA Y ESCENARIOS DE YTF

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 2.500 MBP.

- 1930's se descubren los campos de La Salina y Lisama con POES cercanos a los 200 MBP.
- 1940's con los descubrimientos de los campos de Cantagalito, Casabe, Palagua, con POES mayores a 1.000 MBP, Velásquez, con POES mayor a 500 MBP y Galán con POES menor a 500 MBP
- 1950's se descubrió el campo de Provincia con POES mayor a 500 MBP.
- 1960's Los campos de Tisquirama y Payoa con POES cercano a 200 MBP, Nare y Cocorná con POES cercano a 150 MBP y el Campo Nutria con POES de 100 MBP
- 1970's se perforaron cerca de 28 pozos con shows de hidrocarburos.
- 1980's Se descubrió el campo Teca con POES mayor de 500 MBP, Los Ángeles con POES menor a 50 MBP, Jazmín con POES mayor a 500 MBP
- 1990's se perforaron 34 pozos exploratorios en la cuenca VMM y se descubrieron algunos campos con POES menor a 1 MBP como los de Liebre y Serafín.
- 2000's se perforaron nuevos conceptos geológicos, como La Cira profundo y se descubrieron nuevos campos pequeños como Arce con POES menor a 1 MBP y campos cercanos a campos existentes como Corazón West con POES menor a 10 MBP y UnderRiver con POES mayor a 200 MBP.
- 2010's se continua probando nuevos conceptos geológicos como los de los campos Aullador, Oso pardo y Mono Araña con POES entre 10 MBP y 25 MBP.

Los tamaños de los campos descubiertos en la cuenca del Valle Medio del Magdalena se presentan en la figura 35.

Figura 35: Distribución de tamaño de campos - VMM.


Fuente: ANH - ECOPETROL

Con la información de la cuenca, su historia exploratoria, su prospectividad y la información de los campos, el volumen POES (Petróleo Original En Sitio) y la proyección de producción con base en el factor de recobro esperado para cada campo, proyectamos que los descubrimientos con los tres escenarios alto, medio y bajo serían:

4.3.5.1 ESCENARIO ALTO

Provincia Norte: Buturama-Los Ángeles:

- Dos (2) campos tipo Acordionero (100 MBP) con un 28,5 % de factor de recobro con un POES de 700 MBP.
- Tres (3) campos tipo San Roque (15 MBP) con un recobro de 15 % para un POES de 300 MBP.

Provincia Centro: Cristalina-La Cira Infantas

- Dos (2) campos tipo Cantagallo (125 MBP), 15 % de factor de recobro con un POES de 1.700 MBP.
- Tres (3) campos tipo Casabe (100 MBP), 20% de factor de recobro con un POES de 1.500 MBP.

Provincia Oriente: Provincia-Lisama- Opón

- Dos (2) campos tipo Payoa (60 MBP), 25% de factor de recobro con un POES de 480 MBP.
- Dos (2) campos tipo Provincia (30 MBP), 25% de factor de recobro con un POES de 240 MBP.

Provincia Occidente: Teca- Nare –Torcaz

- Tres (3) campos tipo Moriche (120 MBP), 10% de factor de recobro con un POES de 3.600 MBP.
- Dos (2) campos tipo Jazmín (60 MBP), 10% de factor de recobro con un POES de 1.200 MBP.
- Dos (2) Campos tipo Girasol (30 MBP), 11% de factor de recobro con un POES de 545 MBP.

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 MBP), 21% de factor de recobro con un POES de 286 MBP.
- Cuatro (4) campos tipo Toqui-Toqui (7 MBP), 15 % de factor de recobro con un POES de 187 MBP.

El reto de este escenario es grande pues se deben encontrar en los próximos 10 años 10.738 MBP de los 16.010 por descubrir, para su desarrollo antes de 25 años.

4.3.5.2 ESCENARIO MEDIO

Provincia Norte: Buturama-Los Ángeles:

- Un (1) campo tipo Acordionero (100 MBP) con un 28,5 % de factor de recobro con un POES de 350 MBP.
- Dos (2) campos tipo San Roque (15 MBP) con un recobro de 15 % para un POES de 200 MBP.

Provincia Centro: Cristalina-La Cira Infantas

- Un (1) campo tipo Cantagallo (125 MBP), 15 % de factor de recobro con un POES de 850 MBP.
- Dos (2) campos tipo Casabe (100 MBP), 20% de factor de recobro con un POES de 1.000 MBP.

Provincia Oriente: Provincia-Lisama- Opón

- Un (1) campo tipo Payoa (60 MBP), 25% de factor de recobro con un POES de 240 MBP.
- Un (1) campo tipo Provincia (30 MBP), 25% de factor de recobro con un POES de 120 MBP.

Provincia Occidente: Teca- Nare –Torcaz

- Dos (2) campos tipo Moriche (120 MBP), 10% de factor de recobro con un POES de 2.400 MBP.
- Un (1) campo tipo Jazmín (60 MBP), 10 % de factor de recobro con un POES de 600 MBP.
- Un (1) Campo tipo Girasol (30 MBP), 11% de factor de recobro con un POES de 273 MBP.

Provincia Sur: Guaduas-Toqui-Toqui.

- Un (1) campo tipo Velásquez (30 MBP), 21% de factor de recobro con un POES de 143 MBP.
- Dos (2) campos tipo Toqui-Toqui (7 MBP), 15 % de factor de recobro con un POES de 94 MBP.

El escenario medio debe descubrir 6.270 millones de barriles de POES es igualmente retador, aunque más alcanzable para un escenario de hallazgos en los próximos 10 años.

4.3.5.3 ESCENARIO BAJO

Provincia Norte: Buturama-Los Ángeles:

- Un (1) campo tipo San Roque (15 MBP) con un recobro de 15 % para un POES de 100 MBP.

Provincia Centro: Cristalina-La Cira Infantas

- Un (1) campo tipo Casabe (100 MBP), 20% de factor de recobro con un POES de 500 MBP.

Provincia Oriente: Provincia-Lisama- Opón

- Un (1) campo tipo Provincia (30 MBP), 25% de factor de recobro con un POES de 120 MBP.

Provincia Occidente: Teca- Nare –Torcaz

- Un (1) campo tipo Moriche (120 MBP), 10% de factor de recobro con un POES de 1.200 MBP.
- Un (1) campo tipo Jazmín (60 MBP), 10 % de factor de recobro con un POES de 600 MBP.
- Un (1) Campo tipo Girasol (30 MBP), 11% de factor de recobro con un POES de 273 MBP.

Provincia Sur: Guaduas-Toqui-Toqui.

- Un (1) campo tipo Toqui-Toqui (7 MBP), 15 % de factor de recobro con un POES de 47 MBP.

En el escenario bajo solo se descubrirían 2.840 millones de barriles de POES para un YTF del orden de 16.010 MBP Total.

4.3.6 VMM – 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.

4.3.6.1 SISTEMA PETROLÍFERO TOTAL (TPS)

La definición convencional de un sistema petrolífero (1994 Magoon & Dow en 2007 AAPG Special, Barnet 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).

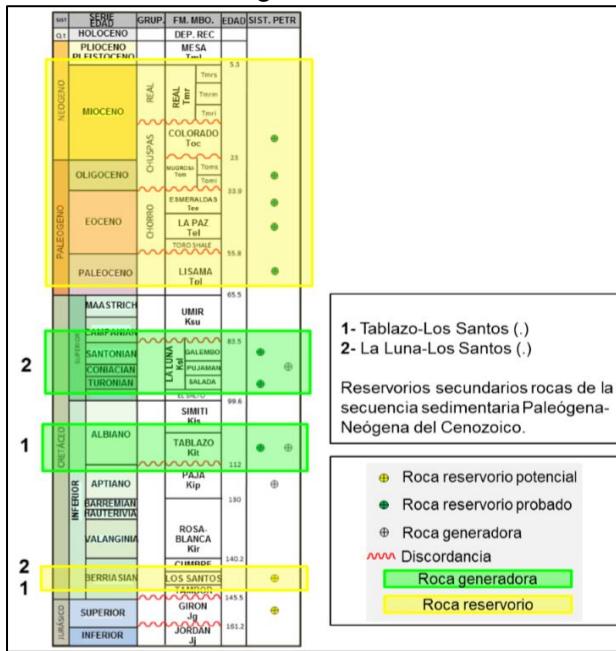
En el Sistema Petrolífero Total (TPS), se incorporan áreas y niveles estratigráficos con potencial petrolero relacionado con zonas termalmente maduras, donde no han sido descubiertas acumulaciones de hidrocarburos.

Las caracterización del nivel estratigráfico donde se incluye la roca fuente y sus correspondientes variaciones litológicas (lito facies), 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 kerogeno 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).

4.3.6.2 DISTRIBUCIÓN ESTATIGRÁFICA DE LAS ROCAS FUENTES PARA YNC

Figura 36: Distribución Estratigráfica de las Rocas Fuentes para YNC.



Fuente: (Guerrero - U Nacional, 2014).

La evaluación de geología y geofísica y la correlación con acumulaciones de hidrocarburos, permiten el reconocimiento de dos niveles estratigráficos de rocas generadoras en el VMM: la formación Tablazo de edad Barremiano – Albiano y la formación La Luna de edad Cenomaniano – Turoniano.

- **TABLATO – SHALE PLAY:** este intervalo estratigráfico, de edad Barremiano – Albiano, se encuentra asociado con el primer evento Anóxico Oceánico (1st OAE – Oceanic Anoxic Event), su litología es principalmente calizas, shale calcáreos y shales depositados en una amplia plataforma.

Las propiedades geoquímicas de este intervalo estratigráfico incluyen un alto potencial de hidrocarburos (COT=3.0 – 14%) promedio 5,3%, bajo índice de hidrógeno (IH= 200 – 250 mg HC/ gr rock), asociado a un Kerogeno tipo III y con índices regionales de vitrinita en el rango de 1.0 – 1, 27% Ro, que los sitúa en la ventana de generación de gas (condensados/gas – seco).

- **LA LUNA – SHALE PLAY (TURONIANO – CENOMANIANO):** este nivel estratigráfico está asociado con el segundo evento Anóxico Oceánico (2nd OAE), representado por una litología homogénea, constituida por shales calcáreos negros, calizas fosilíferas y fosfatos (capas de fosforita), con un espesor variando entre 800-1.000 pies (en la parte axial del depocentro), cuyo contenido de materia orgánica COT; tiene un rango de 4.0 – 6.0%, asociado a un kerogeno tipo II (generador de petróleo), con índices de hidrógeno IH= 350mg HC/gr rock, y madurez termal variando entre 0.7 – 1,2 % índices que sitúan este nivel estratigráfico dentro de la ventana de generación de aceite.

Figura 37: Columna Estratigráfica VMM

UNIDAD	M.	LITOLOGIA	DESCRIPCION LITOLOGICA
Fm. UNIR		Cuberto	
		Cuberto	
MEMBRO GALEMBO	250	Galembo. Biomicrita con alta proporción de bioclastos, pellets fosfáticos, partículas terriegas, intercalado con chert. Porosidad secundaria vugular con abundante kerogeno.	
	2		
	1	Fosforita (pellets, bioclastos, ooides) calcárea, arenosa, con intercalaciones de grainstone arenoso. Fracturas y porosidad intergranular con materia orgánica, finamente dispersadas.	
FORMACION LA LUNA	200	3	Biomicrita con forams, asociados con silice, matriz micritica, lodo fosfático, porosidad secundaria tipo vugular, saturada de kerogeno (80%).
	150	Cuberto	
MIEMBRO PIJUAMANA	150	2	Biomicrita intercalada con margas. Biomicrita con abundante forams, duras, silicificadas con intercalaciones de chert.
	100	1	Biomicritas blandas, intercalada con capas fosfáticas, bajo contenido de cuarzo, matriz micrita, porosidad secundaria, intergranular con kerogeno diseminado.
MIEMBRO SALADA	50	2	A Biomicritas, intervalos parcialmente silicificadas, con intercalaciones depósitos partas, porosidad secundaria, (fracturas), saturadas de kerogeno.
	0	1	Biomicritas intercaladas con capas de chert diagénético (10%), porosidad secundaria, abundante kerogeno (80%) interparticulas.
MDO. E. ALTO		Cuberto	
		Cuberto	

Fuente: (Guerrero - U Nacional, 2014).

- **CARACTERIZACIÓN DEL SIMITI SHALE:** la composición litológica promedio establece un mayor componente en minerales de arcilla (20-70%), limolitas y arenas de grano fino a muy fino (20 -30%) y biomicritas (10%).

Las características físicas imperantes, del shale es ser finamente laminado, con intercalaciones Arenosas y Limolitas, que imprimen en carácter de fisuramiento, la sección fina es de colores negros y grises, con materia orgánica diseminada, muscovita y glauconita. El contenido de materia orgánica es catalogado como regular ($COT = 0.5 - 1.5\%$), el kerógeno tipo II y III; y las relaciones PVT; a la que se encuentra asociado, lo sitúan en zonas termalmente maduras para la generación de recursos de gas.

FORMACIÓN	MIEMBRO	LITOLOGÍA	COMPOSICIÓN	ATRIBUTOS
LA LUNA	GALEMBO	biomicrita	carbonato= 100%	porosidad secundaria, intergranular,
				Kerogeno
		Fosforita	AR= 70% ph= 30%	porosidad secundaria, intergranular y Fracture porosity.
PUJAMANA		biomicritas	carbonato=100%	chert diagenético bajo, % de minerales
		& Chert	si = 100%	arcillosos.
		Biomicritas	carbonato= 100%	bajo % de cuarzo por secundaria vugular.
SALADA		Biomicritas	carbonato 80%	fosforitas diagenético 10% por
			Chert 10%	fracturas kerogeno
		Biomicritas	carbonato=100%	porosidad secundaria interparticulas
				Kerogeno
SIMITI		shale/limolitas	carbonato=70%	finamente laminado, intercalado
			glaucónita=10%	con capas de arena. Fisurado
		Arena= 20:		
TABLAZO		Calizas micriticas min arcillas=20%		capas laminationes, calcáreas con
			forams= 10%	Abundante materia orgánica
			Carbonatos=70%	
		Cuarzo=60%		porosidad intergranular,
		Carbonato= 100%		Secundaria, kerogeno= 80

Tabla 7. VMM – Características Litológicas de las Rocas

Fuente: (Guerrero - U Nacional, 2014).

FM	LA LUNA	TOC%	KEROGENO	IH	IHo	Ro%	OBSERVACIÓN
M Galembo							
Mínimo	1.81	IIS	400	0.57			Roca en la ventana temprana
Promedio	290		600	0.66			de generación de petróleo
Máximo	12.50		977	0.77			generación actual
M Pujamana							
Mínimo	1,01	II/III	191	0.64			Roca madura, situada en la
Promedio	1,71		325	0.75			ventana media de generación
Máximo	5.77		604	0.93			de aceite
M Salada							
Mínimo	0.97	IIS	243	1.00			Roca madura en la ventana
Promedio	2.83		360	1.04			tardía de generación de
Máximo	15,38		634	1.07			petróleo
F Simiti							
Mínimo	0,55	II/III	100	0.71			Roca madurada en la ventana
Promedio	2,60		250	0.83			tardía de generación de crudo
Máximo	14.8		600	0.95			kerogeno tipo III = gas prone
F Tablazo							
Mínimo	0.93	II/III	19	156,7	0.78		Roca madura (ropa = 12%) en
Promedio	3.00		42	644,2	1.29		ventana de generación de gas
-							
Mínimo	13,39		220	1181.8	1.78		petróleo, y condensado

IH = mg HC/gr rock

IHo= Índice de hidrogeno original.

Tabla 8. VMM- Geoquímica de la Roca

Fuente: (Guerrero - U Nacional, 2014).

4.3.6.3 ANÁLISIS CARACTERÍSTICAS LITOLÓGICAS

- La composición litológica, su distribución y porcentaje de los componentes de la roca, determinan desde el punto de vista operativo la factibilidad de fracturamiento, de los carbonatos (Biomicrita, micritas).
- Porcentajes máximos del 30% en contenido de cuarzo o minerales terrígenos, presentes en la matriz de la roca – fuente, son susceptibles de un alto fisuramiento.
- La presencia de cuarzo y carbonatos (más o menos 30%) favorecen el desarrollo de fracturas y microfracturas.
- El porcentaje de arcilla debe ser menor del 30% para que la roca, preserve sus características de fractilidad

4.3.6.4 ANÁLISIS DE LAS CARACTERÍSTICAS GEOQUÍMICAS

- Litofacies de composición textural fina – arcillolitas y shales, de las formaciones La Luna miembro Pujamana, Simiti y Tablazo (sección superior), presentan las características de un "No – Convencional shale – play" debido a:
 - ✓ Depositación en ambientes anóxicos
 - ✓ Buena preservación de la materia orgánica (kerógeno II , III)
 - ✓ Alto porcentaje de COT

Estos tres factores aseguran una buena fractilidad.

- La correlación de parámetros como el COT%, IH, VRo, determinan la magnitud termal del Shale.
- Para la formación La Luna; se presenta una graduación en ventana termal, y en la ventana de generación de crudo, variando de una fase temprana a tardía. La formación Simití por el carácter del kerógeno tipo III es un generador de gas y la formación Tablazo se sitúa en la ventana de generación de condensado y gas.

4.3.6.5 CARACTERIZACIÓN GEOQUÍMICA DE LA ROCA FUENTE

En la presente evaluación, se consideraron 2 intervalos de roca generadora, conformados por la formación Tablazo (intervalo inferior) y la formación La Luna (intervalo superior).

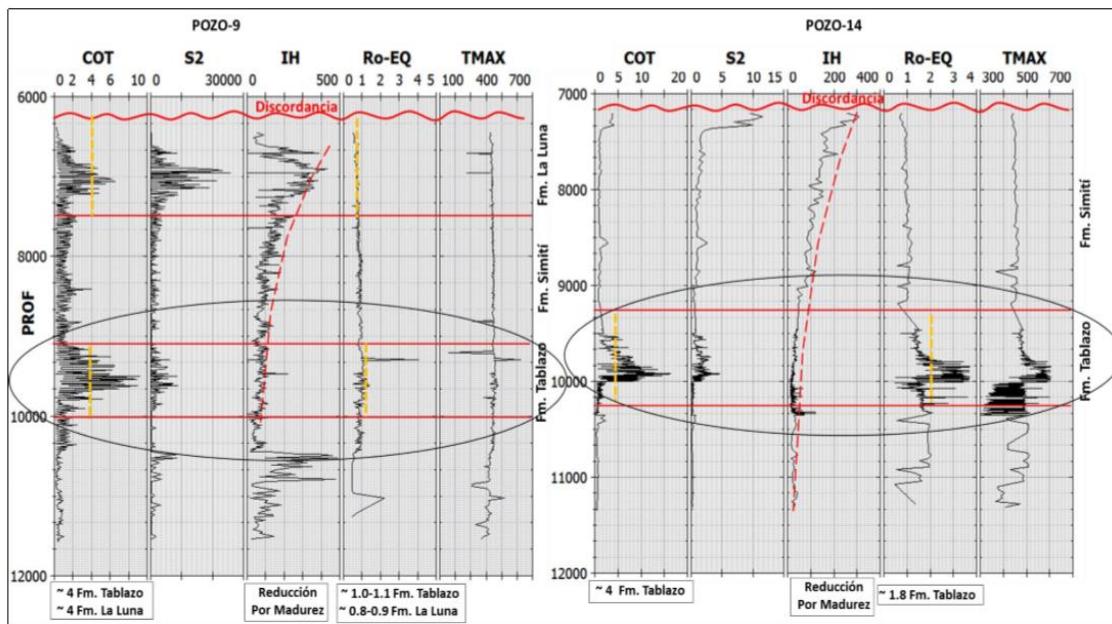
4.3.6.5.1 INTERVALO INFERIOR

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 figura 38, se observan valores buenos en riqueza orgánica, reflejados en los 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 hidrógeno (40 mg HC/ g rock).

El potencial generador de la formación Tablazo se encuentra afectado por el efecto combinado del incremento termal de la madurez por la acción del enterramiento y el aumento del flujo de calor, con una incidencia sobre el índice de hidrógeno disminuyéndolo, y el carbono orgánico total aumentándolo.

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.

Figura 38: Perfil Geoquímico – Intervalo Inferior FM Tablazo.


Fuente: Tomado de (Suarez, 2016).

4.3.6.5.2 INTERVALO SUPERIOR

Lo constituye la secuencia litológica de la formación La Luna, que consiste en una alternancia de lodoletas calcáreas, biomicritas, micritas, capas de chert y fosforitas.

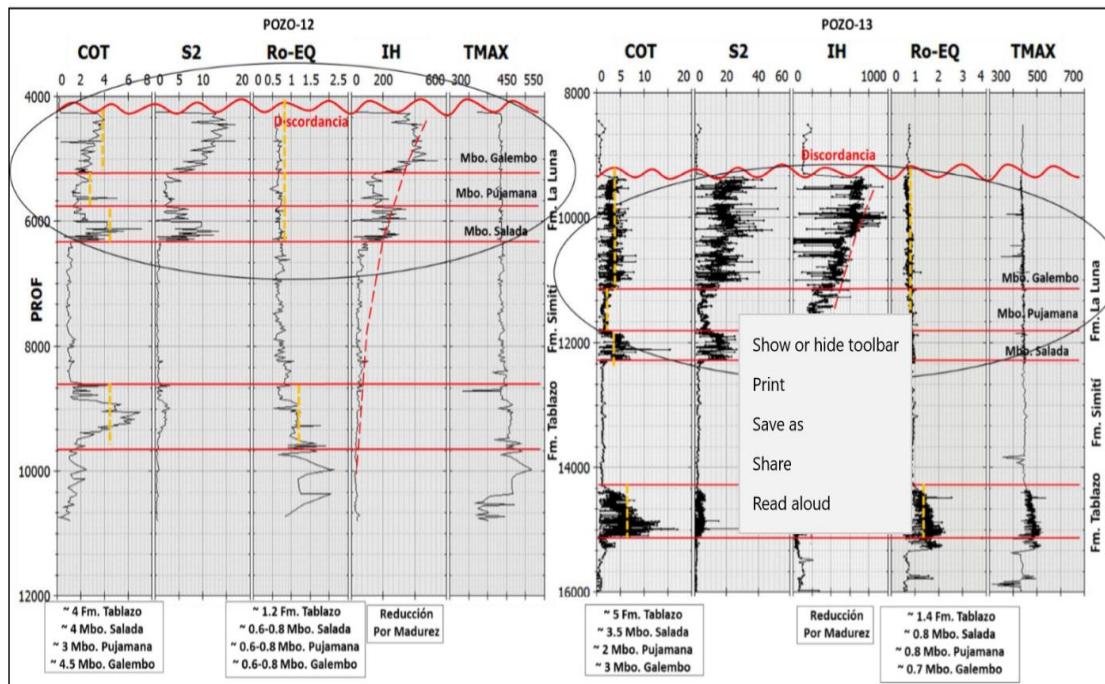
El potencial generador de la roca, está relacionado con el alto valor del contenido orgánico total, (5,17-15,5% COT, valores máximos) y una madurez térmica (0.6-1.07% Ro) que abarca los estados tempranos de generación de aceite hasta los tardíos.

Las concentraciones del índice de hidrógeno (IH) (rango promedio: 325-600mg HC/gr rock) con afinidad a un kerógeno tipo II, consistentes con el ambiente de depósito.

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.

Figura 39: Perfil geoquímico intervalo superior formación la luna.



Fuente: Tomado de (Suarez, 2016)

4.3.6.6 MODELAMIENTO – GENERACIÓN Y MIGRACIÓN DE HC'S.

Se reconocen dos eventos principales de generación y expulsión de hidrocarburos.

4.3.6.6.1 PRIMER EVENTO

Ocurre durante el Cretácico Tardío hasta el Eoceno Temprano (70 – 55 Ma)

- Los reservorios del Eoceno Superior a Mioceno no se habían depositado.
- En este primer pulso de generación un gran porcentaje del hidrocarburo generado se pierde por una ausencia de roca reservorio.
- Un porcentaje se acumula en trampas estratigráficas, localizadas en los flancos de los depocentros cretácicos.
- La tasa de transformación (TR%) que evalúa la generación de hidrocarburos, a partir del porcentaje de hidrocarburos generado con la capacidad original de la roca (%COT), presenta valores del 83 – 94%.

INTERVALO	FORMACIÓN	MASA (M.TONS)	TR%
Inferior	Tablazo	30.000	94%
	Salada	10.000	38%
Superior	Pujamana	4.000	30%
	Galembo	2.300	11%
TOTAL		46.300	

MTONS = Megatoneladas

Tabla 9. Masa de Hidrocarburos Generados (M.TONS)

4.3.6.6.2 SEGUNDO EVENTO

Comprende el periodo de 50 -0 Ma (finales del Eoceno hasta el presente).

- Presenta dos pulsos de generación:

Primer Pulso		Segundo Pulso	
Tiempo	38-25 Ma		10-5 Ma
Edad	Oligoceno		Mioceno
	Salada 16.500 Mtons	Salada 17.000 Mtons	
	Galembo 10.800 Mtons	Galembo 13.500 Mtons	
	Pujamana 2.200 Mtons	Pujamana 2.500 Mtons	
	Tablazo 30 Mtons	Tablazo 20 Mtons	

- El intervalo inferior (Fm Tablazo), en el intervalo del cretácico tardío al paleoceno (70-60 Ma) no genera hidrocarburos a causa de los valores de la reflectancia de la vitrinita ($Ro = 0.5\%$), que los califica como inmaduros.
- La taza de transformación del intervalo superior es diferente, variando a causa de las diferencias litofaciales y el estado termal del área:

INTERVALO	FORMACIÓN	MASA (M.TONS)	(TR%)
Superior	Salada	33.500	(45-70%)
	Galembo	24.300	(24-50%)
	Pujamana	4.700	(25-61%)
Inferior	Tablazo	50	(95%)
TOTAL		62.550	

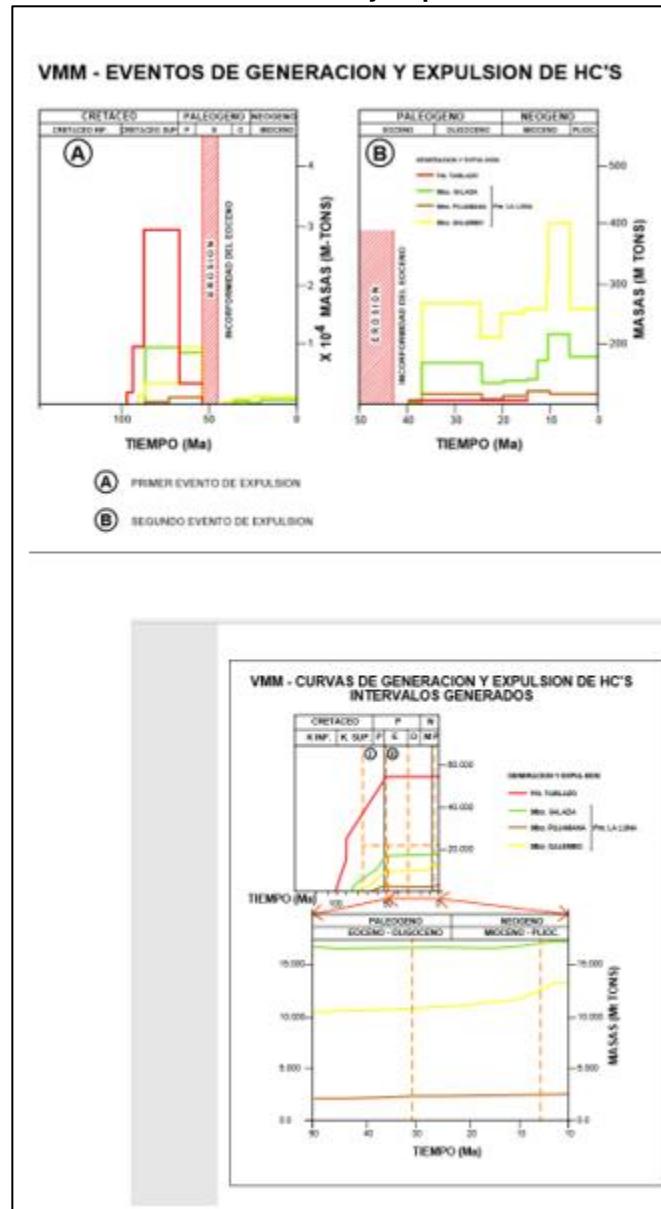
factor de conversión: IM TONS = 683,898,91 BOE

(45-70%) (Primer pulso – Segundo pulso)

Tabla 10. Segundo evento – masa de hidrocarburos generados y (TR%)

4.3.6.6.3 EVENTOS DE GENERACIÓN Y EXPULSIÓN DE HIDROCARBUROS

Figura 40: Eventos de Generación y Expulsión de Hidrocarburos.



Fuente: Tomado de (Suarez, 2016)

El análisis, permite concluir que el intervalo superior dispone, de un porcentaje aproximado del 50% por hidrocarburos a generar; por lo cual las actividades de geología y geofísica (G & G) deben estar focalizadas en encontrar las mejores condiciones termales, para la prospección de yacimientos no convencionales en roca generadora.

Para el intervalo inferior, la potencialidad de la formación Tablazo, debe dirigirse a la prospección de los depocentros cretácicos particularmente los situados en la zona axial.

Distribución de los componentes de hidrocarburos, el modelamiento (Suarez, 2016) determina una distribución de los componentes de hidrocarburos aportados durante la generación.

COMPONENTE	INT INFERIOR		INT SUPERIOR					
	TABLAZO		GALEMBO		PUJAMANA		SALADA	
	A	B	A	B	A	B	A	B
METANO	41,36	3587,7	0,01	1,0	-	0,18	3,12	270,98
C2-C5	50,37	4368,0	0,06	5,23	0,01	0,72	4,46	386,49
C6-C14	0,23	19,8	0,00	0,03	-	-	0,02	1,63
C – 15	0,32	280,2	0,00	0,05	-	0,01	0,03	2,95

A= porcentaje

B= volumen MBP

Tabla 11- Distribución de los Componentes de Hidrocarburos

El intervalo generador inferior (Fm Tablazo) es el principal aporte de fracciones de gas y componentes de hidrocarburos livianos, debido a las características de la roca.

El intervalo generador superior, genera principalmente hidrocarburos medios (22-33º API) y livianos debido a la variabilidad de litofacies (biomicritas, micritas, fosforitas), con alto contenido orgánico y localizados en diferentes estados termales de la ventana de generación.

4.3.6.6.4 POTENCIAL DE YNC (YRG) – QUE TAN GRANDE ES EL PLAY?

El estimativo del potencial de hidrocarburos, generados, proveniente de 3 unidades estratigráficas relacionadas con depocentros (sweet spot) y el área de expansión del sistema de petrolífero total, se detallan en la tabla 12:

	ESTIMATIVO 2013	ESTIMATIVO 2015
VARIABLES		
Área (km ²)	10,331	9,500
Hc's Generados VMM (MBPE)	295,512	1,023,279
Hc's YNC VMM (45%) (MBPE)	132,980	460,476

Tabla 12. Potencial de YNC - en Roca generadora (YRG)

Considerando un factor de recobro de 1.5%, habría recursos entre 2.000 y 7.000 MBPE.

El área de las cocinas o depocentros fue definido a partir de mapas estructurales en profundidad del intervalo generador y el modelamiento de madurez, la diferencia en la metodología de los estudios comparados es que para el 2013, el área se consideró como constante en los modelamientos de Montecarlo y en el estudio de 2015 el área fue tratada probabilísticamente con una distribución Log normal en la simulación de Montecarlo.

VARIABLES	ESTIMATIVO 2013 – ÁREA				
	DEPOCENTROS				
SANTA LUCIA – TISQUIRAMA		NUEVO MUNDO - LA SALINA	SAN FERNANDO	GUADUAS - PALAGUA	TOTAL
Área (Km2) La Luna	324	1,490	100	2,000	3,914
Área (Km2) Simití	570	1,568	265		2,403
Área (Km2) Tablazo	1,616	1,647	751		4,014
Total	2,510	4,705	1,116	2,000	10,331

ESTIMATIVO 2015 – ÁREA					
VARIABLES	DEPOCENTROS				
	SANTA LUCIA – TISQUIRAMA	NUEVO MUNDO - LA SALINA	SAN FERNANDO	GUADUAS - PALAGUA	TOTAL
Área (Km2)	2,600	3,500	1,400	2,000	9,500

ESTIMATIVO 2013 – HC'S GENERADOS				
	FORMACIONES			
VARIABLE	LA LUNA	SIMITI	TABLAZO	TOTAL
Área (Km2)	3,914	2,403	4,014	10,331
Hc's Generados (MBPE)	190,057	23,230	82,225	295,512

ESTIMATIVO 2015 – HC'S GENERADOS					
	DEPOCENTROS				
VARIABLES	SANTA LUCIA - TISQUIRAMA	NUEVO MUNDO - LA SALINA	SAN FERNANDO	GUADUAS - PALAGUA	TOTAL
Área (Km2)	2,600	3,500	1,400	2,000	9,500
Hc's Generados La Luna (MBPE)	64,331	189,300	54,009	182,246	489,886
Hc's Generados Tablazo (MBPE)	132,239	311,459	89,695		533,393

Tabla 13. Potencial de YNC – Estimativos

- La combinación de los factores de calidad pueden determinar áreas "Sweet Spot" que producen altas tasas de retorno bajo una tecnología correctamente empleada. Normalmente estas áreas representan el 20% del área total (extensión estratigráfica) del sistema petrolífero, con tasas de producción del 50% al 70% de recurso.
- Los estimativos del potencial de hidrocarburos versión 2015, permiten visualizar una óptima explotación del recurso, dado la significativa calidad de la roca de la formación La Luna, clasificada por la industria como "clase mundial".

4.3.6.6.5 GENERACIÓN, EXPULSIÓN Y TASA DE TRANSFORMACIÓN DE HIDROCARBUROS RESUMEN

Figura 41: Generación, Expulsión y Tasa de Transformación de Hidrocarburos.

VMM - GENERACION & EXPULSION, TASA DE TRANSFORMACION DE HC'S											
(A) GENERACION & EXPULSION											
EVENTO		1 2 2+									
EDAD (Ma)	100 90 80 70 60	50 40	30	20	10	0					
INTERVALO SUPERIOR											
GALEMBO		2.300		10.800			13.500				
PUJAMANA		4.000		2.200			2.500				
SALADA		10.000		16.500			17.000				
INTERVALO INFERIOR											
TABLAZO		30.000		0.03			0.02				
TOTAL (M TON.) APROX.		46.300		29.530			33.020				
(B) TASA DE TRANSFORMACION (TR %)											
INTERVALO SUPERIOR											
GALEMBO %		5/10 11 18 23		23			24				
PUJAMANA %		13 30 41 44		45			45				
SALADA %		25 88 65 66		66			68				
INTERVALO INFERIOR											
TABLAZO %	5 26 56	84 94 96	97	97							
FACTOR DE EQUIVALENCIA											
1 M TON = 683.898.91 BOE											

Fuente: J. Escobar

VMM – POTENCIAL DE YACIMIENTOS NO CONVENCIONALES (YNC)

A – UNIDAD ESTRATIGRÁFICA LA LUNA (TURONIAN – CONIACIAN).

	MORALES-1	MUGROSA-5	INFANTAS 1613	PICOS	TOTUMAL-1	COCUYO-1 P	PROMETEO-1	GUANEL	CASCAJALES-1	CASABE	LLANITO1	CATALINA
Espesor	170	600	210	650	200	560	1000	180	1320	450	280	68
Prof Pies	4,3-4,5k	3,0-3,6k	6,0-6,3k	4,3-5,0k	7,3-8,7k	12,3-12,9k	7,6-9,5k	8,2-8,6k	5,2-6,5k	6,7-7,2k	3,89	3,42
Cot(%)	3,08	1,5-3,76	3,65	3,76	3,55	2,52	1.00	3,70	2,62	3,7	3,89	3,42
Kerogeno	II/III	III	II	II	II	II	II	II	II	II	II	II
Madurez	0.63	0.70	0.94	0.94	0,62	0,72	1,00	0,63	0,92	0,61	1,10	0.74
IH	36	23	-	130	24	-	369-674	-	-	308	1,70	-
Porosidad	1,1%	5%	7	4	1,2	-	7	7	6	2%	-	-
Generador	gas	gas	petróleo	petróleo	petróleo	petróleo	petróleo	petróleo	petróleo	petróleo	petróleo	petróleo

Tabla 14. Potencial YNC La Luna

B – UNIDAD ESTRATIGRÁFICA – SIMITI SHALE (ALBINO)

VARIABLE	MORALES-1	NOREANT	PICO-1	TOTUMAL-1	CASABE	BOSQUES-1	BUTURAMA	LLANITO	PICO
Espesor	700	820	420	1000	140	150	200	648	600
Profundidad	5,3-6,1k	4,4-5,3k	5,1-5,7k	8,7-10,1k	7,4-9,1k	10,4-12,0k	5,7-6,4k	10,1-11,1k	5,1-5,8k
Cot	2,7-3,8	1,34	2,59	1,51	2,2	2,4	-	-	0.50
Kerogeno	II/III	II/III	II/III	II/III	II/III	II	-	II/III	II/III
Madurez	0,71	0,99	0,84	0,88	0,82-1,31	1,25	-	0,76	0,65
IH	25	195	431	71	142	77	-	65	-
Porosidad	1,2	1,3	7	1,1	1,5	-	-	-	-
Generador	oil/gas	oil/gas	oil/gas	oil/gas	oil/gas	oil	-	oil/gas	-

Tabla 15. Potencial YNC Simití

C – UNIDAD ESTRATIGRÁFICA – TABLAZO (APTIAN – ALBIAN).

VARIABLE	MORALES-1	NOREAN-1	CAQUI-1	GUANE1	SABALO-1	BOSQUES-1	CASABE	CASCAJALES-1	LLANITO-1
Espesor	200	300	180	240	800	325	430	660	255
Profundidad	6,1-6,3k	5,3-5,6	11,6-11,9k	10,3-11,0k	7,8-8,6k	11,1-12,2k	9,1-10,0k	9,6-9,3k	12,3-13,1k
Cot	1,07	2,30	4,20	4,57	4,34	3,89	6,26	2,42	1,88
Kerogeno	II/III	II/III	II	II	II	II	II	II	III
Madurez	0,86	0,90	0,64	1,1	1,0	1,59	1,40	1,2	0,86
IH	-	150	-	-	-	-	-	-	84
Porosidad	-	1,1	-	-	-	-	-	-	1,1
Generador	gas	gas	oil	oil	oil	oil	oil	oil	gas

Tabla 16. Potencial YNC Tablazo.

4.3.7 EVALUACIÓN DE APORTE VOLUMÉTRICO DE RESERVAS Y PRODUCCIÓN DE LA CUENCA DEL VALLE MEDIO DEL MAGDALENA EN PETRÓLEO Y GAS.

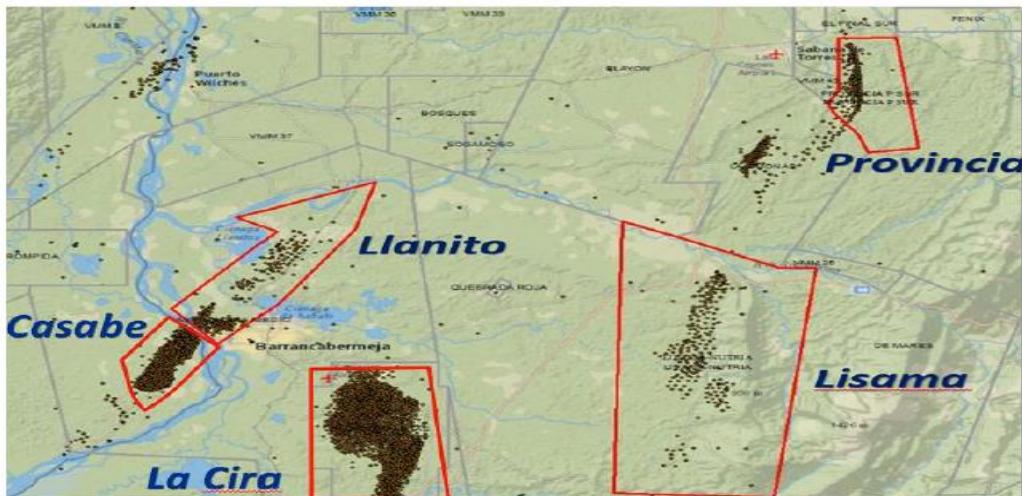
La cuenca del Valle Medio del Magdalena históricamente fue la más importante del país hasta los hallazgos en la Cuenca de los Llanos Orientales de los campos de Apiay - Ariari por parte de Ecopetrol y Caño Limón por parte de la compañía Occidental (OXY) en la década de los 80.

Con el incremento de precios y los volúmenes originales estimados en la década del 2000, Ecopetrol inició una validación del conocimiento geológico y la estrategia de explotación, primaria y secundaria. Igualmente un nuevo escenario de precios

desde el año 2003 llevó a alianzas estratégicas de inversión y tecnología con OXY y Schlumberger en los campos La Cira y Casabe. A medida que avanzaron exitosamente estas alianzas, Ecopetrol desarrolló de manera directa otro proyecto de recuperación secundaria con mejor tecnología en el campo Yariguí-Cantagallo. Los campos mencionados pasaron de producción inferiores a los 5.000 BPPD a producciones por campo por encima de los 20.000 BPPD, en particular el campo La Cira se proyecta por encima de los 50.000 BPPD.

De la revisión realizada y la actualización de conocimiento en los Campos que se consideran maduros por tener entre 50 y 100 años de explotación, se determinó que su verdadero potencial y recobro no eran tan maduros, y en concordancia se aumentaron los estimados de Petróleo Original en sitio en La Cira-Infantas, Yariguí-Cantagallo, Llanito-Gala-Galán que muestran un mismo tren que se extiende hasta el campo Casabe, y recientemente Nutria-Tesoro-Peroles. Todas estas áreas en la provincia Central definida en el marco de depositación de esta Cuenca.

Figura 42: Trenes de Acumulación Campos VMM Provincia Central.



Fuente: Presentación WEB de Ecopetrol septiembre de 2018.

La figura 42 claramente muestra que hay que seguir los trenes de deposición. En este momento el reto de corto plazo es el de desarrollar el incremento del área de los trenes de deposición que se pensaba eran de menor extensión, areal y vertical, y aumentar los factores de recobro en estos campos.

En los campos de La Cira, Cantagallo y Casabe se estima un recobro cercano al 20% con una explotación de más de medio siglo y se proyecta que puedan alcanzar

recobros en el largo plazo de un 30%. En los campos de los trenes de Llanito-Gala-Galán y Nutria-Tesoro-Peroles el recobro aún está entre el 8 y 15 % y hay todavía mucho trabajo por delante para recuperar las reservas en estas áreas.

Hay que tener en cuenta que la mayor explotación en los campos La Cira e Infantas se ha realizado sobre los paquetes arenosos descritos como Zona C, y se está regresando a la explotación sobre las zonas A y B, que no han tenido el mismo grado de explotación, a nivel de estas arenas el factor de recobro es inferior al estimado como promedio.

En La Cira y Yariguí – Cantagallo se adelantan igualmente proyectos de inyección con polímeros con resultados técnicos positivos que aumentan las probabilidades para incrementos en el factor de recobro del 30% o superiores.

En otros campos como Payoa y Provincia se están iniciando proyectos de producción incremental que tienen altas posibilidades de éxito técnico. Con nuevos pozos y aplicación de nuevas tecnologías en el corto plazo muy seguramente en estos campos de la provincia geológica oriental del área habrá un incremento en los volúmenes a recuperar.

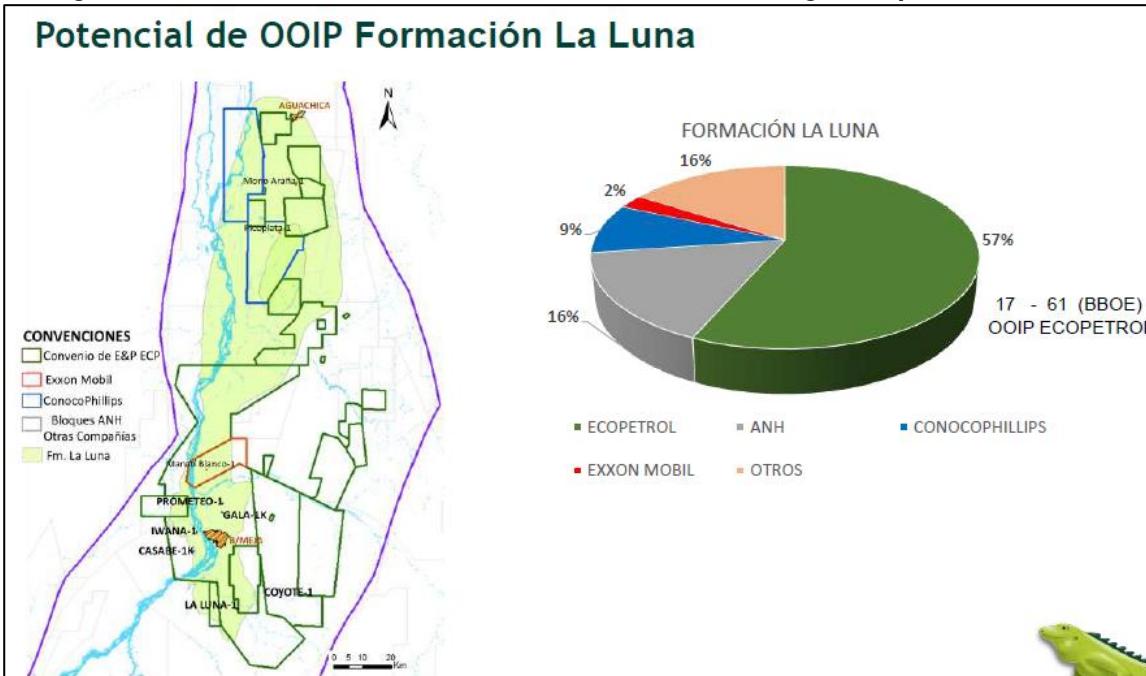
En estos campos falta llevar a cabo una exploración más profunda buscando el cretáceo, que es un reto pendiente por décadas y que tendría la expectativa positiva de posibilidades de crudos livianos con alta relación gas - aceite.

Una de estas áreas se ve altamente afectada por el accidente que se produjo en el pozo Lisama – 158, y el campo Lisama objetivo de seguimiento en su tren de depositación tendrá una afectación en el tiempo para volver a generar las evaluaciones para valorar sus posibilidades de potencial adicional. Se podrá volver sobre la explotación del área una vez se restituya la confianza de la comunidad y se siga demostrando que en casi 100 años no se había presentado un evento de esta magnitud, el cual influyó el mal clima que incrementó los caudales en caños y vertientes desde la Lisama a los ríos Sogamoso o Magdalena.

Por otra parte, existe mucha prevención por los efectos nocivos de la explotación de los yacimientos no convencionales por la propaganda generada sin tener todavía bases técnicas sólidas que los soporten y confirmen. Esta situación requiere que la industria y el estado den respuestas oportunas y contundentes a desinformación sobre el tema. Los gremios de la industria, la Agencia Nacional de Hidrocarburos y las empresas operadoras en particular Ecopetrol ha empezado a llevar a cabo diferentes sesiones de debate para que la discusión esté argumentada y se tomen las mejores decisiones para el futuro de las nuevas generaciones del país.

La realidad es que existen fundamentos para esperar en Yacimientos de roca Generadora (YRG) o Yacimientos No Convencionales (YNC) acumulaciones enormes en el subsuelo de la Cuenca a nivel del Cretáceo particularmente en las formaciones La Luna y Tablazo. Estas Rocas han generado una gran parte de los hidrocarburos encontrados en Colombia y Venezuela.

Figura 43: Potencial de OOIP La Luna, Presentación Estrategia Ecopetrol 2020-2030.



Fuente: Presentación ECOPETROL Universidad Nacional 2017.

Los estimativos de Ecopetrol plantean entre 17 y 61 billones de POES en la formación La Luna. El valor de 17 billones corresponde a prácticamente todo el POES descubierto en la cuenca (18 billones) en 100 años de actividad petrolera. El valor de 61 billones es equivalente a un valor un poco superior a todo el POES descubierto en Colombia del orden de 60.000 millones de barriles. La insistencia de compañías del nivel técnico y reputacional de Exxon Mobil y ConocoPhillips, así como el paso de Shell por el área, indican la solidez de la expectativa.

Igualmente la formación Tablazo en la figura 44, tiene una potencialidad importante estimada por Ecopetrol entre 13 y 33 billones de barriles. De esta formación

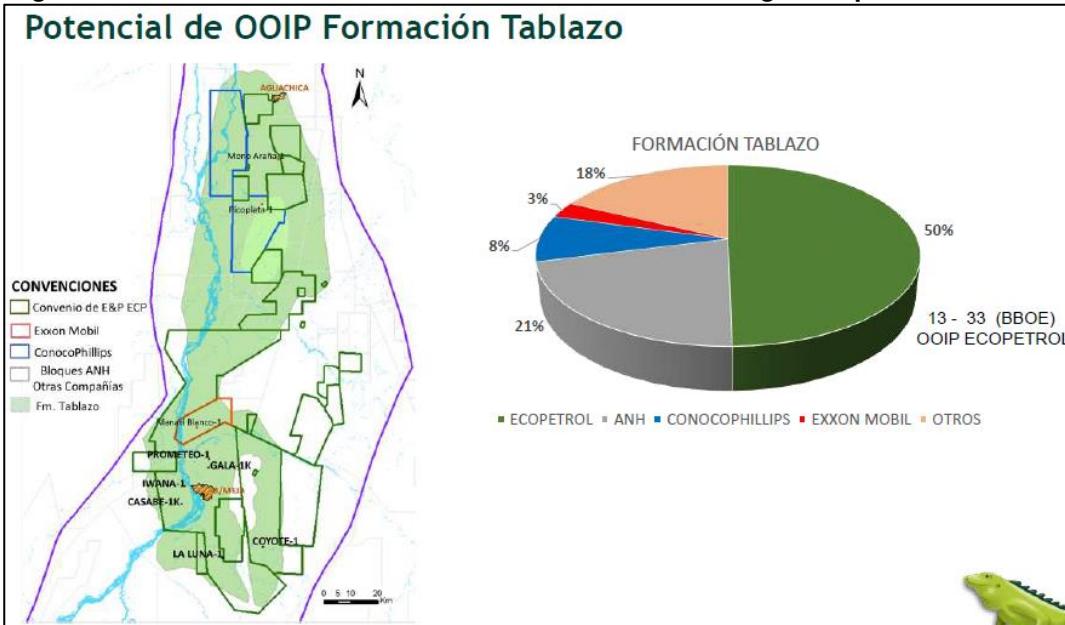
igualmente se estima que se podrían encontrar un 20% de este volumen como gas entre 6 y 20 Terapies cúbicos.

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

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

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

Figura 44: Potencial de OOIP Tablazo. Presentación Estrategia Ecopetrol 2020-2030.



Fuente: Presentación ECOPETROL Universidad Nacional 2017.

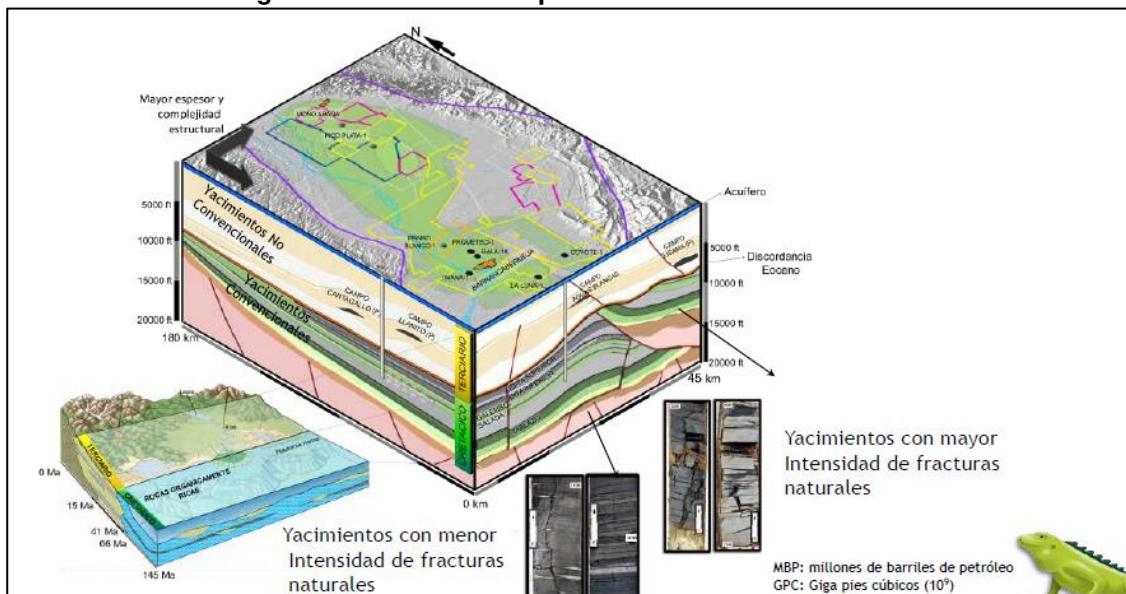
Vale la pena acotar que dada la profundidad a la que se han encontrado las mencionadas formaciones a más de 8.000 pies se generan las barreras naturales

necesarias por encima de esa formación con diversas zonas impermeables de arcillas que hacen imposible la comunicación entre las estas zonas y las acumulaciones de agua dulce para usos de seres vivos en el suelo.

De otro lado están las barreras mecánicas que produce la cementación de los pozos, y en las cuales hay desde el inicio de la industria tecnología que se ha fortalecido para evaluar la calidad del cemento que aísla las formaciones del interior de las tuberías de acero.

Igualmente, estas tuberías son probadas a altas temperaturas y presiones para no tener riesgos de colapsos como los que se presentaron en el pasado en pozos viejos conexiones por roturas.

Figura 45: Modelo de deposición YNC cuenca VMM.



Fuente: Presentación ECOPETROL Universidad Nacional 2017.

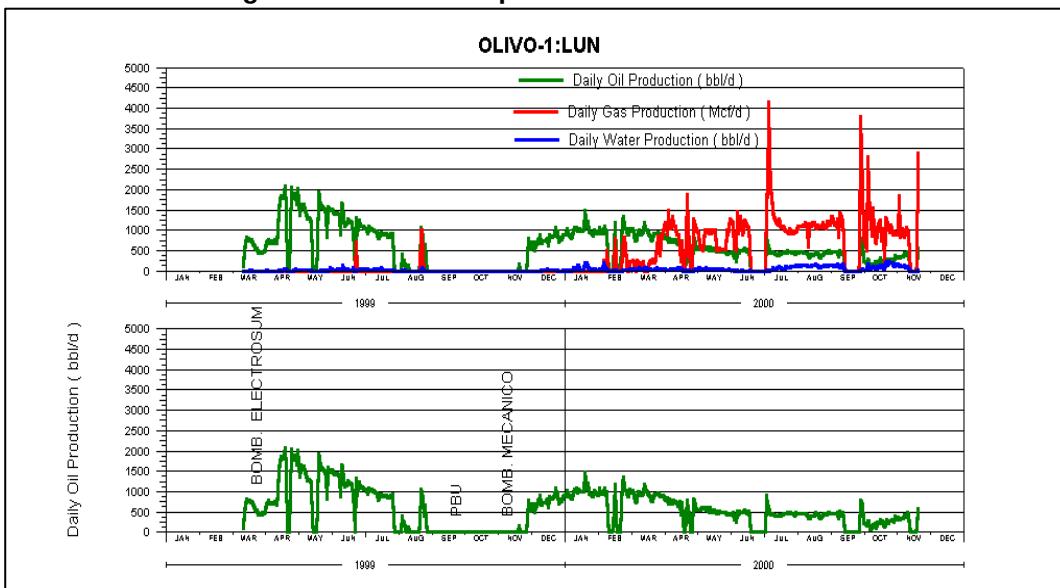
Igualmente, en las muestras de corazones de los pozos que han alcanzado las profundidades al nivel del cretáceo se encuentra que hay evidencias de fracturas naturales en estos Yacimientos en Roca Generadora (YRG). Eso significa que su explotación requeriría de fracturamiento a una escala inferior a la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

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

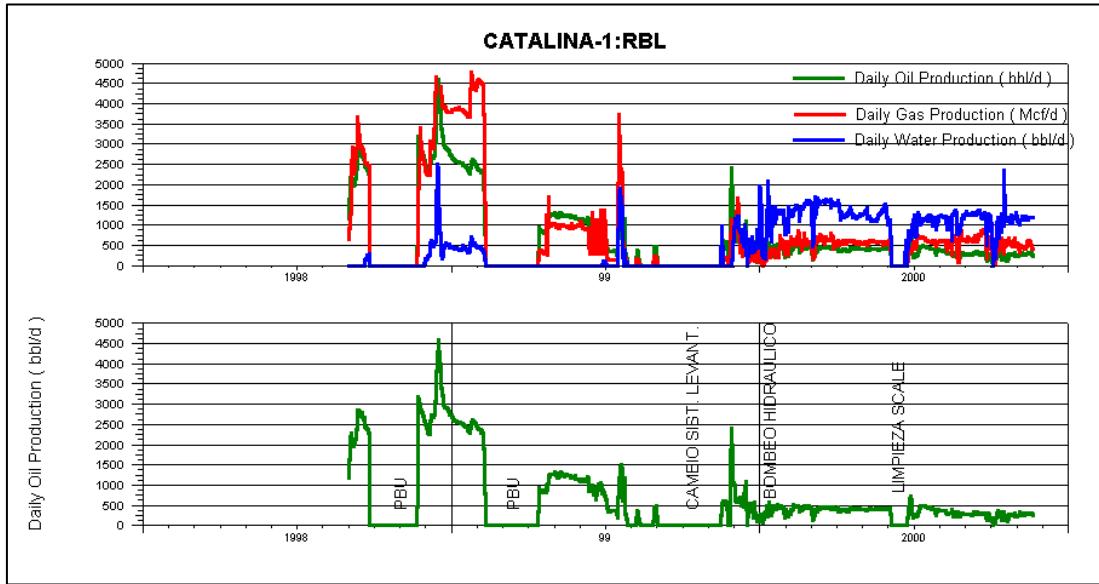
Es importante no olvidar otros yacimientos que no tienen el mismo espesor esperado por los pozos perforados como Simití y Salada pero que podrían ser importantes para la producción futura de gas, el hidrocarburo que se prevé será el más importante entre el 2040 y 2050.

Vale la pena recordar que estos yacimientos y su explotación no es nueva. En la provincia norte de depositación se encontró al nivel del cretáceo un yacimiento productor por parte de Ecopetrol en el campo Buturama, que se mantuvo durante muchos años cerrado hasta que en los años 1999 y 2000 los pozos Catalina y Olivo, perforados por la empresa Harken como operadora del contrato de asociación con Ecopetrol, mostraron un importante potencial con producciones iniciales entre 2.000 y 4.500 BPPD. Como a ese momento hubo muchas incertidumbres sobre el yacimiento encontrado, con altas producciones al inicio y declinaciones rápidas en producción de las formaciones Rosa Blanca y La Luna, no se realizaron los trabajos de fracturamiento que permitieran conocer el potencial real.

Figura 46: Historia de producción Pozo Olivo 1. 1999-2000.



Fuente: Harken - Ecopetrol

Figura 47: Historia de producción Pozo Catalina 1.1999-2000.


Fuente: Harken - Ecopetrol

En la Provincia Occidental de depositación de la Cuenca del Valle Medio se encuentran depósitos de formaciones del terciario sobre el basamento, con formaciones de crudos pesados entre 11 y 20 °API. En Petróleo Original en Sitio, es la segunda provincia de la Cuenca con los campos de Velásquez, Palagua, y Moriche de la asociación Nare, en un tren de deposición sobre la falla de Velásquez. Este tren de deposición se cruza con otro de los campos Teca, Nare, Jazmín, Girasol y Abarco igualmente de la Asociación Nare.

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

Está provincia por las características de la roca y sus fluidos ha sido estimulada con inyección de vapor desde la década de los años 60, en la concesión Nare. Con la entrada en vigencia de los contratos de asociación se firmaron los contratos de Teca y Cocorná. Teca terminó su contrato en el año 2008 entre Mansarovar y Ecopetrol, para luego firmarse un contrato de Colaboración Empresarial con la empresa OXY en el año 2014, con el compromiso de realizar un proyecto piloto de inyección continua de vapor, que ha sido exitoso técnicamente.

Igualmente, en la Asociación Nare, en el campo Jazmín se llevó a cabo un proyecto piloto de inyección continua con vapor exitoso, pero existe un reto contractual

porque el periodo de asociación termina en el año 2021, y no hay hasta la fecha acuerdo con Ecopetrol para extender el contrato.

Otro factor crítico para la adición de volúmenes de reservas y producción en esta Provincia occidental de la Cuenca Valle Medio, es la disponibilidad de gas para continuar los exitosos proyectos piloto de inyección continua. Se estima que por proyecto se requerirían entre 50 y 60 MPCGD de gas.

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

4.3.8 PROYECCIONES DE PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO CUENCA VALLE MEDIO DEL MAGDALENA

La cuenca del Valle Medio del Magdalena tiene una importancia estratégica para el país. En ella confluyen la refinería más importante en Barrancabermeja, la atraviesan los ductos para transporte de crudo, productos y gas de mayor capacidad y cuenta además con transporte aéreo, férreo, fluvial en el río Magdalena y una importante red de carreteras que la conectan con gran parte del país en especial la Costa Atlántica y el centro.

Tiene la opción si se logran hacer las pruebas correspondientes y se lleva a cabo de manera exitosa el desarrollo de los Yacimientos en las Rocas Generadoras (YRG) de La Luna y Tablazo, de volver a ser la cuenca con mayor producción en Colombia.

En materia de Gas, este hidrocarburo no fue suficientemente aprovechado en el tiempo que tuvo producciones asociadas importantes en los máximos de producción de los campos Provincia, Payoa y Lisama, y una parte fue más utilizado en los 60s y 70s en labores del campo y quema. Si los estimativos de entre un 15 - 20 % de éxito en los hidrocarburos en roca generadora se cumplen pasará a ser una fuente importante de abastecimiento de este energético

Teniendo en cuenta la información compartida en esta sección de expectativas de hallazgos exploratorios, del eventual desarrollo de Yacimientos en Roca

Generadora, y los pronósticos de reservas y recursos contingentes de Petróleo y gas, a continuación, se presentan los escenarios alto, medio y bajo de producción:

4.3.8.1 ESCENARIO ALTO

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

Ecopetrol plantea la posibilidad de adicionar recursos entre 2,4 y 7,4 billones de barriles. En este escenario se desarrollarían los 2,3 billones de barriles del estimativo bajo, en un área equivalente a 3 veces el área actual de La Cira. De llevarse a cabo las pruebas e iniciar la explotación comercial de estos YRG, el escenario podría ir hasta la explotación de 7 a 8 billones de barriles, con una agregación de producción de más de un millón de barriles por día. Tal y como se viene avanzando en el proceso solo hasta dentro de unos 6 a 10 años se confirmaría el potencial. Solamente una decisión contundente de los diferentes actores a favor del desarrollo de estos hidrocarburos reduciría los tiempos a entre 3 y 5 años de pruebas y dimensionamiento de los yacimientos.

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

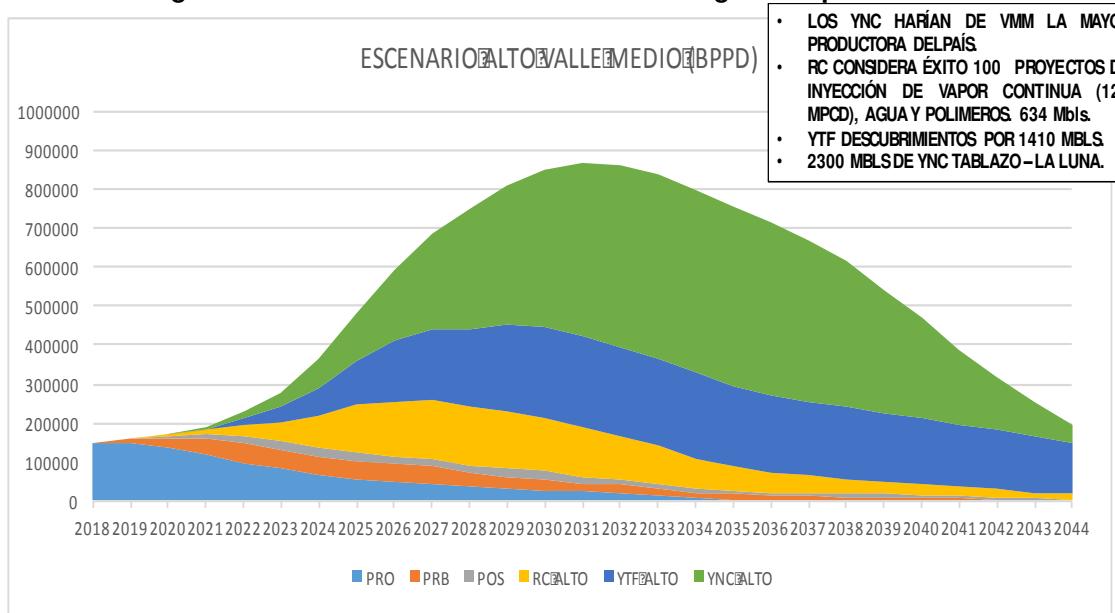
El YTF cuenta con avances concretos de resultados recientes como Búfalo-1, Ayombero-1 y Chuirá-3. Igualmente existe un área con expectativas pero poca actividad exploratoria que es la de las Quinchas que está localizada en medio de los campos Moriche y Chicalá de la Asociación Nare, este último campo sin desarrollar por razones logísticas e infraestructura para inyectar vapor.

La cuenca requiere activar las provincias al norte y occidente en materia exploratoria. Parex desarrolla un programa sísmico en el VMM-9 que podría entregar algunas opciones en el occidente, y existe actividad de las empresas Grantierra en Midas y La luna Oil en el VMM-4 que podrían entregar resultados en el mediano plazo.

Los recursos contingentes producirían unos 640 millones en 25 años, el aporte volumétrico de nuevos hallazgos sería del orden de 1.410 millones, y también se

incluye 2.300 millones de barriles de los Yacimientos No Convencionales en Roca Generadora, en las formaciones La Luna y Tablazo.

Figura 48: Escenario Alto Valle Medio del Magdalena para Petróleo.



Fuente: cálculos propios

4.3.8.2 ESCENARIO MEDIO

Este escenario Medio o más probable, no incluye volúmenes de Yacimientos en Roca Generadora (YRG), y debería ser actualizado si inician las pruebas piloto en los bloques de Ecopetrol, ExxonMobil y ConocoPhillips. Para fines prácticos el Modelo de Proyección permite a la UPME poder agregar parte de los pronósticos que podrían ir entrando previa valoración técnica para plantear las expectativas más acertadas.

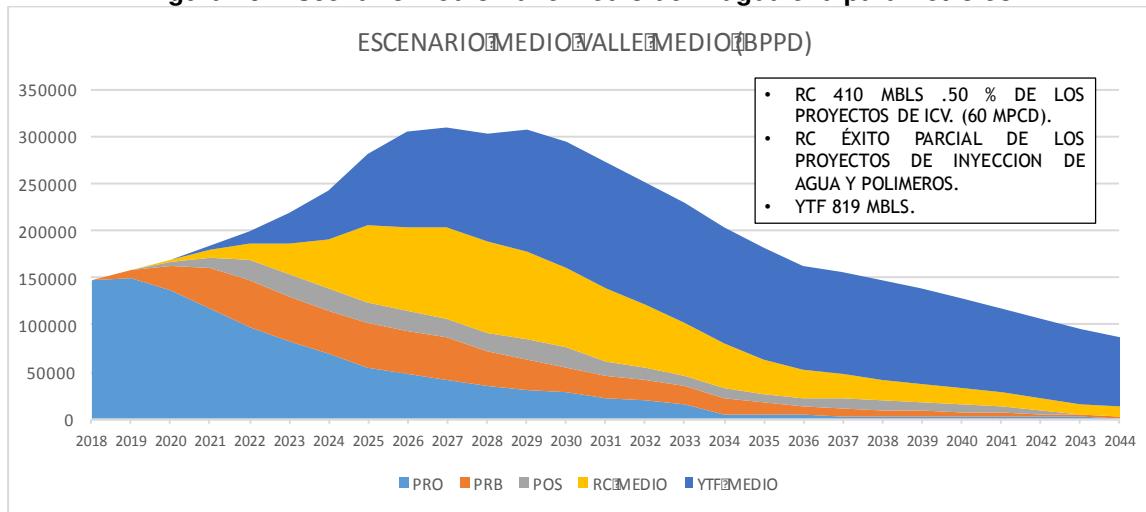
En cuanto a los pronósticos de YTF, se reducen las expectativas de adición en sus 5 provincias a 819 MBP a ser descubiertos en los próximos 10 años. Se mantienen las mayores posibilidades de aporte en la Provincia Central asociadas a continuar los trenes de los campos existentes que han tenido buenos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

y Velásquez y Chicalá. En cuanto al área Sur es la expectativa actual de cual es potencial real de Búfalo.

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

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

Figura 49: Escenario Medio Valle Medio del Magdalena para Petróleo.



Fuente: cálculos propios

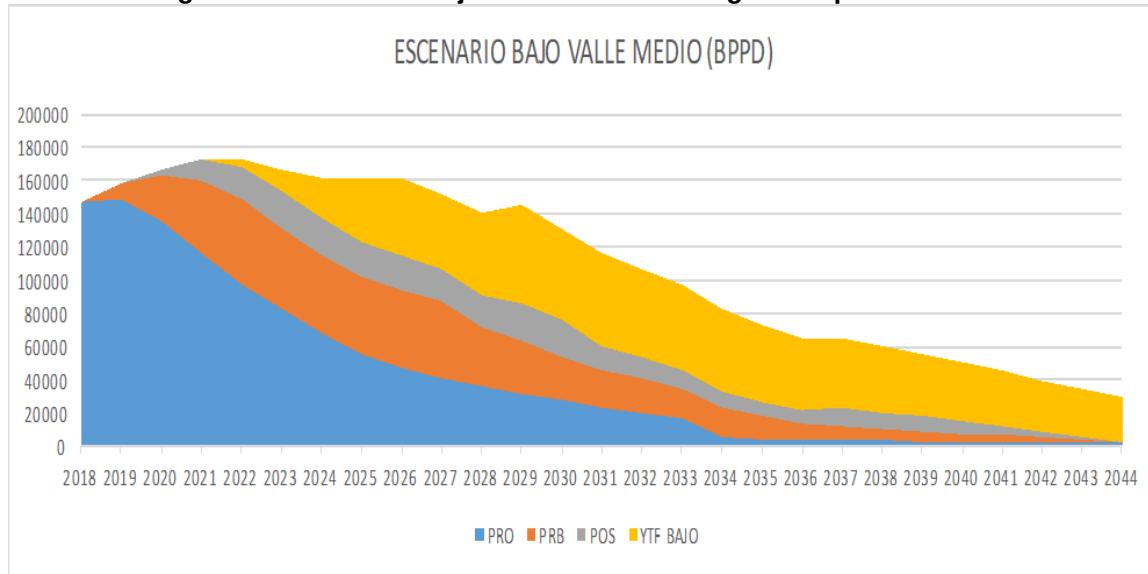
4.3.8.3 ESCENARIO BAJO

Este escenario contempla para el YTF, que logra en 10 años descubrir 332 millones de barriles para ser producidos en los 25 años del análisis, cerca de 34 por año, en los cuales los hallazgos ya realizados en 2017 y 2018 han avanzado bastante en este bajo reto. Si se dinamizará la exigencia en la Provincia Occidental prácticamente se podría llegar a la mitad de la expectativa.

En este escenario no se logran grandes avances en desarrollos adicionales en los proyectos de incremento de recobro por inyección de vapor en los campos de Nare y Teca por las limitaciones en la disponibilidad de gas, por esa razón no se implementan los proyectos de inyección continua, bajo la suposición de que aquí a 10 años no hay volúmenes disponibles de gas como combustible para implementar la tecnología.

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

Figura 50: Escenario Bajo Valle Medio del Magdalena para Petróleo.



Fuente: cálculos propios

4.3.9 ESCENARIOS DE GAS

En materia de gas, el aporte de la Cuenca a la producción de gas comercial es bajo. De 74 MPCGD que se producen, 12 se queman, 14 se utilizan en campo, 34 salen a planta (se transforman) y se entregan directamente a gasoducto 14. El gas en su totalidad es asociado a campos de gas con líquidos con excepción del campo Opón que es de gas seco.

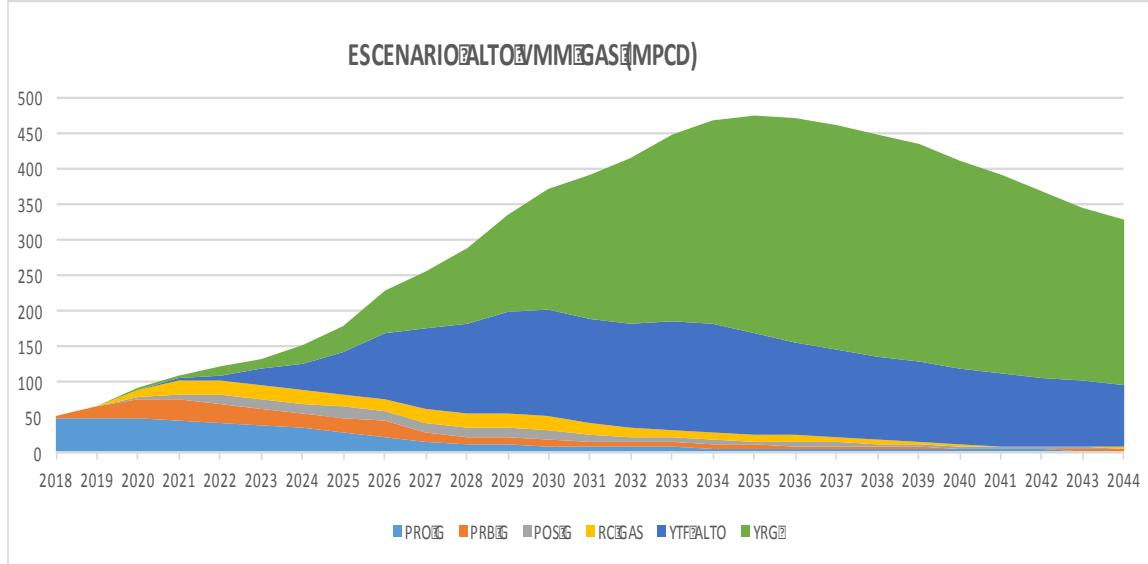
4.3.9.1 ESCENARIO ALTO

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

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

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

Figura 51: Escenario Alto Valle Medio del Magdalena para Gas.



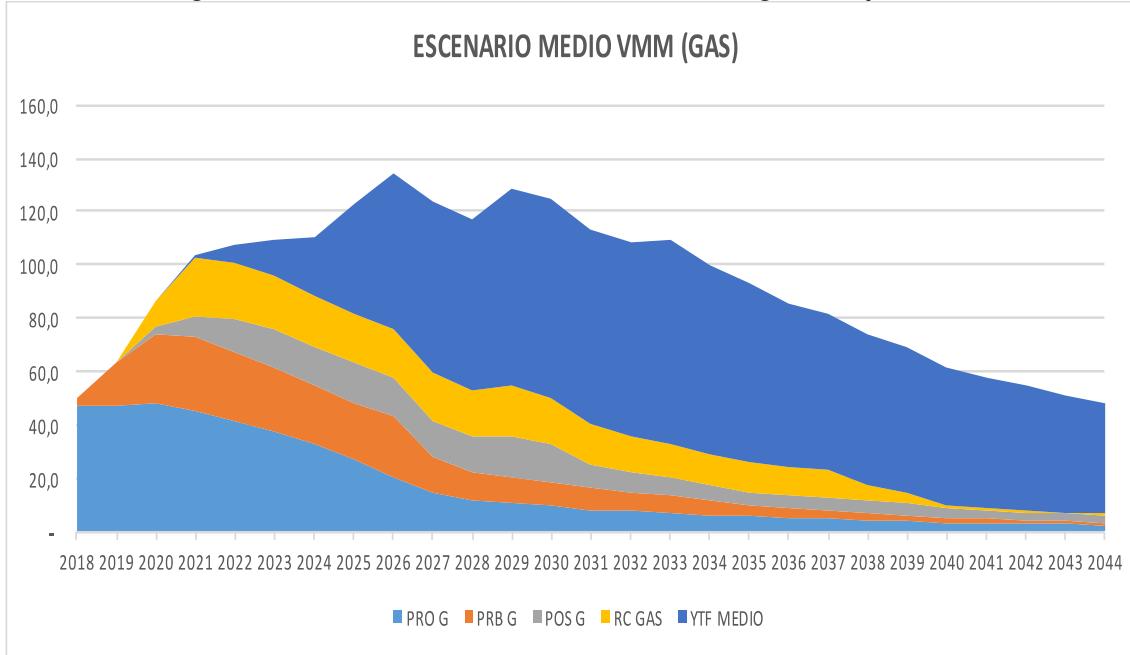
Fuente: cálculos propios

4.3.9.2 ESCENARIO MEDIO

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

En este escenario, se estima que los desarrollos en curso en los trenes de depositación de las principales acumulaciones de la provincia central, más una campaña exploratoria exitosa en el occidente de la cuenca entregarían los mayores aportes a las expectativas de producción. El estimado proviene de la actividad exploratoria que volumétricamente equivale a la suma de las reservas y recursos del área de 0,45 Tera pies cúbicos, con actividades que exceptuando a los proyectos de incremento de recobro, han sido bajas, unidas a que las empresas tienen una mayor expectativa con los YRG.

Figura 52: Escenario Medio Valle Medio del Magdalena para Gas.

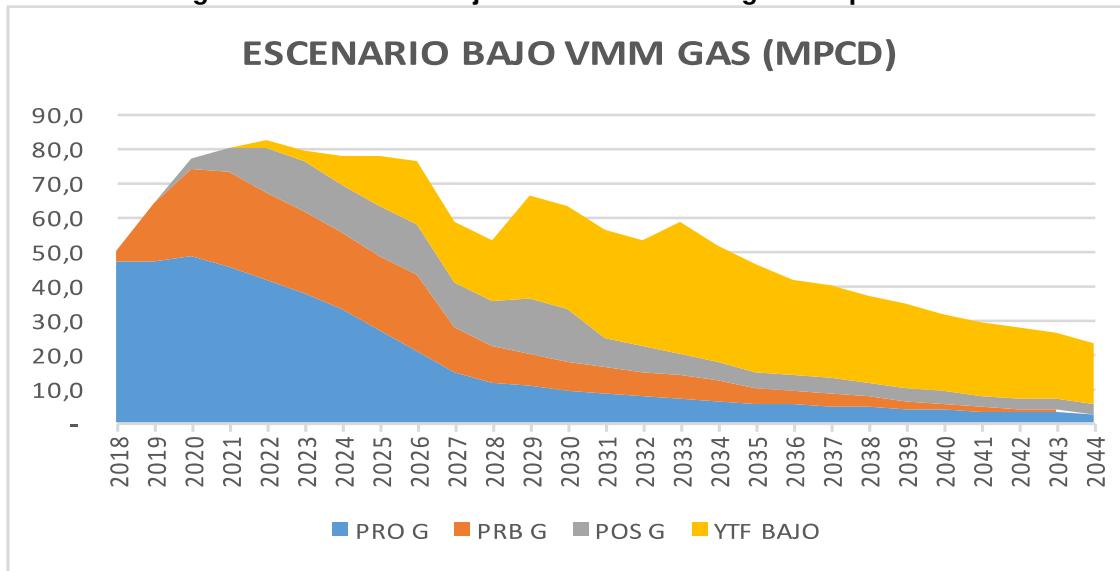


Fuente: cálculos propios

4.3.9.3 ESCENARIO BAJO

Para este escenario, se consideran las reservas 3P reportadas y una actividad exploratoria menor afectada por la inestabilidad en reglas para la actividad que se ven impactadas por las acciones de la comunidad y limitaciones de la legislación ambiental de las corporaciones regionales. En este escenario no se avanza de la manera esperada en el alineamiento interinstitucional.

Figura 53: Escenario Bajo Valle Medio del Magdalena para Gas.



Fuente: cálculos propios

4.3.10 COSTOS DE DESARROLLO

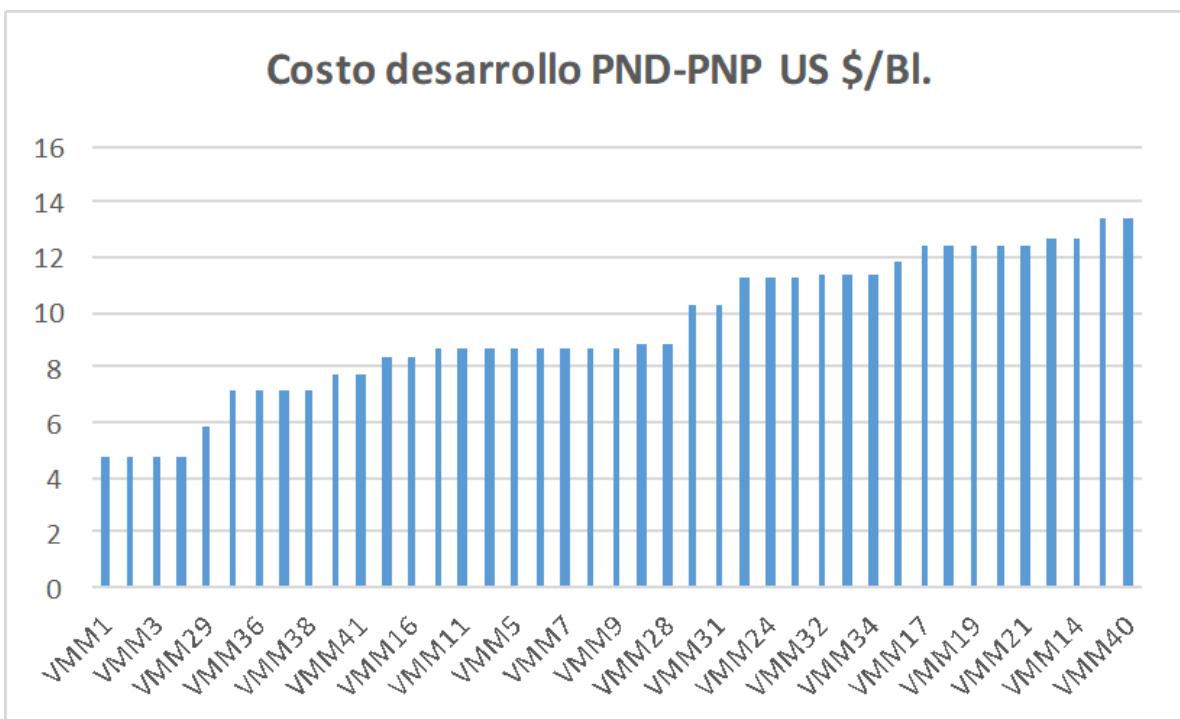
Los costos de desarrollo del área, están enmarcados en la adecuación de instalaciones y facilidades para inyectar y tratar agua, y vapor, dado que en su gran mayoría los mayores productores están asociados a proyectos de inyección de agua, inyección de vapor o inyección de polímeros.

En las reservas probadas no desarrolladas y no produciendo existen costos por debajo de 5 US\$/BIL para proyectos de recañoneos y adecuaciones de superficie y valores entre los 6 y 12 dólares por barril para los proyectos que involucran la perforación de pozos productores e inyectores.

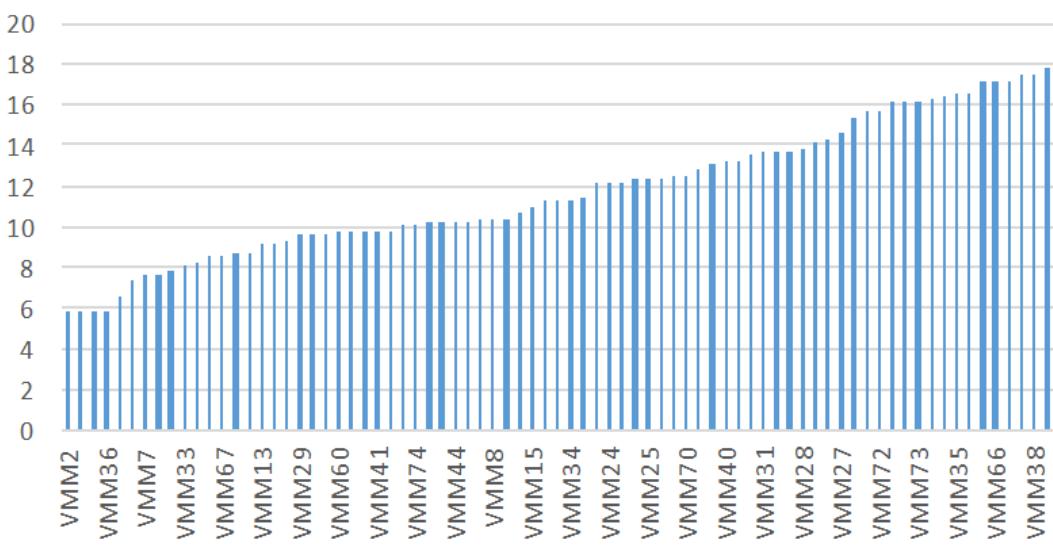
En las reservas Probables los costos que se mueven entre los 8 y 16 US \$/BI, hay dos tendencias definidas entre los 8 y los 10 US \$, y entre 12 y 16 que dependen básicamente de la productividad de los pozos y de la profundidad de los yacimientos que generan mayores costos de perforación y completamiento.

En las reservas posibles, los costos en la mayoría de campos se ubican entre los 7 y los 12 US\$/BI y unos pocos que alcanzan costos de 19 US\$/BI, por las mismas razones expuestas para las reservas probables.

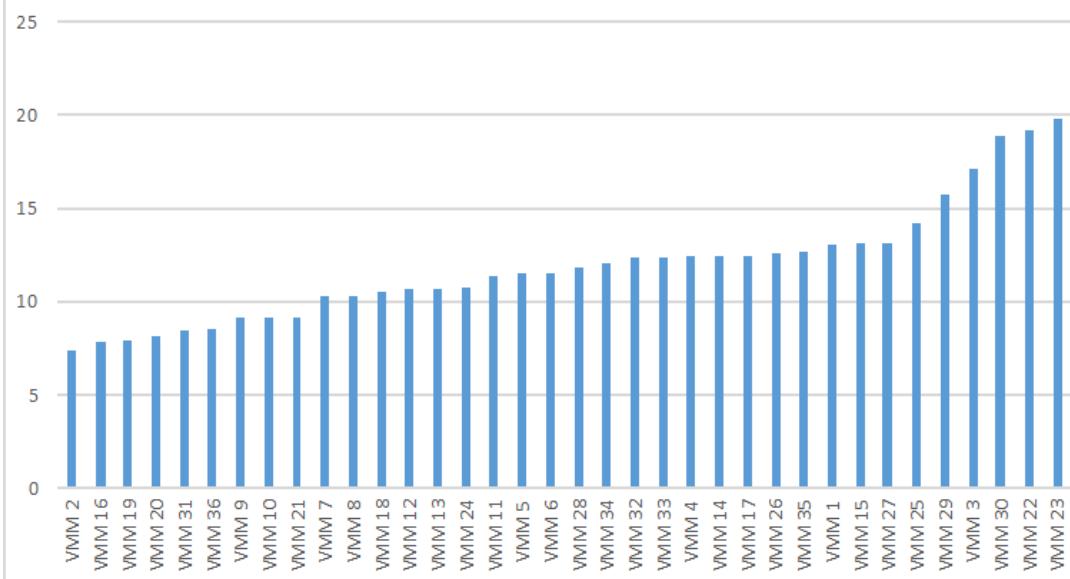
Figura 54: Costos de desarrollo reservas en el Valle Medio del Magdalena.



Costo de desarrollo Reservas Probables US \$ / Bl.



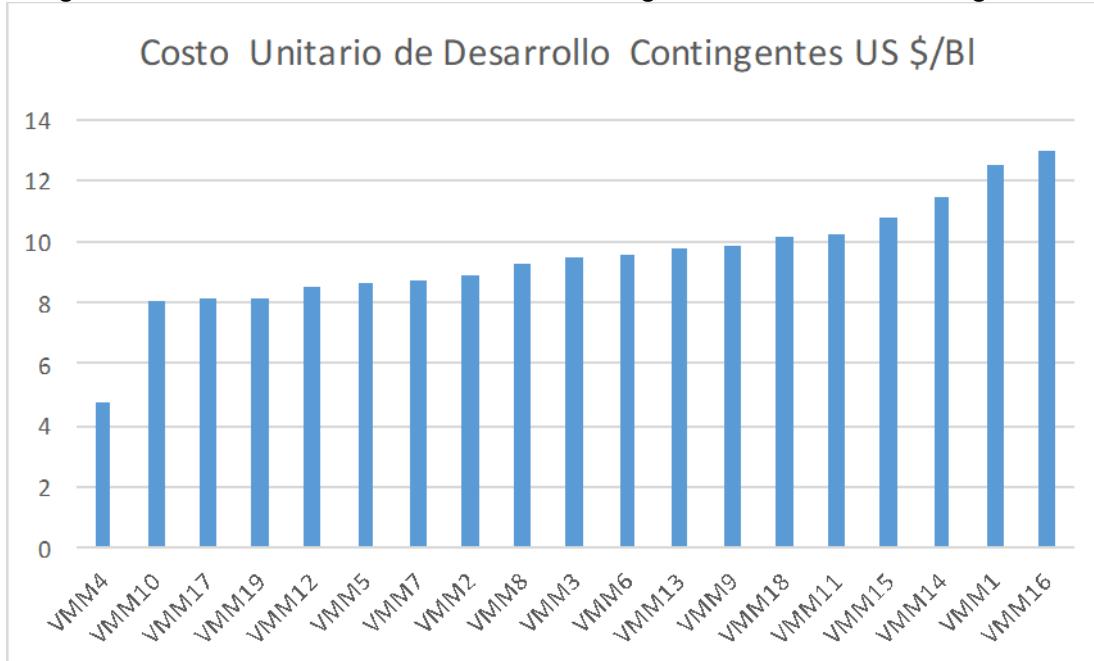
Costos de desarrollo Reservas Posibles US \$ /bl



Fuente: Cálculos propios

En cuanto a los recursos contingentes, los proyectos de desarrollo están asociados a los campos con mejores expectativas de producción y en su mayoría se ubican entre los 8 y los 10 dólares.

Figura 55: Costo de desarrollo Recursos Contingentes Valle Medio del Magdalena.



Fuente: Cálculos propios

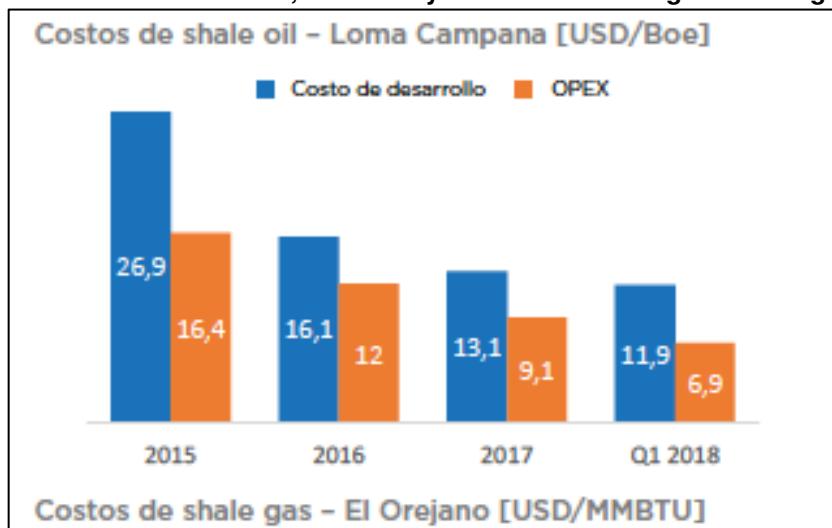
En Colombia, los costos de desarrollo son vitales para la estrategia de explotación en los yacimientos No Convencionales, para Yacimientos en Roca Generadora, tal como lo ha sido para el Shale Gas y el Tigh Oil para los Yacimientos en Vaca Muerta Argentina, y Eagle Ford en Texas USA.

YPF Yacimientos Petroleros Fiscales de Argentina, principal empresa del estado de ese país se planteó como meta alcanzar durante el 2018 el mismo costo de desarrollo actual en Texas de 10 US \$/BI, o BOE. Como lo muestra la figura 56, ya está cerca de lograr este objetivo que garantiza los márgenes para poder desarrollar estos yacimientos con un punto de equilibrio de precio de venta de 50 US\$/BI, a una tasa de descuento del 15 % en dólares.

Nuestros estimados para los ejercicios de los YRG del VMM son del orden de 14 US\$/BI como costo de desarrollo en crudo y 2,5 US\$/KPC en gas. Si bien ganamos bastante de la curva de aprendizaje de USA y Argentina, las condiciones iniciales

de desarrollo si las empresas en Colombia logran un modelo eficiente, iniciaría en el orden del costo de desarrollo planteado en el presente estudio y de 3 a 5 años se demoraría la operación para alcanzar el costo de desarrollo actual de los campos antes mencionados.

Figura 56: Tomado de Pasado, Presente y Futuro de la Energía en la Argentina.



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

4.3.11 COSTOS DE PRODUCCIÓN Y TRANSPORTE

Para los costos de operación y transporte de los diferentes campos que hacen parte de la cuenca del Valle Medio del Magdalena se tomó la información reportada por la Gerencia de Reservas y Operaciones de la ANH en su análisis de costos de julio 31 de 2017.

Con la información reportada en los informes IRR 2016 por las compañías para cada uno de los campos, en este informe se determinó el costo unitario de operación 2017 que incluye: actividades operacionales, alquiler de facilidades, HSE, gestión social, personal, WO, servicios a pozos, seguridad, entre otros. En los casos que no había información para un campo, el consultor los asimiló a costos promedio o de otros campos del mismo contrato.

Por otra parte, para el costo de transporte, se revisó la información contenida en el mismo reporte y para algunos casos en los cuales los costos presentaban alguna distorsión entre operadores de la misma área y diferían bastante de los costos

razonables comparados con las tarifas vigentes de los oleoductos por los cuales se transportan, el consultor los ajustó con su mejor criterio.

Una parte fundamental de los sistemas de transporte de crudo lo constituyen las estaciones o nodos (De entrada, de inyección, de evacuación o de conexión). En estos nodos se realizan diversas actividades de logística de transporte de crudo como recibo de crudos de pozos no conectados, almacenamiento, mezcla, inyección y bombeo de crudo hasta cualquiera que sea su destino final.

A continuación, se mencionan las principales estaciones que sirven de nodo del sistema de oleoductos a través de los cuales se evacuan los crudos del VMM:

- **Vasconia**

Es un nodo de gran importancia para el sistema pues recibe la producción de los crudos pesados de Valle Medio del Magdalena provenientes del área de Teca – Nare y Palagua. Además recibe el crudo tanto del Oleoducto de OCENSA que trae la mayor parte del crudo producido en los Llanos orientales como del Oleoducto del Alto Magdalena OAM (Tenay – Vasconia) que trae los crudos de la cuenca del Valle Superior del Magdalena.

Este nodo se divide en Vasconia 1 que sirve de nodo de entrada a los oleoductos Vasconia – Galán (CIB) y Vasconia – Coveñas del sistema Oleoducto de Colombia (ODC), y Vasconia 2 que es el nodo de entrada al sistema OCENSA (Segmento 3, Vasconia – Coveñas). Se encuentra ubicado a 11 kilómetros del municipio de Puerto Boyacá.

- **Velásquez 26**

Es el nodo de entrada del sistema del oleoducto Velásquez – Galán en el cual se transportan hacia Barrancabermeja los crudos pesados producidos por Mansarovar junto con el crudo Velásquez y crudos provenientes de otras áreas del país que se reciben por carotanque o desde la estación de Vasconia por oleoducto.

- **Galán**

Es el nodo de inicio del sistema Galán – Ayacucho- Coveñas por el cual se evacuan los crudos del área de Santander y los excedentes recibidos desde Vasconia o Velásquez que no carga la refinería de Barrancabermeja.

Los principales sistemas de oleoductos para evacuar los crudos de la cuenca del Magdalena Medio son los siguientes:

- Oleoducto Velásquez - Galán

Maneja los crudos propios y los de la asociación NARE a través de conexiones al paso para los crudos Campo Nare Sur, UnderRiver, Jazmín, Abarco, Girasol y Moriche a través del oleoductos que vienen desde los campos de producción. En la figura, se puede apreciar el trazado del oleoducto en línea roja y la localización de los campos de producción que se conectan a él.

Figura 57: Sección oleoducto Velásquez – Galán y campos de producción de Mansarovar.

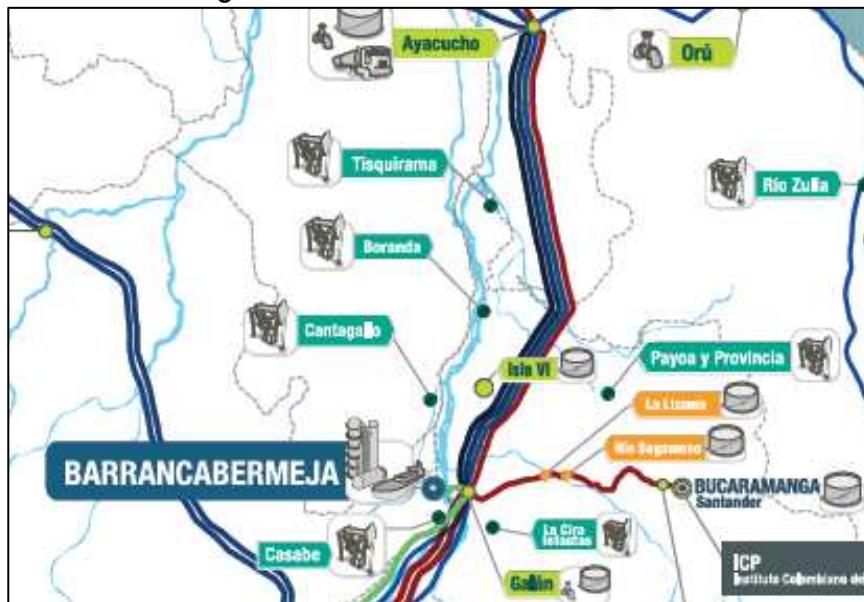


Fuente: Mansarovar.

- Oleoducto Moriche – Jazmín – Vasconia
- Oleoducto TECA - Vasconia
- Oleoducto Vasconia – Galán
- Oleoducto Galán – Ayacucho

Su punto de inicio es la Estación Galán contigua a la refinería de Barrancabermeja y en su trayecto tiene la conexión del oleoducto Yarirí – Isla 6. Además transporta los crudos recibidos por los oleoductos El Centro – Galán y Casabe - Galán.

Figura 58: Oleoducto Galán - Vasconia.



Fuente: ECOPETROL.

- Oleoducto Casabe - Galán
- Oleoducto El Centro - Galán
- Oleoducto Yarirí –Isla 6
- Oleoducto Provincia - Payoa

A continuación, en la tabla 16, se relacionan las tarifas vigentes en US\$/BI para cada uno de los oleoductos enumerados anteriormente y que sirvieron con base para revisar, comparar y ajustar cuando se requirió los costos de transporte a costa colombiana de cada uno de los campos productores en la cuenca del Valle Medio del Magdalena:

OLEODUCTO	TRAMO	TARIFA USD/BI
GALAN - AYACUCHO	GALAN - ISLA 6	0,19
	ISLA 6 -AYACUCHO	0,88
AYACUCHO - COVEÑAS	AYACUCHO-CICUCO	1,65
	CICUCO - COVEÑAS	1,17
VASCONIA - GALAN	VASCONIA - GALAN	1,29
VELASQUEZ - GALAN	VELASQUEZ - GALAN	1,58
MORICHE - VASCONIA	MORICHE- JAZMIN	0,50
	JASMIN - VASCONIA	0,45
TECA- VASCONIA	TECA- VASCONIA	0,37
CASABE - GALAN	CASABE - GALAN	0,32
PROVINCIA - PAYOA	PROVINCIA - PAYOA	0,16
YARIRI - ISLA 6	YARIRI - ISLA 6	0,19
EL CENTRO - GALAN	EL CENTRO - GALAN	0,07

Tabla 17. Tarifas vigentes en US\$/BI para los oleoductos.

En el Modelo de Proyección que se entrega a la UPME se encuentran los costos de producción y transporte establecidos para cada uno de los campos de esta cuenca.

Finalmente, se recomienda que la UPME o el consultor tengan acceso a la información reportada por cada compañía de los costos de producción y transporte por campo en el IRR 2017 y posteriores para así mantener actualizado el modelo.

4.3.12 FACTORES CRÍTICOS DE ÉXITO

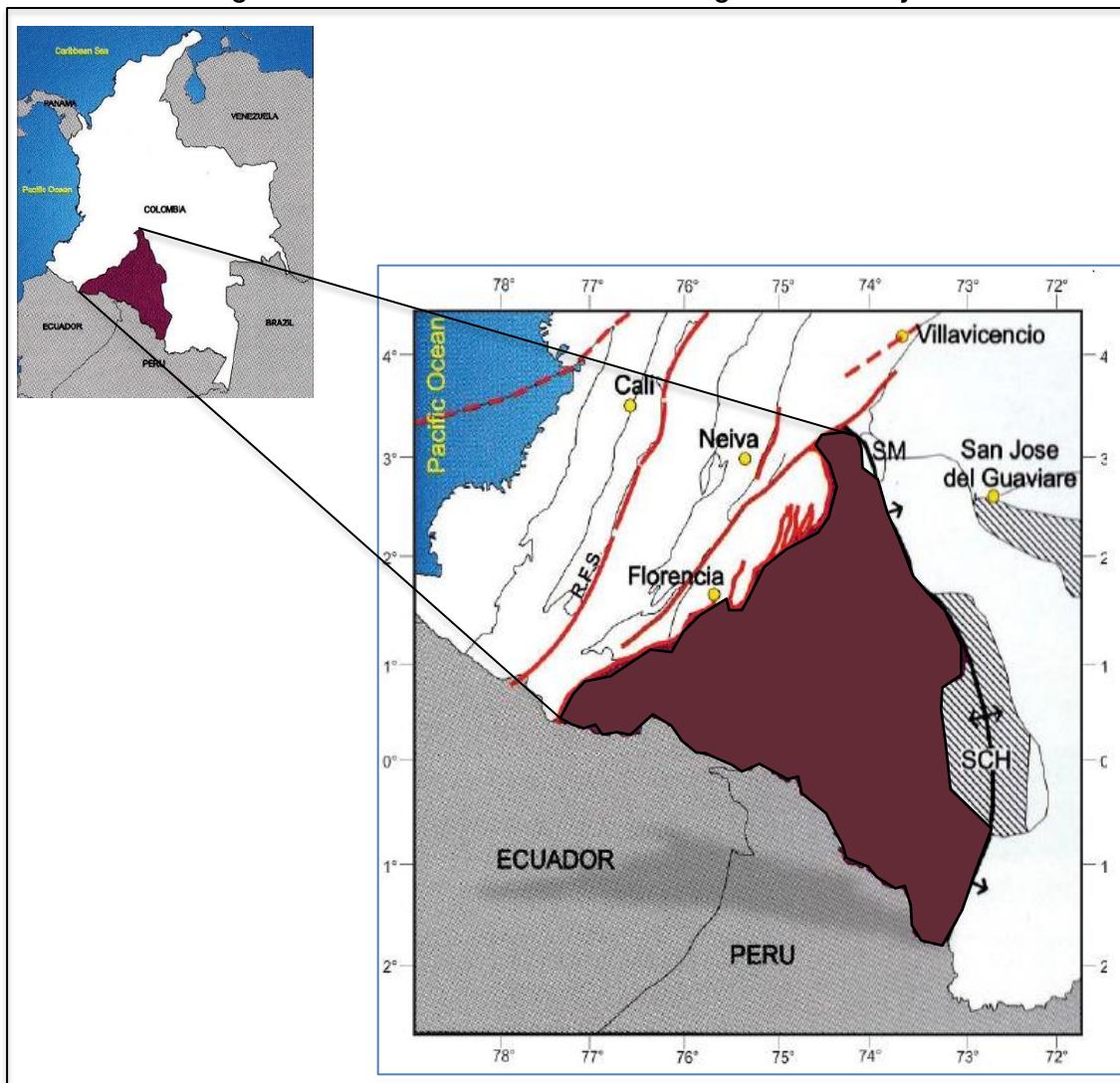
De acuerdo con el análisis de las encuestas que realizó el consultor y su propio conocimiento y visión de la cuenca del Valle Medio del Magdalena, los principales factores a tener en cuenta para el desarrollo de los hidrocarburos en ésta área son:

- **La protesta social.** ha influido en el desarrollo de los pilotos de hidrocarburos en rocas apretadas (Yacimientos no convencionales), logrando moratoria por parte del Consejo de Estado con la suspensión de las normas que los permiten. De igual manera le fue negación de la licencia a Conoco – Phillips en el área del Cesar ponen en riesgo el desarrollo de los Yacimientos no convencionales. Se requiere un proceso de concertación y acuerdo con los diferentes interesados, liderado por el gobierno para sacar adelante estos proyectos.
- **La actividad exploratoria,** es fundamental para mantener la dinámica de la cuenca que cuenta con avances concretos de resultados recientes como Búfalo-1. Igualmente se requiere incrementar la actividad exploratoria en el área de las Quinchas y en las provincias al norte y occidente de la cuenca.
- **Aumento del Factor de Recobro.** En esta cuenca se cuenta con una buena cantidad de campos maduros sobre los cuales se adelantan proyectos de recobro mejorado con inyección de polímeros tales como La Cira, Yariguí – Cantagallo y Payoa y Provincia e igualmente un proyecto de incremento de recobro en el campo La Cira.
Por otro lado, es de suma importancia, con los volúmenes de gas necesarios para los proyectos de recobro mejorado, la expansión de los proyectos de inyección continua de vapor para Teca y para alguno de los campos de Nare, Jazmín, o Abarco.
- **Precios de Petróleo y Gas.** En crudos pesados se requiere que los precios se mantengan por encima de los 50 dólares por barril. Por otro lado es importante para el desarrollo de los campos de yacimientos no convencionales contar con precios de crudo mayores a 45 dólares por barril y precios de gas que incentiven su producción, habida cuenta de sus altos costos de producción, sobre todo en las etapas tempranas donde se está iniciando la curva de aprendizaje.
- **Términos Contractuales.** Hay que impulsar y aplicar las modificaciones que se hicieron a los términos contractuales específicos para yacimientos no convencionales y hacer los ajustes, si se requieren, a los documentos técnicos y requisitos para el cuidado del medio ambiente como resultado de los procesos de concertación que permitan el desarrollo de los pilotos en yacimientos de roca apretada.
- **Costos de producción.** Es muy importante aplicar en el desarrollo de los yacimientos no convencionales todas las mejoras logradas a través del tiempo en Estados Unidos y Argentina para tener unos costos competitivos que permitan explotar estas reservas. Aspectos tales como productividad de pozos, campañas de perforación, manejo del agua y otras más son claves para estos propósitos.

4.4 CUENCA CAGUAN - PUTUMAYO

La cuenca Caguán-Putumayo se encuentra localizada (figura 59) al Sur del país, limitada al NW con la Cordillera Oriental, al NE con la Serranía de La Macarena (SM), al W con el Macizo de Garzón, al E con la Serranía de Chiribiquete (SCH) y al S con el límite Perú- Ecuador.

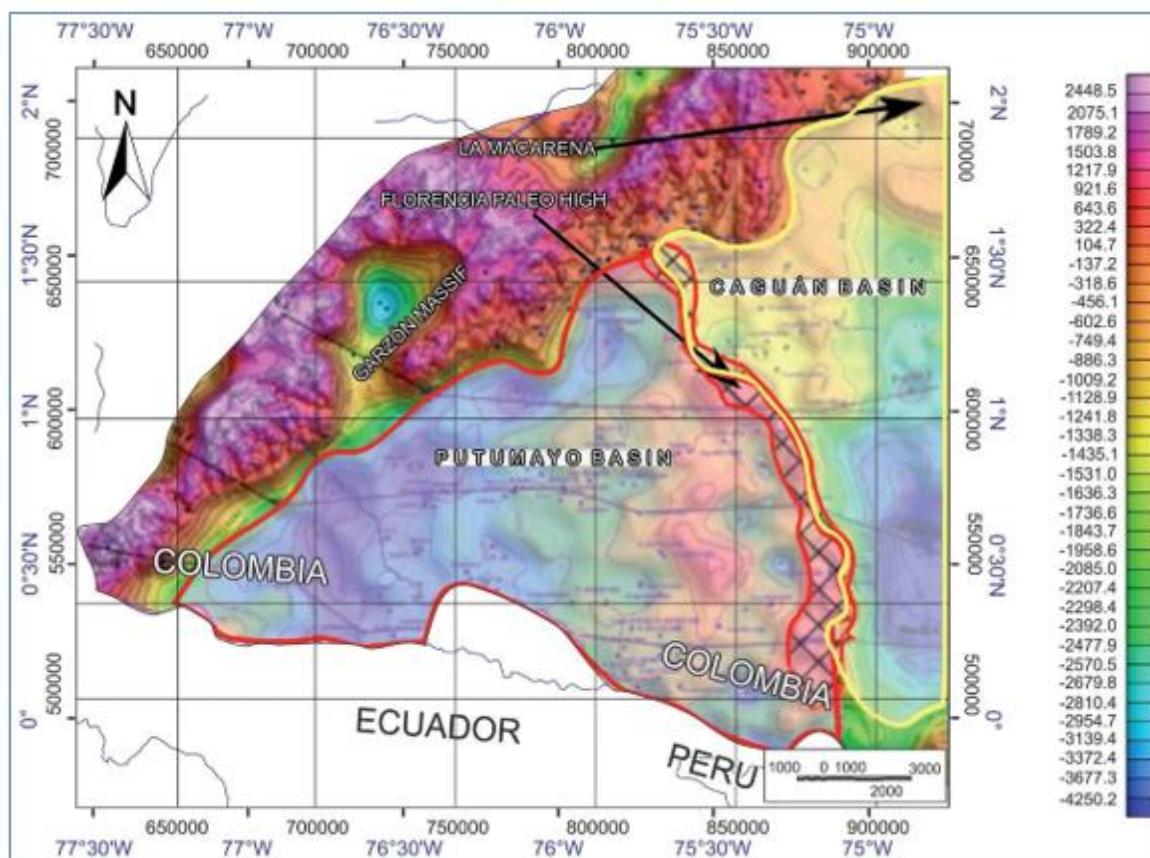
Figura 59: Localización de la Cuenca Caguán - Putumayo.



Fuente: Tomada de (Barrero et al, 2007).

Las subcuencas del Caguán y de Putumayo presentan un desarrollo geológico paralelo, no obstante, estas se encuentran separadas por el paleo-alto de Florencia, el cual no se evidencia en superficie pero si en profundidad. En el mapa del tope del paleozoico elaborado por Carson en el año 2009 a partir de anomalías gravimétricas (figura 60), el paleo-alto se correlacionó con un alto gravimétrico que define un alto del basamento que separa las dos subcuencas.

Figura 60: Mapa del tope del Paleozoico, a partir de anomalías gravimétricas.



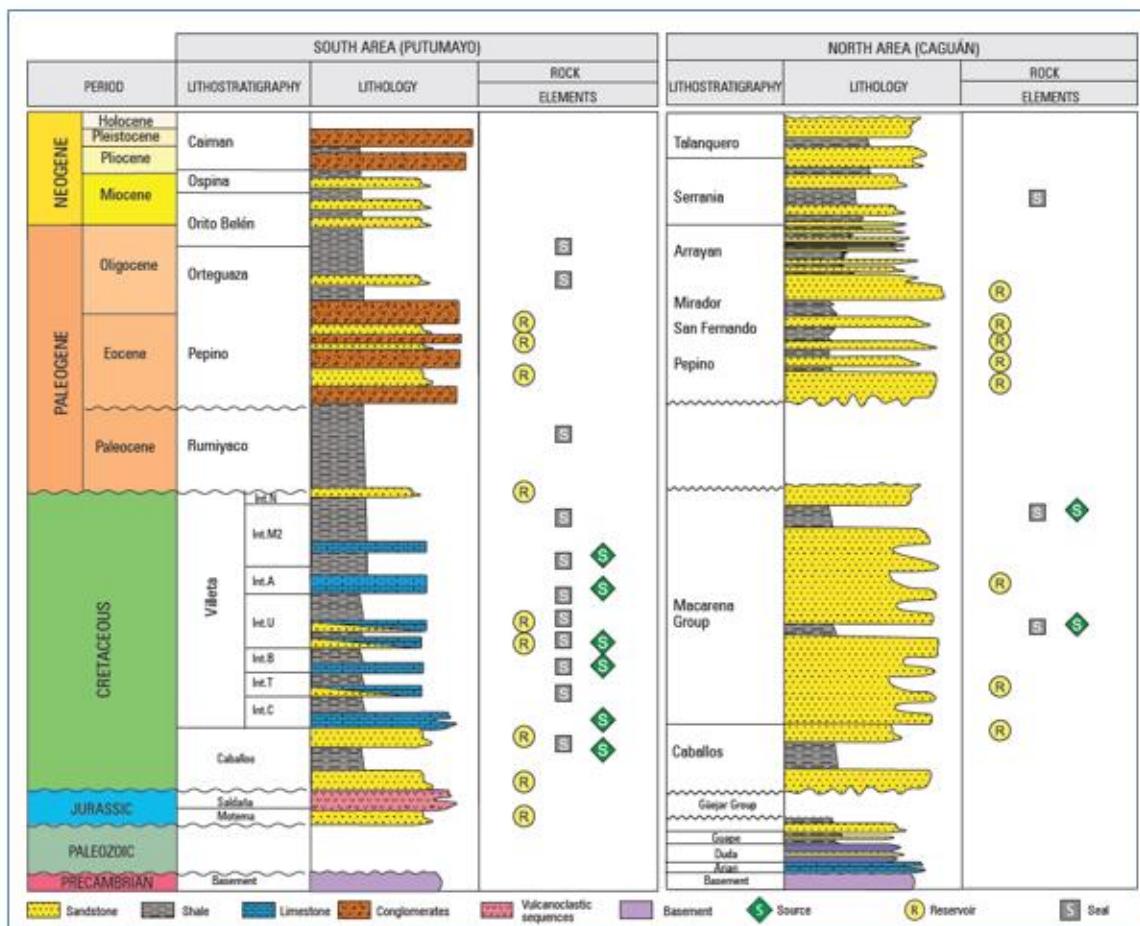
Fuente: Tomado de ANH (2009) (citado por Montenegro & Barragán, 2011).

Al ser parte de la cuenca sub-Andina, la cuenca Caguán-Putumayo se ha desarrollado en medio de procesos transpresivos y transtensivos que han ocasionado diversidad de ambientes de deposición marinos y continentales.

4.4.1 ESTRATIGRAFÍA

La cuenca Caguán-Putumayo se divide en tres mega-secuencias (figura 61): Pre-Aptiana, Cretácea y Cenozoico, con características sedimentológicas distintas en cada subcuenca. Adicionalmente reflejan las diferentes etapas de desarrollo tectónico.

Figura 61: Sección Cronoestratigráfica de las Subcuencas de Putumayo al sur y Caguán al Norte.

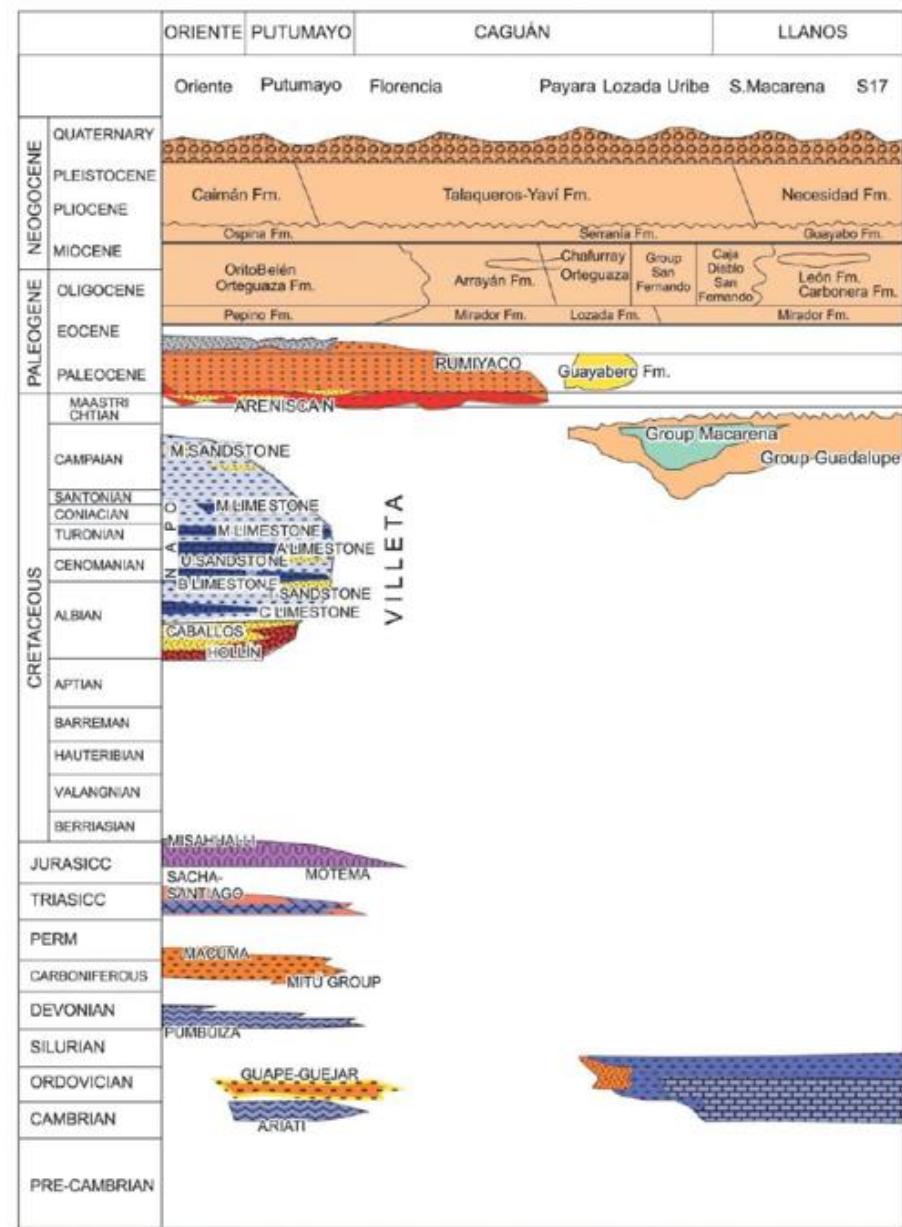


Fuente: Tomado de ANH (2012) (Ronda Colombia, 2012).

La diferencia litológica en las subcuencas del Putumayo y Caguán en las unidades del cretácico es posiblemente ocasionada por el paleo-alto de Florencia. Una generalización de la deposición se presenta en la figura 62, donde se muestra la

tabla cronoestratigráfica para las subcuencas de Oriente (En Ecuador), Putumayo, Caguán y Llanos.

Figura 62: Carta Cronoestratigráfica Comparativa para las Cuencas de Oriente, Putumayo, Caguán y Llanos.



Fuente: Tomado de ANH (2009) (Citado por Montenegro & Barragán, 2011).

- **Mega-secuencia Pre-Aptiana**

Esta mega-secuencia se caracteriza por el inicio de la secuencia sedimentaria en la cuenca, que se deposita sobre rocas metamórficas e ígneas del Proterozoico; esto se da en un ambiente tectónico de graben y horst que posibilitan un ambiente óptimo para el entrampamiento de hidrocarburos (Rodríguez et al., 2003).

Los cinco ciclos en que se ha dividido esta megasecuencia son:

- ✓ Cambriano inferior, corresponde a la formación Ariari y posee una tectónica pasiva.
- ✓ Ordoviciano-Siluriano, corresponde a las formaciones Guape, Duda y grupo Guejar y tiene una tectónica caracterizada por plegamientos y una cuenca ante país.
- ✓ Carboniano-Permiano, corresponde al grupo Mitú y presenta una tectónica extensiva de fallas normales.
- ✓ Triásico-Jurásico inferior, corresponde a la formación Santiago y muestra una tectónica de apertura
- ✓ Jurásico medio-Cretácico inferior, corresponde a las formaciones Luisa, Saldaña, Girón y el intrusivo Payandé y tiene una tectónica distensiva que aporta al desarrollo de graben y horst.

- **Mega-secuencia Cretácea en la subcuenca del Putumayo**

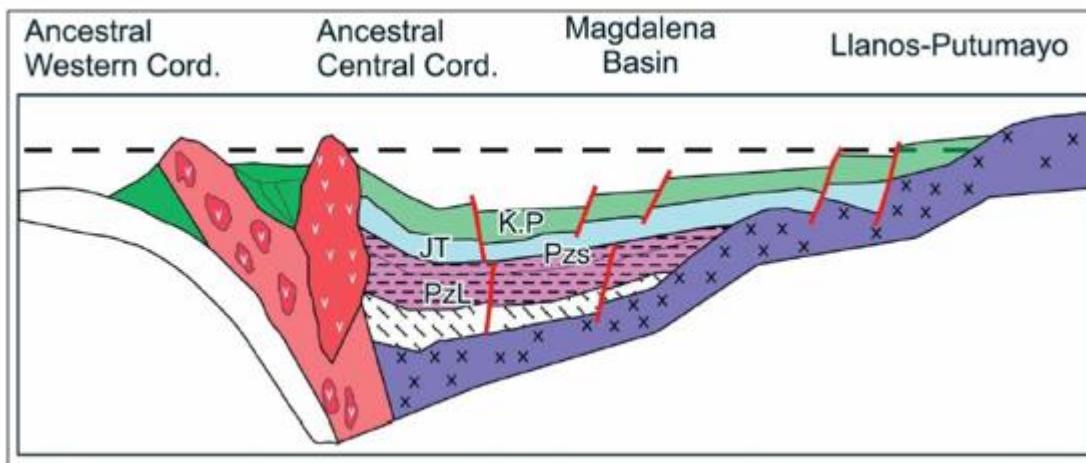
Esta mega-secuencia (figura 63) presenta evidencias del levantamiento de la Cordillera central, plasmadas en las variaciones del nivel del mar y los rápidos cambios de Facies que se muestran en las formaciones.

En esta cuenca se pueden identificar 5 secuencias:

- ✓ Aptiano superior - Albiano correspondiente a la formación Caballos (INGEOMINAS, 2003 citado por Montenegro & Barragán, 2011).
- ✓ Albiano superior - Cenomaniano medio, correspondiente a la formación (INGEOMINAS, 2003 citado por Montenegro & Barragán, 2011).

- ✓ Cenomaniano - Turoniano, corresponde al miembro areniscas U de la formación Villeta (Hacq et al., 1987 citado por Montenegro & Barragán, 2011).

Figura 63: Mega-secuencia cretácica de la subcuenca Putumayo.



Fuente: Tomado de Repsol YPF, (2005) (Citado por Montenegro & Barragán, 2011).

- **Mega-secuencia Cretácica de la Subcuenca del Caguán**

Esta mega-secuencia se localizó en el espacio de acomodación originado por el levantamiento de la proto-cordillera central, se caracteriza por fallas normales que afectan el basamento.

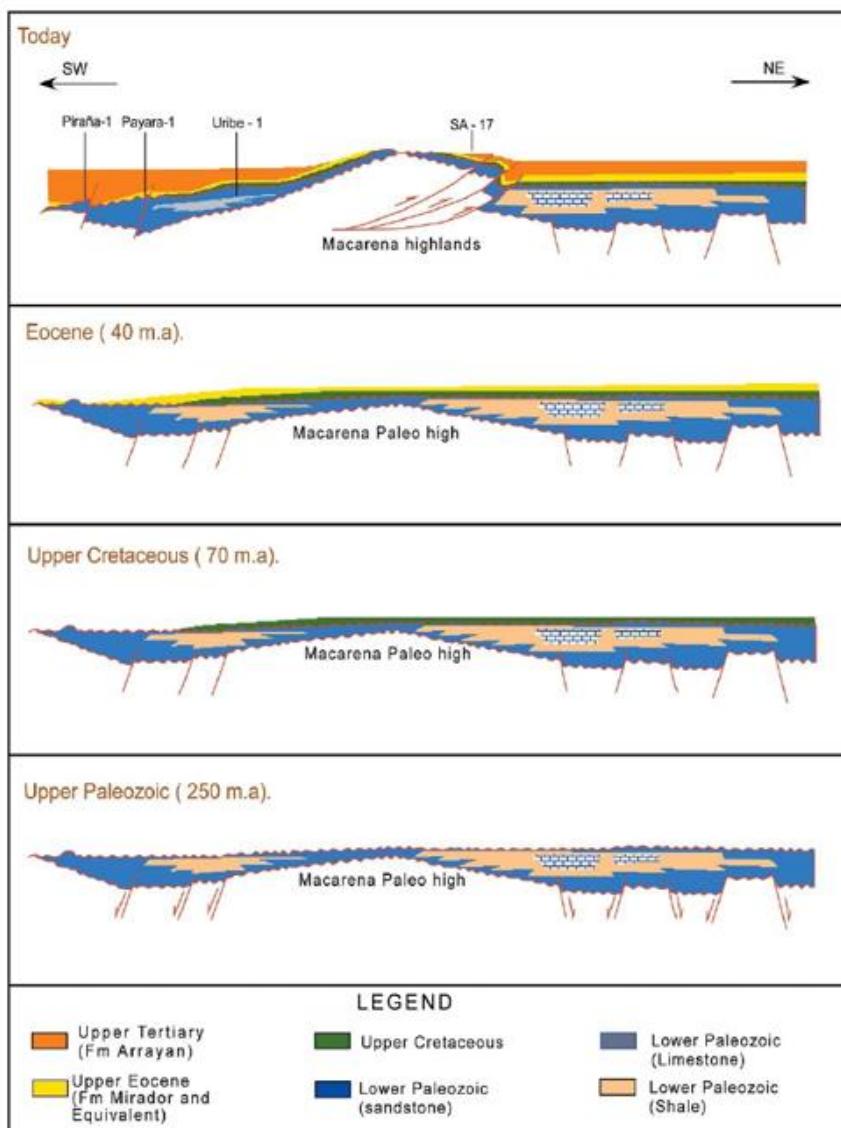
Las secuencias en las que se puede dividir esta mega-secuencia son:

- ✓ Del Aptiano al Albiano corresponden a la formación Caballos.
 - ✓ Del Albiano al Maastrichtiano corresponde al grupo Macarena.
- **Mega-secuencia Cenozoica de la subcuenca del Caguán**

Secuencia depositada en ambientes continentales, con diferencias litológicas con respecto a la cuenca Putumayo; se correlaciona mejor con la cuenca de los Llanos Orientales (ANH, 2011) y está compuesta por las formaciones:

- ✓ Eoceno, formaciones Pepino y San Fernando
- ✓ Oligoceno, corresponde a las formaciones Mirador y Arrayan
- ✓ Del Mioceno al Plioceno inferior corresponde a la formación Serranía
- ✓ Del Plioceno Superior al Holoceno corresponde a la formación Talanquero.

Figura 64: Esquema de la evolución tectónico-estratigráfica de la cuenca del Caguán.



Fuente: Tomado de ICP, (1998) (Citado por Montenegro & Barragán, 2011).

4.4.2 ELEMENTOS ESTRUCTURALES PRINCIPALES

Dentro de las características estructurales de esta cuenca se destaca el paleoalto de Florencia, ya que como se mencionó anteriormente divide las subcuenca Caguán y Putumayo, marcando los diferentes ambientes de deposición a cada lado del paleo-alto.

Otro elemento estructural dentro de la cuenca es el Macizo de Garzón, el cual se encuentra al W de la cuenca y evidencia afloramientos correspondientes al proceso de levantamiento de la Cordillera Central.

4.4.3 SISTEMA PETROLIFERO

Esta cuenca se caracteriza por contar con un alto potencial petrolífero, representado en la explotación de 27 campos y el desarrollo de exploración de hidrocarburos en la totalidad de la cuenca Caguán-Putumayo.

SUBCUENCA DEL CAGUÁN

Las características del sistema petrolífero se basó en el modelamiento del “seudo-pozo Caguán, localizado sobre la línea sísmica Y-1973-08, donde la cuenca alcanza su mayor profundidad” (Montenegro & Barragán, 2011).

La evaluación geoquímica integrada de crudo, fragmentos y rocas; junto con información estructural y estratigráfica, ayudaron a identificar los elementos y procesos necesarios para soportar la presencia de un sistema petrolífero en la cuenca.

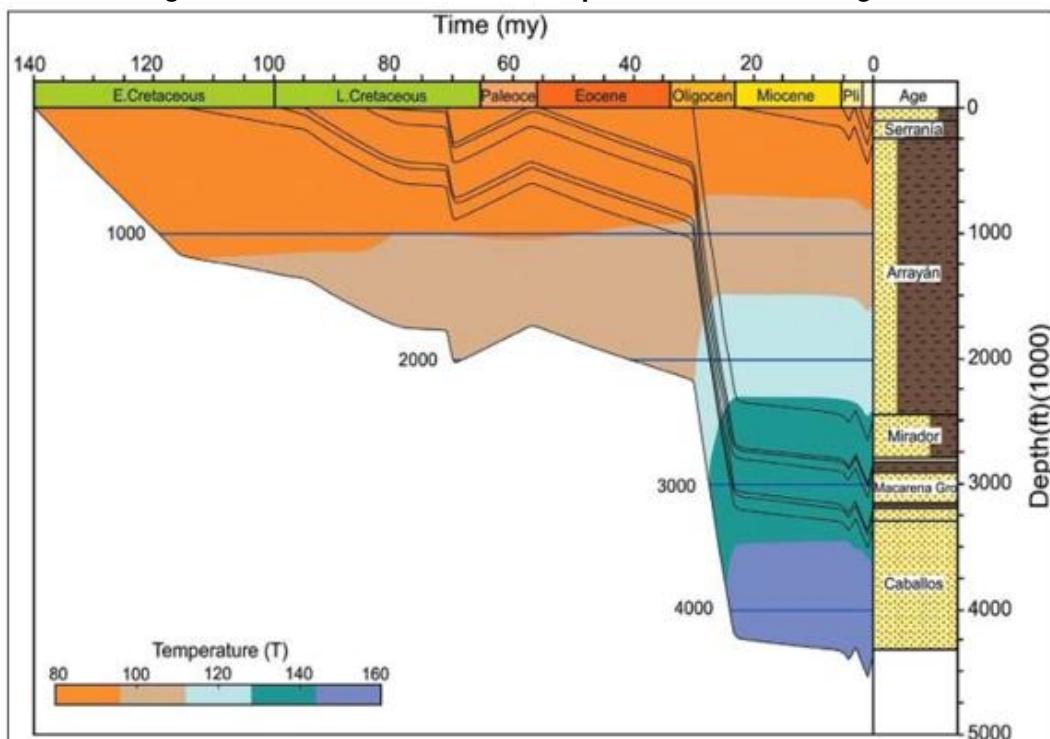
La formación de mayor interés como roca fuente es el grupo La Macarena, que según evaluación geoquímica alcanza un rango de inmaduro a maduro con Tmax (Temperatura máxima) que va desde 425 a 450 °C.

El modelo de enterramiento (figura 65) muestra profundidades y temperaturas aproximadas, alcanzadas por las secuencias durante el Pleistoceno, así:

- ✓ Cretácico temprano alcanza los 4.500 pies y Tmax de 150 °F,
- ✓ Cretácico tardío alcanza los 3.150 pies y Tmax de 145 °F
- ✓ Eoceno alcanza los 2.760 pies y Tmax de 135 °F

- ✓ Oligoceno alcanza los 2.500 pies y Tmax de 130 °F
- ✓ Miocene alcanza los 250 pies y Tmax de 95 °F

Figura 65: Curva de enterramiento para la subcuenca Caguán.



Fuente: Tomado de (Montenegro & Barragán, 2011).

SUBCUENCA DEL PUTUMAYO

Las características que se describirán corresponden al “seudo–pozo Bagre West localizado en la línea sísmica PWD–1990–1245” (Montenegro & Barragán, 2011), en donde se pueden observar un registro completo de la secuencia sedimentaria de la subcuenca.

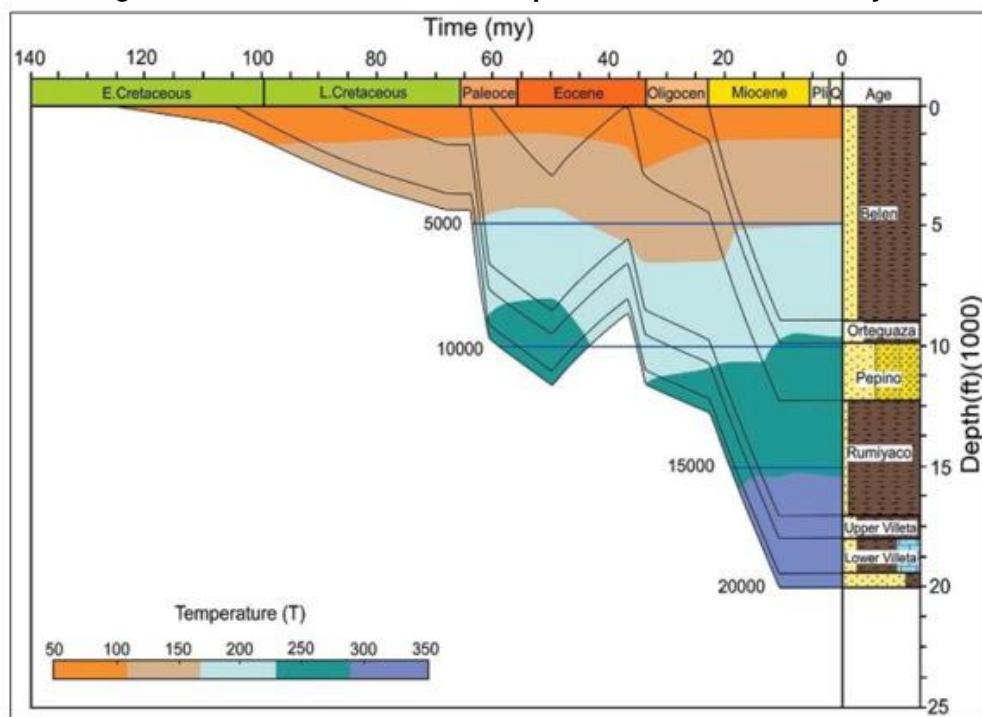
La principal roca almacenadora está representada por las areniscas cretácicas de la Formación Caballos, y secundariamente las Areniscas T, U, M2 y N del Grupo Villette, y la Formación Pepino de edad eocena. La unidad arcillosa de la base del Grupo Villette, las intercalaciones arcillosas intermedias, y la unidad arcillosa de la parte superior de esta misma formación, conjuntamente con las capas arcillosas de las formaciones Rumiyaco y Orteguaza, parecen ser las rocas sello regionales más importantes.

Las rocas generadoras más relevantes en la subcuenca son las formaciones Villeta y Caballos que geoquímicalemente se caracterizan por alcanzar temperaturas hasta de 440 °C, evaluándose de esta forma como rocas inmaduras a maduras.

El modelo de enterramiento (figura 66) muestra profundidades y temperaturas aproximadas, alcanzadas por las secuencias durante el Mioceno tardío, así:

- ✓ Cretácico temprano alcanza los 20.000 pies y Tmax de 350°F,
- ✓ Cretácico tardío alcanza los 19.500 pies y Tmax de 330°F
- ✓ Paleoceno alcanza los 17.000 pies y Tmax de 300°F
- ✓ Eoceno alcanza los 12.000 pies y Tmax de 280°F
- ✓ Oligoceno alcanza los 10.000 pies y Tmax de 240°F
- ✓ Mioceno alcanza los 9.000 pies y Tmax de 220°F

Figura 66: Curva de enterramiento para la subcuenca Putumayo.



Fuente: Tomado de (Montenegro & Barragán, 2011).

Los datos de temperatura y el modelamiento geohistórico descritos anteriormente, indican que la historia termal de los intervalos de rocas madre potencial no ha sido

suficiente para la generación y expulsión de hidrocarburos en los límites de la actual cuenca del Putumayo, con excepción de la parte más suroccidental, donde rocas de la Formación Caballos alcanzaron el nivel termal para la expulsión antes del Mioceno. Para el resto del área, las rocas potenciales son termalmente inmaduras. Adicionalmente, indican que el área de plataforma y piedemonte de la cuenca nunca ha alcanzado procesos de expulsión de hidrocarburos y sólo en una posición hipotética localizada por lo menos 50 km al occidente del piedemonte, bajo la actual cordillera, se alcanzó la zona senil de expulsión de hidrocarburos durante el Oligoceno Tardío – Mioceno Temprano.

4.4.4 HIDROCARBURO POR DESCUBRIR

Se han realizado varios estudios de YTF (Yet To Find) para las diferentes cuencas colombianas incluyendo la de Caguán - Putumayo cuyos resultados se presentan en la siguiente tabla.

Estudios YTF				
Año	Compañía	Metodología	Hidrocarburo Generado / Disponibles MBP	Hidrocarburo por Descubrir MBP
1998	Ecopetrol	Balance de masas		1.700
2003	Ecopetrol	Balance de masas		800
2004	Ecopetrol- AGN	Fractal		73
2008	Ecopetrol-Estudios Regionales	Balance de masas		280
2009	ANH-UIS	Balance de masas (p50)	1.140	
2012	ANH-U NAL	Combinada (p50)	666.000	557

Tabla 18. Estudios YFT.

En la cuenca Caguán – Putumayo al 2018 se han encontrado hidrocarburos in Situ (POES – Petróleo Original En Sitio) de 3.905 MBP. Los estudios realizados en la década de los 2.000's dan a la cuenca la probabilidad de encontrar Hidrocarburo – POES - entre 800 y 73 MBP. Sin embargo, desde el año 2005 hasta 2017 la compañía Argosy (hoy Gran Tierra Energy) ha descubierto varios campos con POES cercano a los 350 MBP en el área sur oeste de la Subcuenca Putumayo y la compañía Emerald Energy ha descubierto dos campos de crudo pesado con POES cercano a 450 MBP en la subcuenca Caguán, cubriendo casi en su totalidad los hidrocarburos por descubrir calculados en esos estudios.

El estudio más actualizado, es el realizado (septiembre de 2018) por las compañías operadoras en la Subcuenca Putumayo, las cuales han calculado un POES (p50) de recursos prospectivos en sus campos de producción superior a 1.200 MPBE, 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, que aplicando con un factor de éxito exploratorio del 25% , el hidrocarburo por descubrir sería de 695 MBP.

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

4.4.5 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 MBP.

- ✓ 1960's En una gran campaña de perforación exploratoria, la compañía Texas encontró los campos de Orito, Acae-San Miguel, Loro, Caribe, Churuyaco y Sucumbíos con POES entre 1.500 en Orito y 23 MBP en Caribe.
- ✓ 1970's Se perforaron cerca de 25 pozos exploratorios, con los descubrimientos de Nancy, Burdine, y Bagre West.
- ✓ 1980's Ecopetrol hizo varios descubrimientos como: Hormiga-1X, Quinde, Quillacingga, Quilili, Cohembi y Mansoyá con POES entre 300 y 18 MBP.
- ✓ 1990's se perforaron 15 pozos exploratorios en la cuenca Caguán-Putumayo y se descubrieron algunos campos con POES menor a 10 MBP como los de Yurilla y Miraflor.
- ✓ 2000's se realizaron nuevos descubrimientos con nuevos conceptos geológicos, como Moquetá y Costayaco con POES entre 100 y 200 MBP. Adicionalmente en la subcuenca Caguán se descubrió el campo Capella de crudo pesado con POES cercano a los 500 MPB.

- ✓ 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 Vonu. 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.

Con la información de la cuenca, historia exploratoria, prospectividad y la información de los campos, el volumen POES (Petróleo Original En Sitio) y la proyección de producción con base en el factor de recobro esperado para cada campo, proyectamos que los descubrimientos podrían llevar a encontrar volúmenes en un escenario alto de hasta 695 millones de barriles de Petróleo Original en la subcuenca de Putumayo y 400 millones en el Caguán, asociados a las acumulaciones de crudos pesados, que complementarían el hallazgo de Capella.

Como se mencionó, los estudios ya realizados de YTF no concuerdan con los hallazgos obtenidos con un actividad exploratoria baja en especial asumida por empresas que eran pequeñas y hoy soy importantes en el país, como Gran Tierra, Amerisur y Vетra E&P. Se estima la probabilidad de encontrar las siguientes acumulaciones tipo:

Escenario Alto: Con campañas de exploración agresiva.

- Dos (2) campos tipo Quinde (15 MBP), 25% de factor de recobro con un POES de 120 MBP.
- Cinco (5) campos tipo Quillacinga (5 MBP), 20% de factor de recobro con un POES de 125 MBP
- Un (1) campo tipo Moquetá (15 MBP), 20 % de factor de recobro con un POES de 75 MBP.
- Un (1) campo tipo Platanillo (20 MBP), 18% de factor de recobro con un POES de 110 MBP.
- Un (1) campo tipo Costayaco (80 MBP), 30% de factor de recobro con un POES de 265 MBP.
- Un (1) campo tipo Capella (40) 10 % de factor de recobro con un POES de 400 MBP

Escenario Medio: Con la campaña de compromisos actuales:

- Un (1) campo tipo Quinde (15 MBP), 25% de factor de recobro con un POES de 60 MBP.
- Cinco (5) campos tipo Quillacinga (5 MBP), 20% de factor de recobro con un POES de 75 MBP
- Un (1) campo tipo Platanillo (20 MBP), 18% de factor de recobro con un POES de 110 MBP.
- Un (1) campo tipo Costayaco (80 MBP), 30% de factor de recobro con un POES de 265 MBP.

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

4.4.6 EVALUACIÓN DE APORTE VOLUMÉTRICO DE RESERVAS Y PRODUCCIÓN DE LA CUENCA DEL CAGUÁN – PUTUMAYO EN PETRÓLEO.

La cuenca de Caguán - Putumayo tiene un gran potencial que no se ha logrado determinar en toda su extensión. Diferentes estudios plantean la continuidad de grandes yacimientos encontrados en las selvas de Ecuador y Perú que dieron origen a la inversión de OCP, Oleoducto de Crudos Pesados, que ha ayudado a la evacuación de los crudos de campos colombianos que en el pasado reciente se ven afectados por atentados al oleoducto Transandino.

La campaña exploratoria de Texas Petroleum Company de los 60, encontró los más grandes yacimientos que se explotan hoy por parte de Ecopetrol y la reciente campaña de la empresa Grantierra en la presente década con el mayor productor actual Costayaco dan una idea de la potencialidad que existe. La riqueza natural de la selva y sus retos logísticos son parte de la operación diaria.

Amerisur y Grantierra plantean en la información pública que sus programas de exploración en los bloques que operan se intensificarán en el año 2019.

De igual manera, el factor de recobro de los yacimientos es bajo, especialmente los denominados “maduros” por el tiempo de explotación. El ponderado es del orden del 13%. Vale la pena mencionar que el recobro esperado en el Campo Costayaco es del orden del 30 % dado el éxito de su estrategia de explotación al comenzar la

inyección de agua en los yacimientos productores en una etapa temprana de explotación.

La Cuenca produce en la actualidad cerca de 38.000 BPPD.

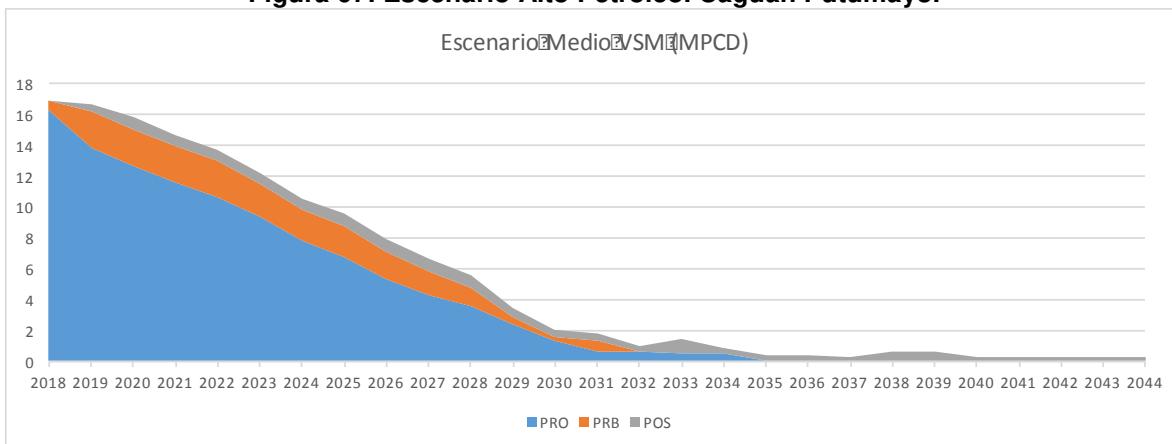
4.4.6.1 ESCENARIO ALTO

La información de los escenarios es fundamentalmente la que las empresas operadoras entregan para los campos de la cuenca: probadas, probables y posibles y los recursos contingentes del IRR 2017, con las expectativas exploratorias mencionadas. El bajo recobro de los campos, con el incentivo del repunte de precios internacionales lleva a una expectativa de crecimiento que se aprecia en los volúmenes que las empresas plantean en el IRR.

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

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

Figura 67: Escenario Alto Petróleo. Caguán Putumayo.



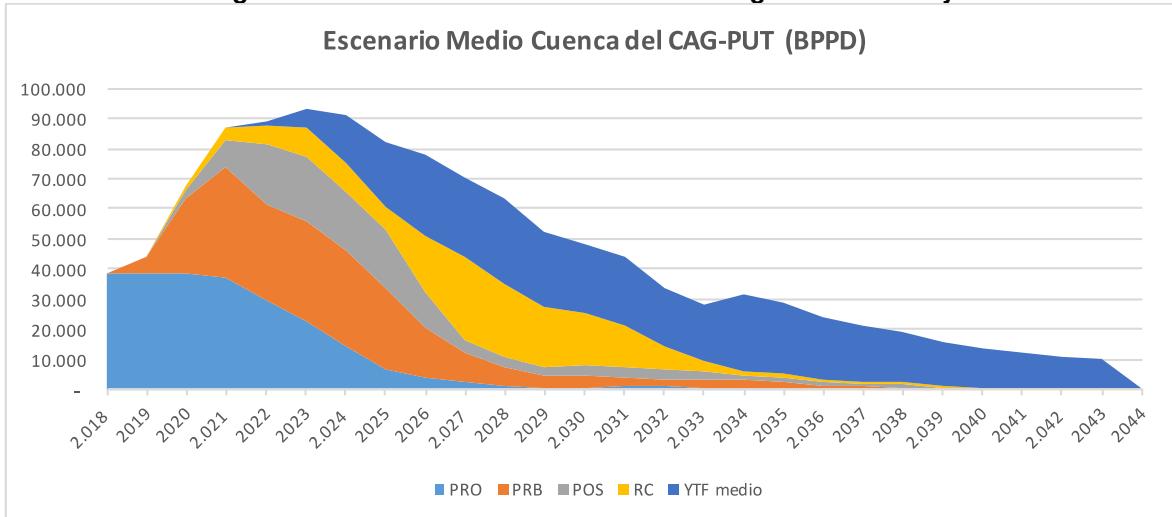
Fuente: cálculos propios

4.4.6.2 ESCENARIO MEDIO

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

Las expectativas de este escenario sobre nuevos hallazgos alcanzaría el hallazgo de hasta 149 millones de barriles

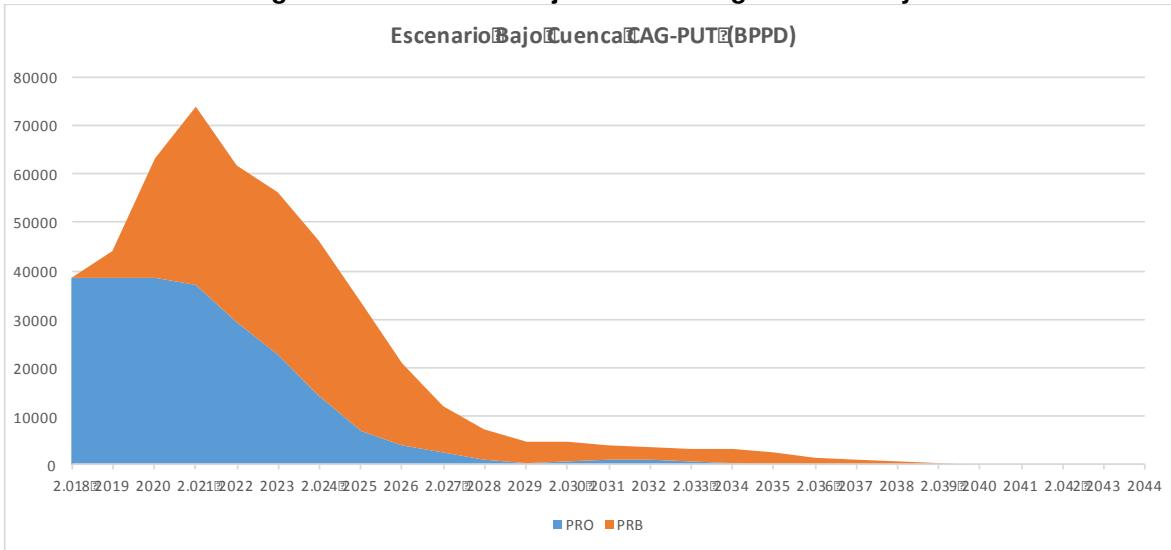
Figura 68: Escenario Medio de Petróleo Caguán – Putumayo.



Fuente: cálculos propios

4.4.6.3 ESCENARIO BAJO

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

Figura 69: Escenario Bajo Petróleo Caguán Putumayo.


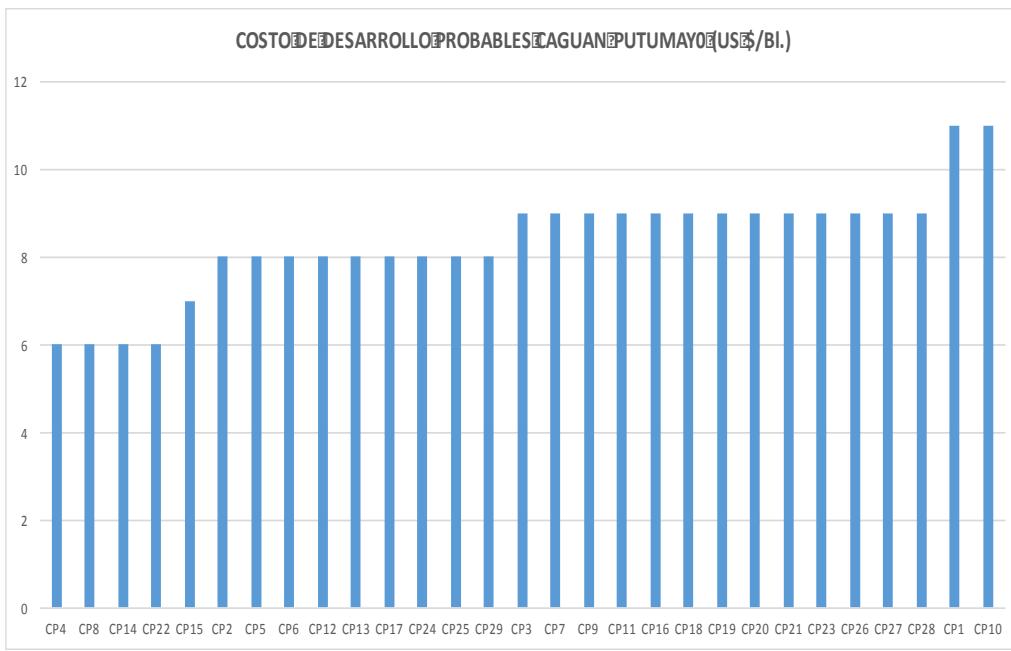
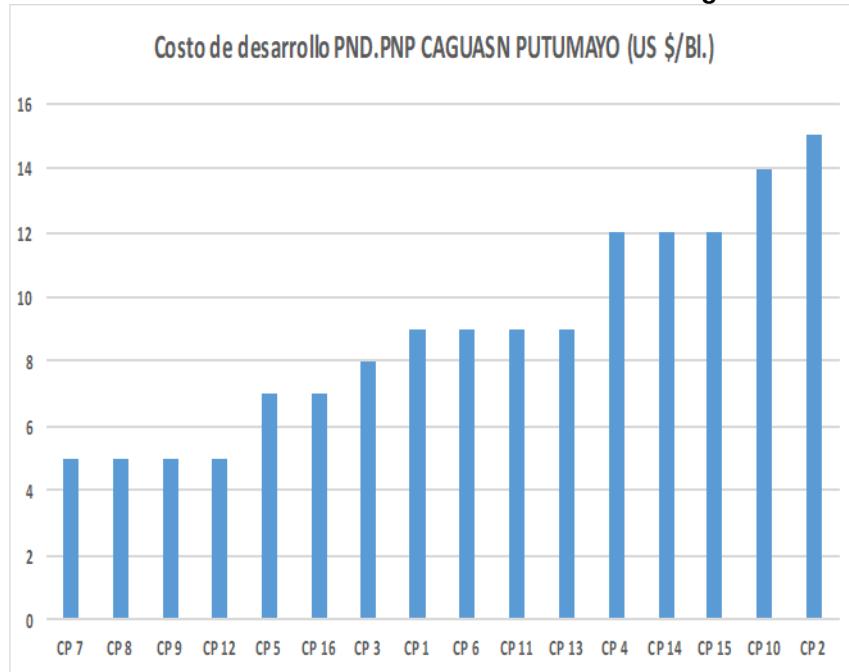
Fuente: cálculos propios

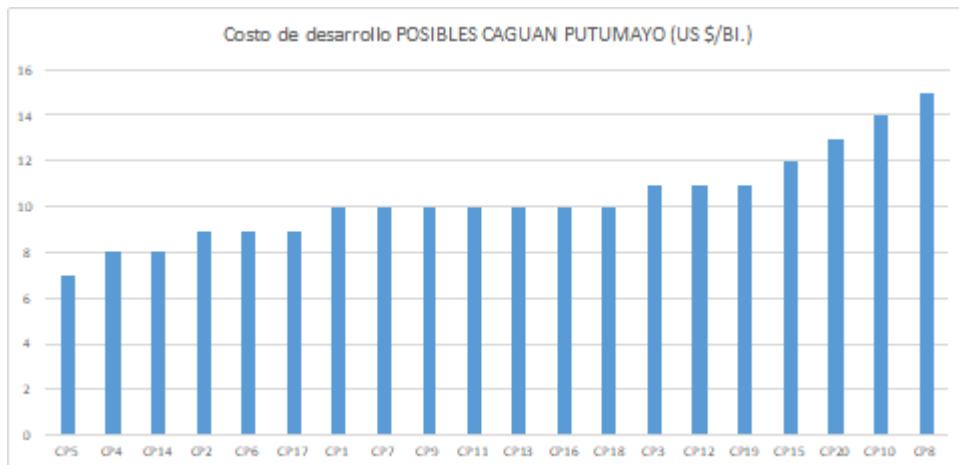
Respecto a los escenarios de producción de gas, por la situación particular de la cuenca relacionada con el contenido de CO₂ en algunos campos y principalmente por su localización geográfica, el potencial de producción de alrededor de 10 MPCGD, para los próximos diez años está todo disponible para su venta porque no hay ningún volumen contratado y actualmente se está quemando de acuerdo con los informes de producción de la ANH.

4.4.7 COSTO DE DESARROLLO

La potencialidad de las reservas a adicionar planteadas por los operadores de la cuenca hace que los costos de desarrollo sean comparables con los campos de otras cuencas. En las reservas probadas no produciendo y no desarrolladas se alcanzarían costos de desarrollos desde los 5 US\$/BI, y en los campos de menor productividad y acceso a operaciones hasta los 14 US\$/BI. Las reservas probables mantienen costos de desarrollo entre los 6 a los 9 US\$/BI dadas las expectativas volumétricas importantes que involucra. En las reservas posibles los costos proyectados por proyectos se sitúan entre los 8 y los 14 US\$/BI.

Figura 70: Costos de Desarrollo Reservas de la Cuenca Caguán Putumayo.





Fuente: cálculos propios

4.4.8 FACTORES CRÍTICOS DE ÉXITO QUE IMPACTAN LA ADICIÓN DE RESERVAS EN LA CUENCA

Actividad Exploratoria

La actividad exploratoria ha sido clave para los más importantes hallazgos de la cuenca. Las campañas exploratorias de importancia realizadas por parte de Texas Petroleum Company en los años 60, por parte de Ecopetrol en los años 80 y más recientemente en la última década por parte de GranTierra y el trabajo que está realizando Amerisur con toda seguridad van a reportar aumento de reservas en la cuenca en el mediano plazo.

Aspectos Sociales (Consulta previa, protestas sociales)

Existe un reto al mayor nivel y es de mantener las comunidades cercanas a la actividad petrolera con la menor afectación posible. Al tener la cuenca un porcentaje altísimo de selva virgen, existen comunidades indígenas a preservar. Las autoridades deben ser más estrictas con algunos grupos que reclaman afectaciones por ser supuestamente comunidades con asentamientos anteriores a la explotación que aparecen a los pocos años exigiendo derechos, después de que el Ministerio del Interior ha establecido las comunidades existentes en la áreas de exploración.

Los grupos armados han tenido un menor protagonismo en el área desde el proceso de paz sin embargo en Nariño y algunos sectores del Putumayo hay eventos que podrían volver a la situación crítica que se presentó entre los años 80 y la presente década, en donde no trabajaba sin la presión indebida de grupos armados.

Aumento en el factor de Recobro

El ejemplo de Costayaco y Cohembí, con la aplicación exitosa de inyección de agua, genera expectativas al aplicar esta tecnología en campos como Orito con más de 1.000 millones de barriles de POES, por lo cual en este campo se desarrolla un proyecto piloto para determinar su potencial.

Potencial geológico

En las últimas décadas se reconoce la potencialidad del área, falta actividad por su enorme extensión y los cuidados medioambientales que hay tomar que incrementan los eventuales costos de exploración y desarrollo.

Una incógnita a superar es la posible conexión que la Sociedad Andina de Geólogos y Geofísicos ha llamado el cinturón de crudos pesados que va desde las selvas del Perú hasta la faja del Orinoco, y que en esta cuenca solamente se explota el campo de Capella en el contrato Ombú, pero la potencialidad está latente.

Desarrollo de los yacimientos No Convencionales

Es importante definir la cocina en donde se generaron los hidrocarburos para establecer si esta cuenca tiene potenciales de yacimientos en roca generadora (YRG).

Aspectos Ambientales (Licencias, términos de referencia)

Para esta Cuenca son particularmente importantes las definiciones de límites y prácticas medio ambientales para que no afecten la selva amazónica por su importancia para el país y el mundo. Los desarrollos actuales han guardado un aceptable equilibrio de desarrollo sostenible en especial en el Putumayo.

Costos de producción (Incluyendo transporte)

Este factor crítico sigue siendo uno de los retos para el desarrollo de la cuenca. Han llegado mejores prácticas en eficiencia que repercuten en menores costos. Sin embargo las dificultades logísticas y el reto medio ambiental que genera costos altos continúan siendo unos de los retos más importantes para aumentar reservas y producción. Los costos de transporte son excesivamente altos superando aún los de llevar los crudos pesados de los Llanos orientales hasta la costa caribe colombiana.

Descubrimiento de Campos

La actividad actual e inversiones destinadas por los principales operadores generan una expectativa positiva para hallazgos en el corto plazo y desarrollos en el mediano plazo.

Precio del Crudo y precios de Gas

El gas asociado a los desarrollos de petróleo no ha sido un factor importante para el desarrollo comercial de la actividad. Los campos descubiertos en los años 60 tienen un alto contenido de CO₂, y en los otros campos sus cantidades producidas y la infraestructura disponible no permiten desarrollos comerciales.

En materia de petróleo las condiciones económicas de los campos y al infraestructura requieren precios internacionales entre 50 y 60 US\$/bl. para su explotación.

Manejo del agua asociada con la producción de crudo.

Debido al control medio ambiental es un tema importante y está limitado su vertimiento, por tanto en los costos de desarrollo hay que involucrar un proceso de eventual inyección para disposición a alguna formación en donde no se presenten inconvenientes.

4.4.9 COSTOS DE PRODUCCIÓN Y TRANSPORTE

Para los costos de operación y transporte de los diferentes campos que hacen parte de la cuenca del Caguán - Putumayo se tomó la información reportada por la Gerencia de Reservas y Operaciones de la ANH en su análisis de costos de julio 31 de 2017.

Con la información reportada en los informes IRR 2016 por las compañías para cada uno de los campos, en este informe se determinó el costo unitario de operación 2017 que incluye: actividades operacionales, alquiler de facilidades, HSE, gestión social, personal, WO, servicios a pozos, seguridad, entre otros. En los casos que no había información para un campo, el consultor los asimiló a costos promedio o de otros campos del mismo contrato.

Por otra parte, para el costo de transporte, se revisó la información contenida en el mismo reporte y para algunos casos en los cuales los costos presentaban alguna distorsión entre operadores de la misma área y diferían bastante de los costos razonables comparados con las tarifas vigentes de los oleoductos por los cuales se transportan, el consultor los ajustó con su mejor criterio.

Una parte fundamental de los sistemas de transporte de crudo lo constituyen las estaciones o nodos (De entrada, de inyección, de evacuación o de conexión). En estos nodos se realizan diversas actividades de logística de transporte de crudo como recibo de crudos de pozos no conectados, almacenamiento, mezcla, inyección y bombeo de crudo hasta cualquiera que sea su destino final.

A continuación, se mencionan las principales estaciones que sirven de nodo del sistema de oleoductos a través de los cuales se evacuan los crudos de la cuenca del Caguán - Putumayo:

- **Orito**

En el sistema aislado, ubicado en el departamento de Putumayo, se encuentra el nodo Orito, el cual es el nodo de entrada al sistema de oleoductos Transandino en su tramo Orito – Tumaco (OTA). Se encuentra ubicado en la parte sur de la cabecera municipal de Orito (Putumayo). Este nodo también es el nodo de entrada del oleoducto Orito – San Miguel – Lago Agrio (Ecuador).

- **Churuyaco, Mary, San Miguel, Mansoyá, y Costayaco**

Todos estos se consideran nodos de inyección de pequeños tramos de oleoducto del sistema de oleoductos del sur del país y reciben crudo de pozos como Miraflor, Mary, Guayuyaco, Linda, Toroyaco, Juanambu, Moqueta y Costayaco. Todos estos sistemas aportan crudo que llegan hasta la estación Santana, que tiene la capacidad de almacenarlos y enviarlos hacia Orito o hacia Lago Agrio en Ecuador.

Tal como se aprecia en la figura, los principales sistemas de oleoductos (marcados con líneas azules) para evacuar los crudos de la cuenca del Caguán - Putumayo son los siguientes:

- Oleoducto Orito – Km 15 - Tumaco
- Oleoducto San Miguel – Yarumo - Orito
- Oleoducto Mansoyá – Santana – Yarumo - Orito
- Oleoducto Churuyaco – Km 15
- Oleoducto Mary – Linda – Toroyaco – Uchupayaco - Santana

Figura 71: Sistemas de transporte por oleoducto en la cuenca del Caguán – Putumayo.


Fuente: ECOPETROL

A continuación, en la tabla, se relacionan las tarifas vigentes en US\$/BI para cada uno de los oleoductos enumerados anteriormente y que sirvieron con base para revisar, comparar y ajustar cuando se requirió los costos de transporte a costa colombiana de cada uno de los campos productores de esta cuenca.

OLEODUCTO	TRAMO	TARIFA USD/BI
ORITO - TUMACO	ORITO - KM 15	0,80
	KM 15 - TUMACO	12,72
SAN MIGUEL -YARUMO	SAN MIGUEL -COLON	11,34
	COLON -YARUMO	10,30
MANSOYA - ORITO	MANSOYA - SANTANA	18,06
	SANTANA - YARUMO	1,31
	YARUMO - ORITO	0,32
CHURUYACO - KM 15	CHURUYACO - KM 15	5,89
MARY - UCHUPAYACO	MARY - LINDA	1,16
	LINDA - TOROYACO	0,78
	TOROYACO - UCHUPAYACO	1,43
COSTAYACO- UCHUPAYACO	COSTAYACO- UCHUPAYACO	1,92
UCHUPAYACO - SANTANA	UCHUPAYACO - SANTANA	1,07

Tabla 19. Tarifas vigentes en US\$/BI oleoducto cuenca del Caguán–Putumayo.

Tal como se muestra en la figura, existe también la posibilidad de exportar los crudos de esta cuenca por el vecino país de ECUADOR, utilizando el Oleoducto binacional San Miguel – Lago Agrio (OSLA) y posteriormente conectándose el oleoducto de crudos pesados (OCP) que interconecta a Lago Agrio con el puerto de Esmeraldas. También existe la posibilidad de llevar el crudo por carretanques desde el territorio colombiano hasta un descargadero el terminal Amazonas del OCP.

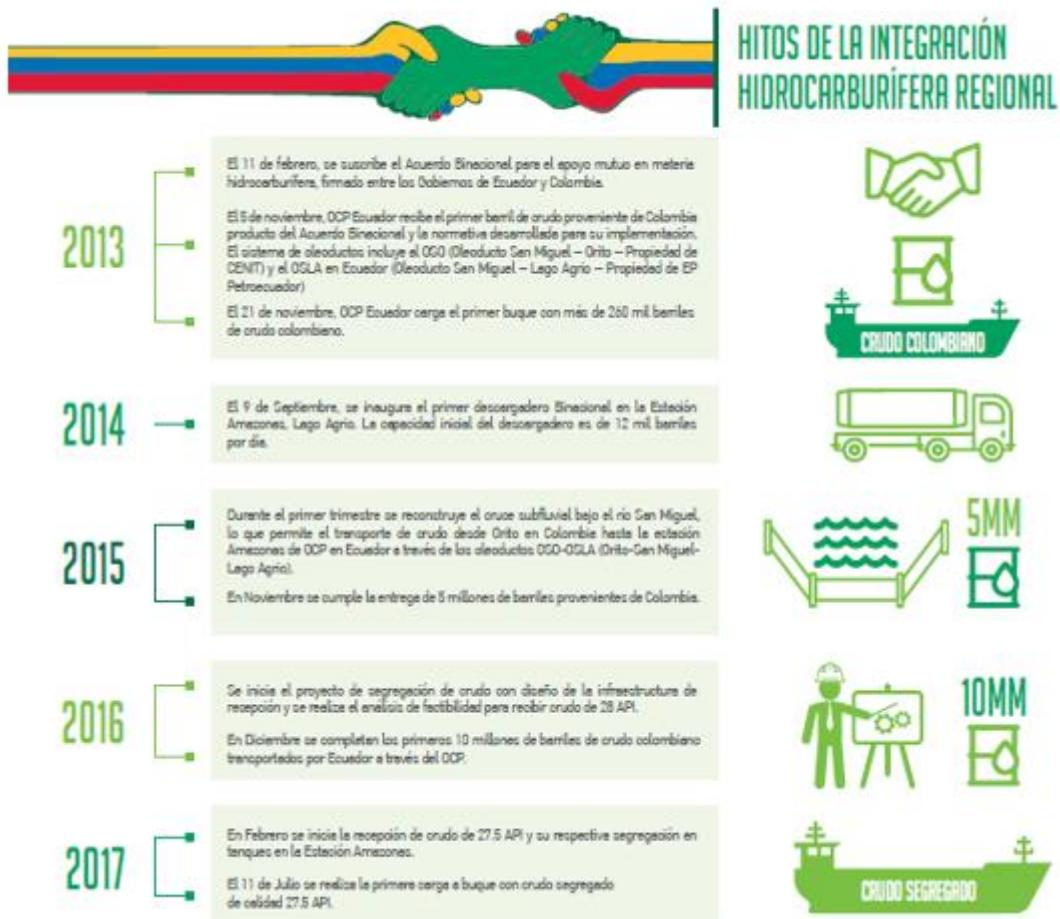
Figura 72: Integración de los Oleoductos del Sur del País con el Sistema de Transporte Ecuatoriano.



Fuente: OCP Ecuador

En la siguiente figura se muestra la evolución de la integración de transporte de crudos con ECUADOR, destacándose que actualmente se puede transportar y exportar crudo liviano segregado proveniente de Colombia, como una solución logística a las afectaciones operativas del Oleoducto Trasandino (OTA) que lleva los crudos desde Orito al puerto exportador de Tumaco.

Figura 73: Hitos de la Integración de los Oleoductos del Sur del País con el Sistema de transporte Ecuatoriano.



Fuente: OCP Ecuador

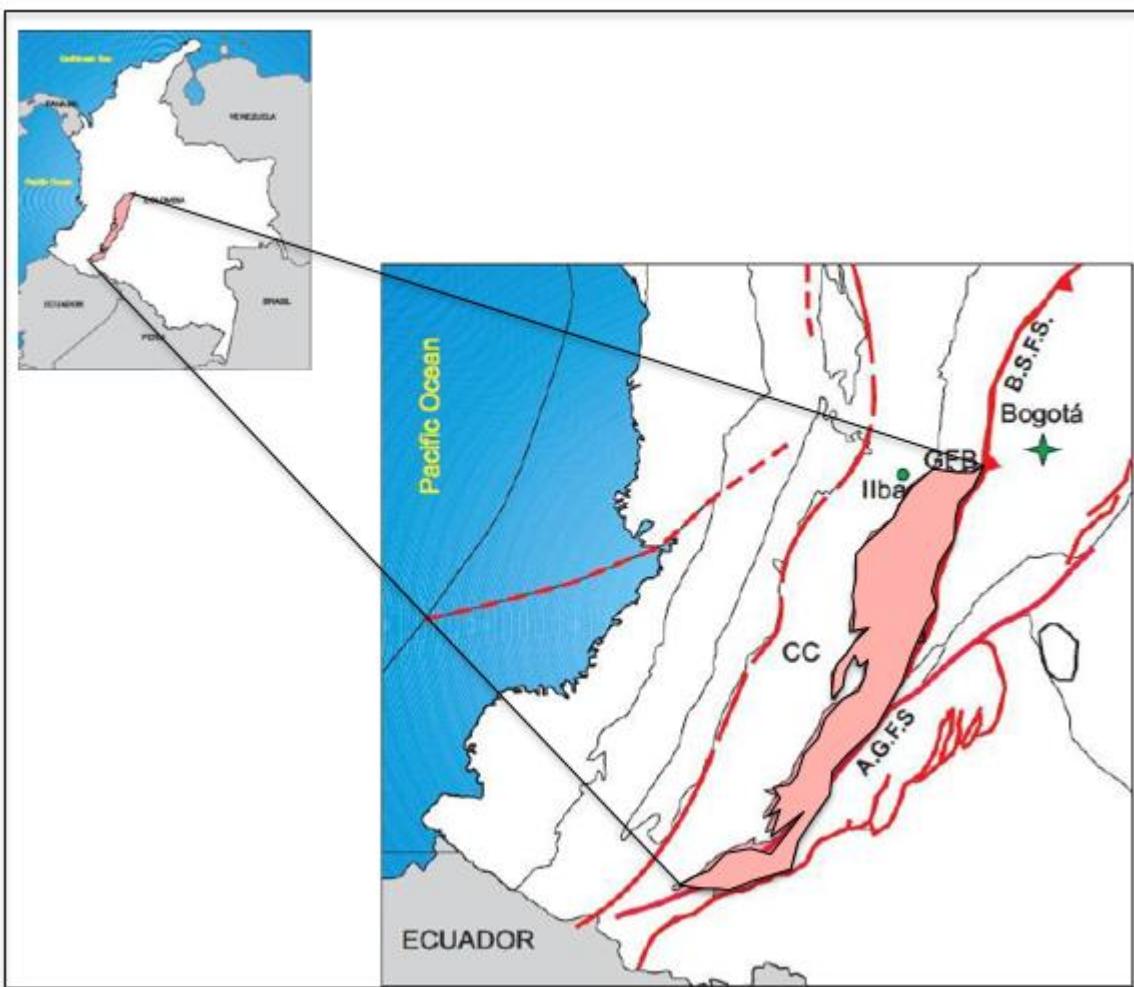
En el Modelo de Proyección que se entrega a la UPME se encuentran los costos de producción y transporte establecidos para cada uno de los campos de esta cuenca.

Finalmente, se recomienda que la UPME o el consultor tengan acceso a la información reportada por cada compañía de los costos de producción y transporte por campo en el IRR 2017 y posteriores para así mantener actualizado el modelo.

4.5 CUENCA VALLE SUPERIOR DEL MAGDALENA

La cuenca del Valle Superior del Magdalena se localiza (figura 74) al 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 S del Cinturón plegado de Girardot (GFB), al SW de la falla Algeciras - Garzón (AGFS), y al NW del Sistema de fallas Bituima-La Salina (BSFS).

Figura 74: Localización de la Cuenca del Valle Superior del Magdalena.



Fuente: Tomada de (Barrero et al, 2007)

El inicio de la cuenca del Valle Superior del Magdalena (VSM) se da durante el Jurásico-Triásico y es originada por los procesos de apertura de la cuenca y de levantamiento de las cordilleras Central y Oriental, lo que ha permitido la depositación de sedimentos desde el Mesozoico hasta el Terciario, depósitos que han sido afectados por fallas y pliegues que dan forma a la cuenca. La cuenca está rodeada por fallas importantes como Algeciras-Garzón y Bituima-La Salina y las cordilleras Central y Oriental. Sus sedimentos están depositados sobre un basamento cristalino que ha sufrido metamorfismo de alto y bajo grado, en medio de los diferentes procesos de extensión y compresión que han intervenido en la evolución de la cuenca.

4.5.1 ESTRATIGRAFÍA

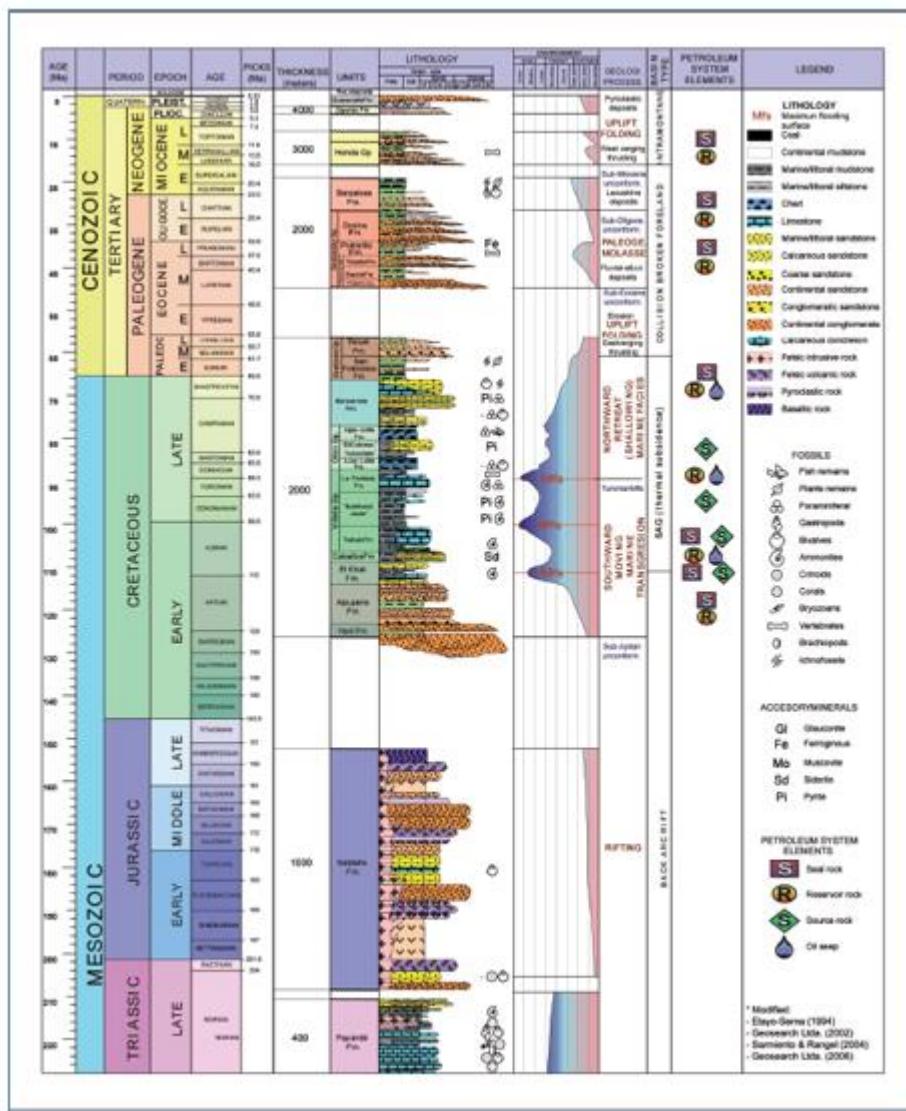
La sección estratigráfica inicia en el Proterozoico, edad del basamento sobre el que se depositan sedimentos que pasan de un ambiente marino a continental y finalmente marino. Estos depósitos han sufrido fuerte deformación por fallamiento y plegamiento.

La secuencia ha sido dividida en las siguientes formaciones (figura 75):

- El Hígado/Venado y Amaya/ Anaba, depositadas en un ambiente marino durante el Ordovísico.
- El Imán y La Jagua, depositadas en un ambiente marino durante el Devoniano-Carbonífero.
- Llodolitas de Cerro Neiva, depositada en un ambiente marino durante el Permiano.
- Luisa, depositada en un ambiente continental durante el Triásico temprano.
- Payandé, depositada en un ambiente marino durante el Triásico tardío.
- Saldaña, unidad vulcano-sedimentaria depositada en un ambiente continental durante el Jurásico.
- Yavi depositada en un ambiente fluvial durante el Barremiano.
- Alpujarra, depositada en un ambiente fluvial durante el Aptiano inferior.
- El Ocal, deposita en un ambiente marino durante el Aptiano superior-Albiano inferior.
- Caballos, depositada en un ambiente de litoral/playa durante el Albiano medio

- Tetuán, depositada en un ambiente marino de plataforma durante el Albiano superior.
- Bambucá, depositada en un ambiente marino durante el Albiano superior-Cenomaniano.
- La Frontera, depositada en un ambiente marino de plataforma durante el Turoniano.
- Miembro Inferior de la formación Lidita, depositada en un ambiente marino de plataforma externa durante el Coniaciano-Santoniano.
- Miembro superior de la formación Lidita, depositada en un ambiente marino de plataforma interna durante el Campaniano inferior.
- Monserrate, El Tobo, La Tabla y Lutitas y Arenas, depositadas en un ambiente transicional durante el Campaniano superior-Maastrichtiano inferior.
- Rumiyaco y Guaduala, depositadas en un ambiente continental durante el Maastrichtiano superior-Paleoceno.
- Tesalia, Baché, Palermo, Chicoral y Potrerillo, depositadas en un ambiente continental durante el Eoceno medio a tardío.
- Pepino y Doima, depositadas en un ambiente continental durante el Oligoceno.
- Honda, depositada en un ambiente fluvial durante el Mioceno medio-tardío.

Gigante y Guacacallo, depositadas en un ambiente continental vulcano-sedimentario durante el Plioceno-Pleistoceno.

Figura 75: Columna Estratigráfica Generalizada del Valle Superior del Magdalena.


Fuente: Tomada de (Roncancio & Martínez, 2011)

4.5.2 EVOLUCIÓN TECTÓNICA

Durante el Precámbrico se da la Orogenia Grenviliiana donde chocan la placa Norteamericana y Guyana (Kroonenberg, 1982; Cediel et al, 2003; Citados por Roncancio & Martínez, 2011) lo que produjo en las rocas que las constituyan metamorfismo de alto grado. Durante los inicios del Paleozoico el hundimiento del Escudo de Guyana facilita la entrada del mar al continente, evento que es registrado

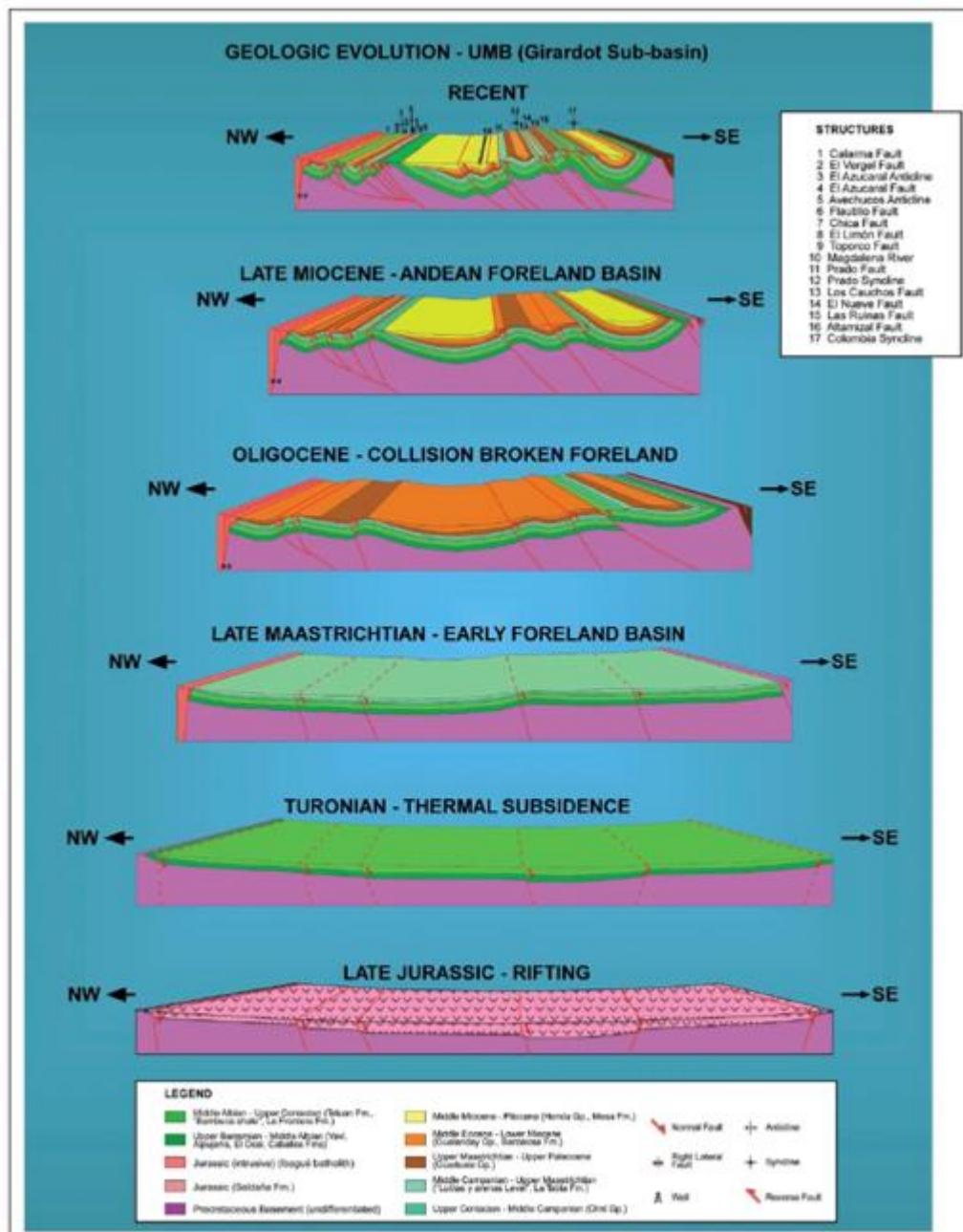
en los sedimentos de origen marino que se depositaron y posteriormente sufrieron metamorfismo de bajo grado, debido a la Orogenia tipo Cordillera ocurrida a mediados del Paleozoico. A finales de esta misma Era se da un nuevo choque entre continentes que provoca el retroceso del mar y la deposición de sedimentos continentales, además del proceso orogénico que da origen al Aulacógeno Bolívar (Cediel & Cáceres, 2000) y a esfuerzos transtensionales que generan la apertura intercontinental.

Durante el primer periodo del Mesozoico continúan depositándose sedimentos continentales y los esfuerzos extensionales producen fallas normales, una mega cuenca de apertura y vulcanismo al que se le asocian intrusiones. Estos esfuerzos continúan en el segundo y tercer periodo de esta Era, caracterizando el Cretácico por depósitos de origen marino que sufren dos etapas de máxima inundación durante el Albiano temprano y el Turoniano y una pequeña etapa regresiva durante el Albiano Medio (Etayo-Serna, 1994; Sarmiento & Rangel, 2004; Jaimes de Freitas, 2006; y Cediel et al, 1981; Citados por Roncancio & Martínez, 2011) y la creación de una depresión estructural debido a los esfuerzos extensionales.

Al final del Cretácico el levantamiento de la cordillera Central genera regresiones del mar, permitiendo la deposición de sedimentos de transición hasta el pulso más importante de la cordillera Central, esto ocurre inclusive a principios del Cenozoico, provocando un periodo de no deposición y dando origen a fallas inversas y pliegues asociados, que se desarrollan al mismo tiempo que ocurre la deposición de sedimentos de ambiente continental.

Al final del Paleógeno y principios del Neógeno existe una breve trasgresión del mar y se levanta la cordillera oriental, debido a la orogenia Andina que además invierte las fallas normales, genera fallas inversas, cinturones plegados y el continuo levantamiento de las cordilleras Oriental y Central. Durante el Neógeno y cuaternario continúa la deposición de sedimentos de ambientes continentales.

Figura 76: Modelo Integrado de Evolución Tectónica del VSM.

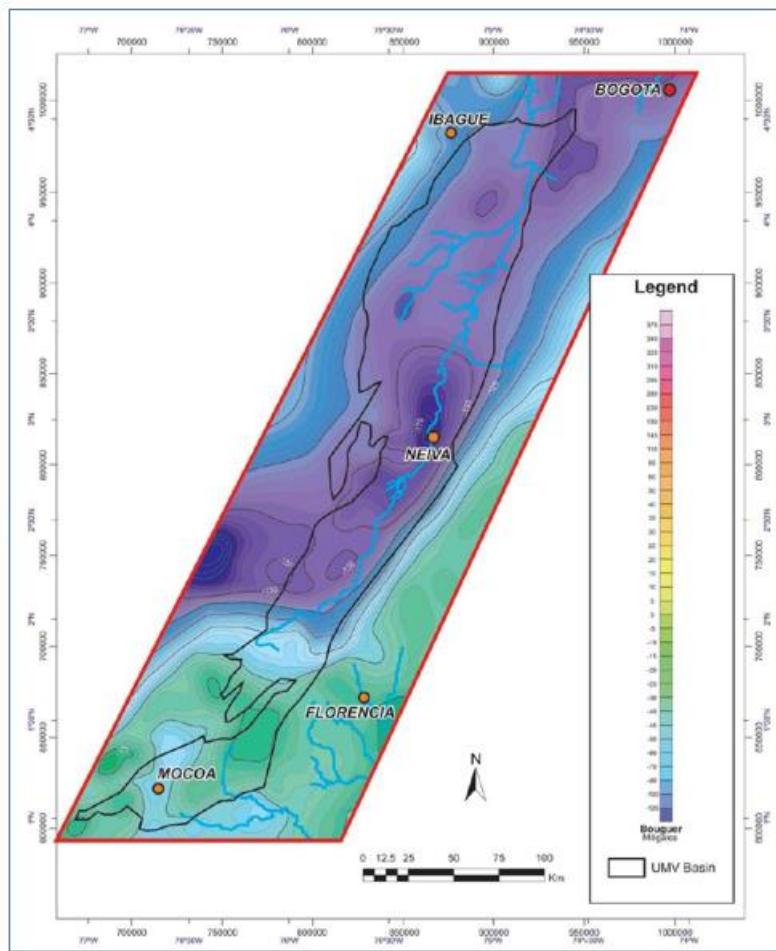


Fuente: Modificado de Geotsearch, 2011, (Citado por Roncancio & Martínez, 2011)

La configuración de la Cuenca se observa en el mapa de anomalía de Bouguer que muestra valores negativos a lo largo del cauce del río Magdalena, hasta el sector de Pitalito, mientras que los valores cercanos a cero se encuentran en el borde SE de la cuenca y corresponden a altos del basamento.

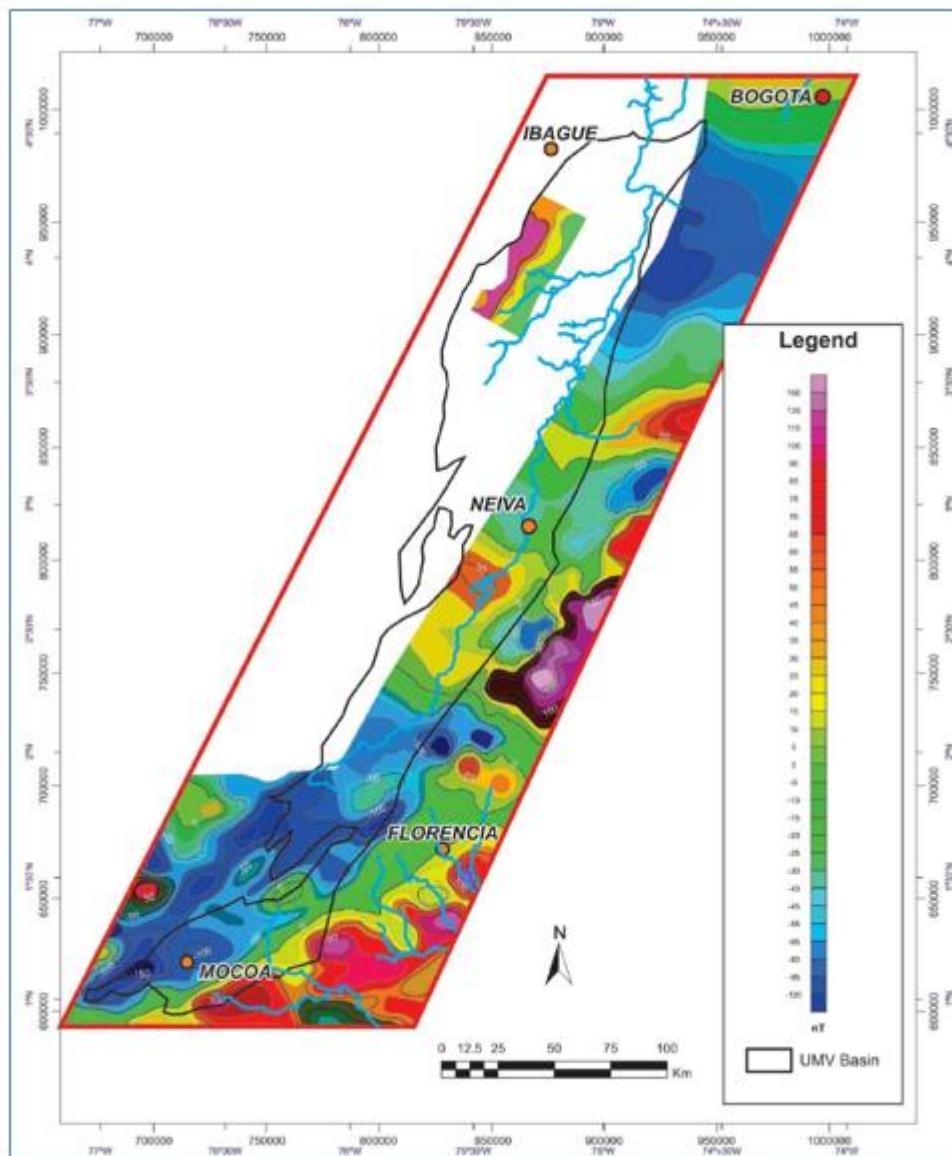
El mapa de intensidad magnética muestra valores positivos al SE correspondientes a los altos de basamento y esto es concordante con lo señalado en el mapa de Bouguer, además se encuentran valores negativos en los extremos SW y NE de la cuenca lo que indica que hay cuerpos magnético en profundidad.

Figura 77: Mapa de la anomalía de Bouguer de la cuenca del VSM.



Fuente: Tomado de ANH, 2010, (Citado por Roncancio & Martínez, 2011)

Figura 78: Mapa de la intensidad magnética total de la cuenca del VSM.

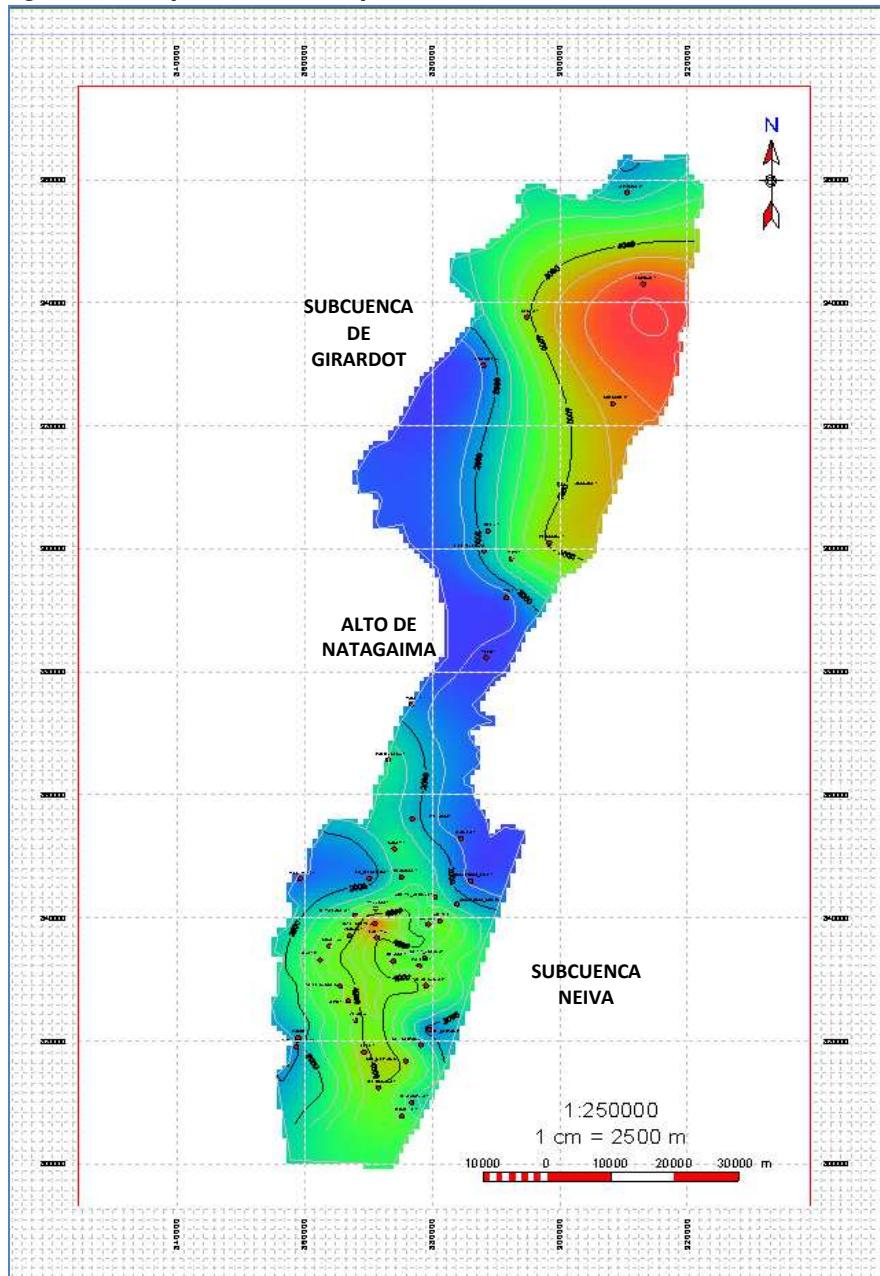


Fuente: Tomado de ANH, 2010, (Citado por Roncancio & Martínez, 2011)

La cuenca del Valle Superior del Magdalena es separada por el Alto de basamento de Patá (Buttler, 1969; en: Mojica & Franco, 1990) o Natagaima (Beltrán & Gallo, 1969; Mojica & Bayer, 1987; en: Roncancio & Martínez, 2011) en dos subcuencas: Girardot al norte y Neiva al sur (figura 79), Schamel (1989) con base en la ausencia

de unidades del Terciario asigna una edad Oligoceno al paleoalto, mientras que Mojica & Franco (1990) sugieren una edad Mioceno para éste.

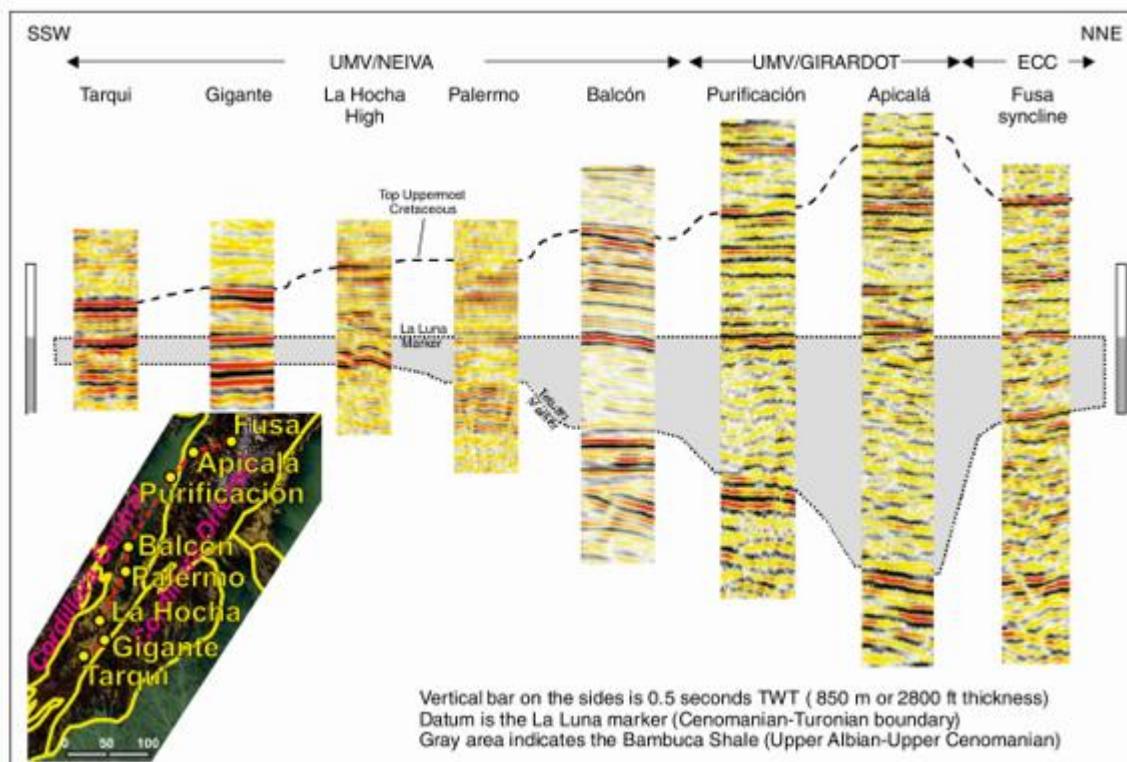
Figura 79: Mapa Isocoro Grupo Honda Visualización Subcuenca VSM.



Fuente: Tomado de Ecopetrol, 2011

La estratigrafía entre las dos subcuenca varía. Jaimes & de Freitas (2006) presentan evidencia del adelgazamiento que experimenta el Cretácico hacia el sur de la cuenca desarrollando su máximo espesor en el costado Nororiental, en el área de purificación y Carmen de Apicalá (figura 80). Al Noreste de la subcuenca de Girardot, la cual bordea la Cordillera Oriental, la deposición cretácica inició en el Barremiano. La sección se adelgaza progresivamente hacia el Sur conteniendo los depósitos fluviales del Aptiano como la unidad más antigua en la subcuenca de Neiva (Jaimes & de Freitas, 2006).

Figura 80: Correlación S-NE entre campos del Valle Superior del Magdalena con base en líneas sísmicas.



Fuente: Tomado de (Jaimes & De Freitas, 2006 –citada en ANH-GEMS, 2013)

4.5.3 SISTEMA PETROLIFERO

La cuenca del Valle Superior del Magdalena ha sido explorada y explotada a nivel petrolífero con más de 1.314 pozos perforados y 41 campos productivos, razón por la cual cuenta con gran cantidad de muestras y estudios geoquímicos, lo que ha

permitido tener un mejor conocimiento del sistema petrolífero y los procesos que ha sufrido la materia orgánica.

El sistema petrolífero de la cuenca consta de los siguientes elementos:

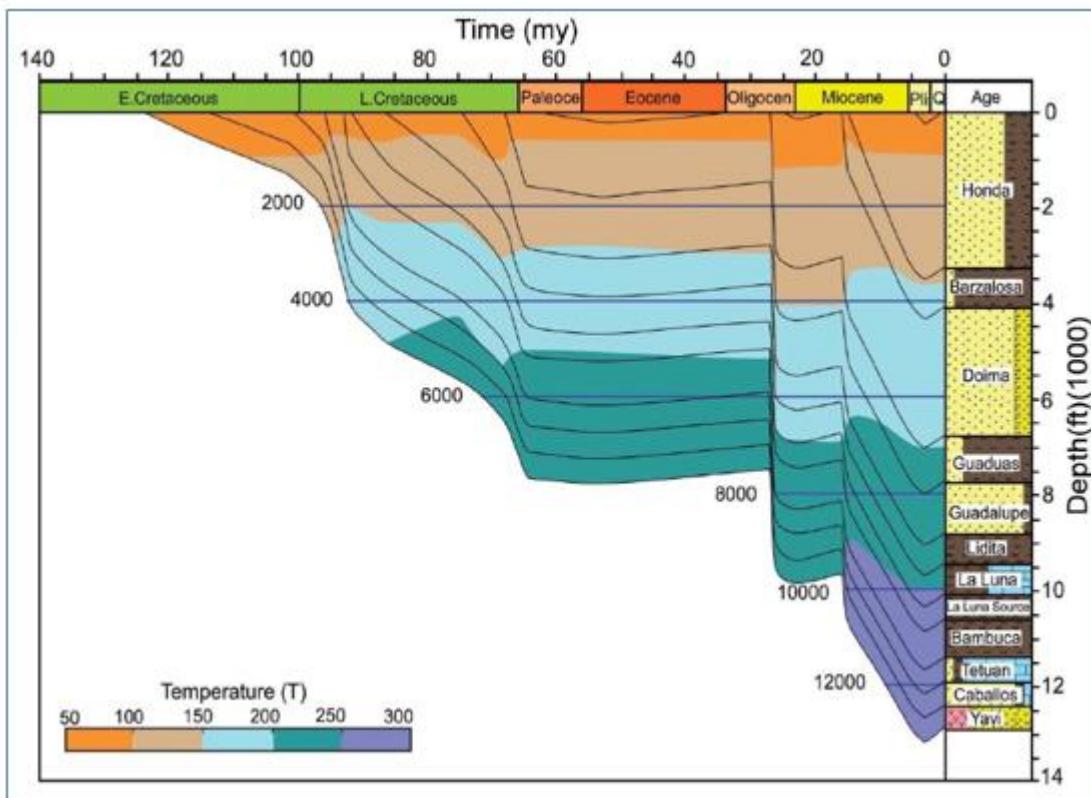
- Roca fuente o generadora, constituida por Calizas y Iodolitas de las formaciones Tetuán, Bambucá y La Luna (Mojica, 2009) con cantidad de materia orgánica (% COT- Carbono Orgánico Total) >4, temperatura máxima (Tmax) entre 420 y 440°C y reflectancia de vitrinita (%Ro) <0.6-1, lo que caracteriza a estas formaciones como inmaduras a maduras.
- Roca reservorio, constituida por areniscas de las formaciones Caballos (porosidades entre los 10%-18% y permeabilidad entre 100 - 500 md), Guaduala y Monserrate (porosidades de 18% y permeabilidad de 100 md)
- Roca sello, constituida por shales y calizas pelágicas de las formaciones Tetuán, Bambucá, La Luna, Guaduala y Monserrate.
- Trampas, estas son de tipo estructural y están divididas en cinco grupos: anticlinales plegados por cabalgamiento y retrocabalgamiento, anticlinales truncados por la disconformidad del Eoceno, fallas invertidas y sistemas de dúplex.

La interpretación geoquímica y el modelamiento geológico de generación y expulsión de hidrocarburos muestran en la curva de enterramiento (figura 81) de la cuenca que la base de la sección sedimentaria del Cretácico alcanza una profundidad máxima de 13.200 pies y temperatura máxima de 295°F durante el Plioceno.

La simulación de los procesos de generación y expulsión de hidrocarburos en la cuenca del Valle Superior del Magdalena muestra que en general los intervalos generadores se encuentran inmaduros en buena parte de la cuenca incluyendo las zonas donde se encuentran las acumulaciones comerciales de hidrocarburos. Solo en la parte mas profunda de los sinclinales, la secuencia cretácica que involucra los intervalos generadores alcanzó niveles de madurez compatibles con la ventana de aceite y/o gas.

Con base en el modelo geológico y los modelamientos regionales de generación de hidrocarburos, en cada una de las subcuenca del Valle Superior del Magdalena se definieron cinco áreas de generación (figura 82). En la subcuenca de Girardot se definieron las áreas que corresponden a los Sinclinales de Tocaima, Apicalá, El Sapo, Hilarco y Colombia.

Figura 81: Diagrama de enterramiento cuenca Valle Superior del Magdalena.



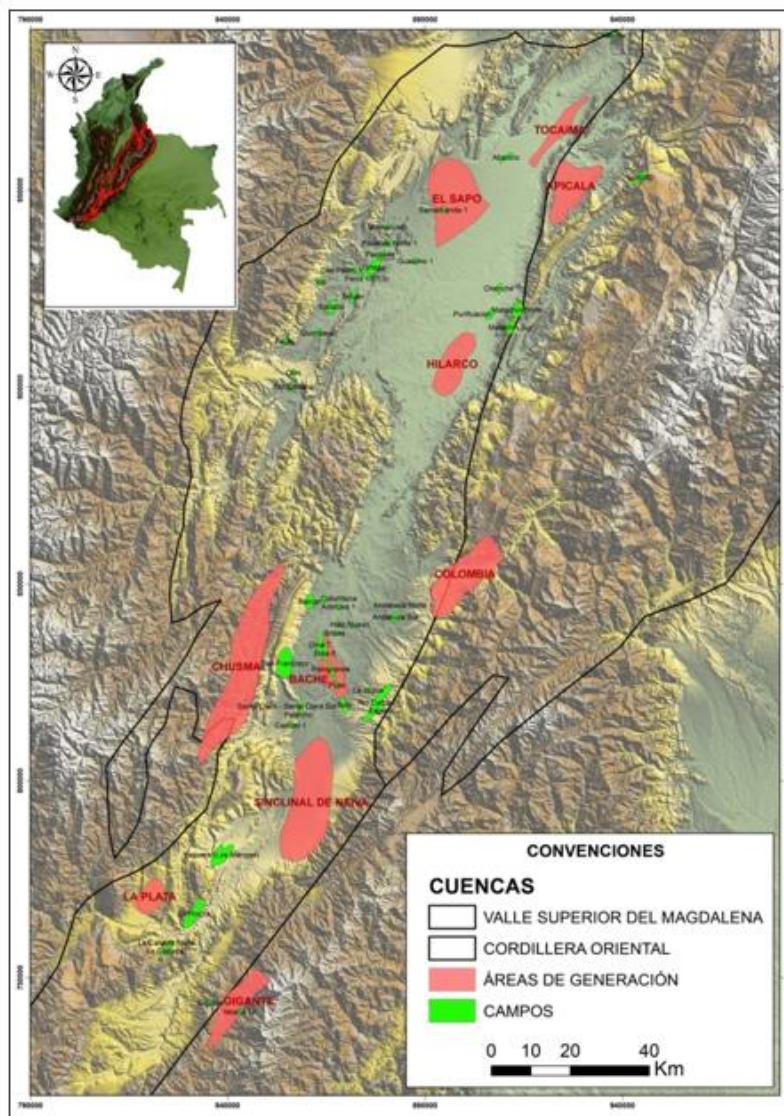
Fuente: Tomada de (Roncancio y Martínez, 2011 - citada en Lozano y Zamora, 2014)

El Sinclinal de Tocaima está ubicado al sur de las poblaciones de Tocaima y Agua de Dios. No se reportan reservas descubiertas de hidrocarburos en la cuenca del Valle Superior del Magdalena asociadas a esta estructura, los campos asociados podrían ser los localizados más al sur de la cuenca del Valle Medio del Magdalena, abriendo posibilidad de explorar cerca a la influencia de esta estructura en el norte de la Cuenca del Valle Superior del Magdalena. El Sinclinal de Apicalá se localiza al oeste de campo Guando y este es el que está asociado a esta estructura. El Sinclinal de Hilarco corresponde al Sinclinal que rodea al oeste y al sur a los Campos Purificación Chenche y Matachín. El Sinclinal de Colombia corresponde al Sinclinal ubicado al este de los pozos productores no comerciales Encanto-1 y Alpujarra-1, localizada sobre la Cordillera Oriental pero alimentando estructuras del Valle Superior del Magdalena.

Para la subcuenca de Neiva se definieron las áreas de generación que corresponden a los Sinclinales Bache, Chusma, Neiva, La Plata y Gigante. A las

áreas de generación de Bache-Neiva-Chusma están ligadas a los campos del tren de Producción del Huila, San Francisco y Rio Ceibas. A las áreas de generación de La Plata - Gigante están ligadas a los campos del Sur del Huila, Yaguará-Los Mangos, La Hocha, La Cañada-Gigante.

Figura 82: Áreas de generación cuenca del Valle Superior del Magdalena.



Fuente: Tomada de (ANH-Ardilex, 2014)

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

- Una primera fase, asociada con un proceso extensional o de fractura (rift), el cual comienza en el Triásico y se extiende hasta comienzos de Cretáceo Temprano.
- Una segunda fase relacionada con un periodo de subsidencia tipo retroarco (back-Arc) que va desde mediados del Cretáceo hasta el Maastrichtiano, durante esta fase se deposita una secuencia sedimentaria tipo cuña, con rocas sedimentarias continentales hacia la base y tope de la secuencia, y facies marinas en el medio. Esta cuña sedimentaria contiene las principales rocas generadoras y almacenadoras de la cuenca.
- Una tercera fase asociada con un evento de deformación y acortamiento que da origen al levantamiento de la Cordillera Central producto del choque entre el arco de isla del Baudó y la placa Suramericana, dando como resultado en esta parte del territorio colombiano la creación de una cuenca de antepaís (foreland).
- Una cuarta fase relacionada con una cuenca tipo retroarco-antepaís (back-Arc-foreland) que va desde el Paleoceno hasta finales del Oligoceno. Deformación y acortamiento son registrados hacia el este de la cuenca, principalmente asociados con el progresivo desarrollo de la Cordillera Central. Periodos de erosión son registrados durante esta fase. Se mantiene la formación de una cuenca foreland, que puede ser definida para esta época como una cuenca antepaís preandina.
- La quinta y última fase, está asociada con la creación de una cuenca intramontaña, la cual está asociada con la orogénesis de la Cordillera Oriental a partir del Mioceno. La principal fase de deformación ocurre hacia finales del Mioceno cuando Panamá choca y es suturado al continente suramericano. Durante esta deformación la Cordillera Oriental es levantada completamente y la mayoría de las cuencas colombianas adquieren su fisonomía actual.

4.5.4 HIDROCARBURO POR DESCUBRIR

Se han realizado varios estudios de YTF (Yet To Find) para las diferentes cuencas colombianas incluyendo la del Valle Superior del Magdalena cuyos resultados se presentan en la Tabla 16. Los diferentes estudios tienen en común la conclusión de que en la subcuenca Neiva la relación entre el hidrocarburo descubierto y el hidrocarburo disponible es muy alta (cercana al 70%) reflejando una eficiencia en el entrampamiento, y lo que da una alta probabilidad de encontrar nuevos descubrimientos de muy bajos volúmenes (entre 30 y 40 millones de barriles de Petróleo Original En Situ - POES), aunque esta subcuenca corresponde al sector con mayor índice de descubrimientos de la Cuenca del VSM.

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

Estudios YTF				
Año	Compañía	Metodología	Hidrocarburo Generado / Disponibles MBP	Hidrocarburo por Descubrir MBP
1998	Ecopetrol	Balance de masas		1.400
2003	Ecopetrol	Balance de masas		3.003
2004	Ecopetrol (Córdoba)	Balance de masas		894
2004	Ecopetrol- AGN	Fractal		887
2009	ANH-UIS	Balance de masas (p50)	12.330	8.600
2012	ANH-U NAL	Combinada (p50)	505.000 ¹⁴	2.099 ¹⁵
2013	ANH-GEMS	Balance de masas	7.340	3.610
2014	ANH-ARDILEX	Combinada (p50)	7.088	1.749
2015	ANH-Kuenka	Combinada (p50)	7.420	738

Tabla 20. Estudios YTF.

Fuente: ECOPETROL - ANH

¹⁴ Hidrocarburo Generado

¹⁵ Metodología Fractal

El resultado de los hidrocarburos por descubrir (YTF- Yet To Find) de los estudios que utilizaron la metodología de balance de masas, Ecopetrol Córdoba, ANH - UIS y ANH – GEMS, tienen valores muy dispersos, desde 894 MBP hasta 8,600 MBP, más del doble de lo encontrado hasta ahora en la cuenca (3,730 MBP a 2018).

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. Con base en lo anterior, usaremos el valor más conservador que es el estudio de Ecopetrol – Córdoba del 2004 con un valor de hidrocarburo por descubrir de 894 MBP, dejando la posibilidad que pueda ser mayor aumentando la prospectividad de la cuenca.

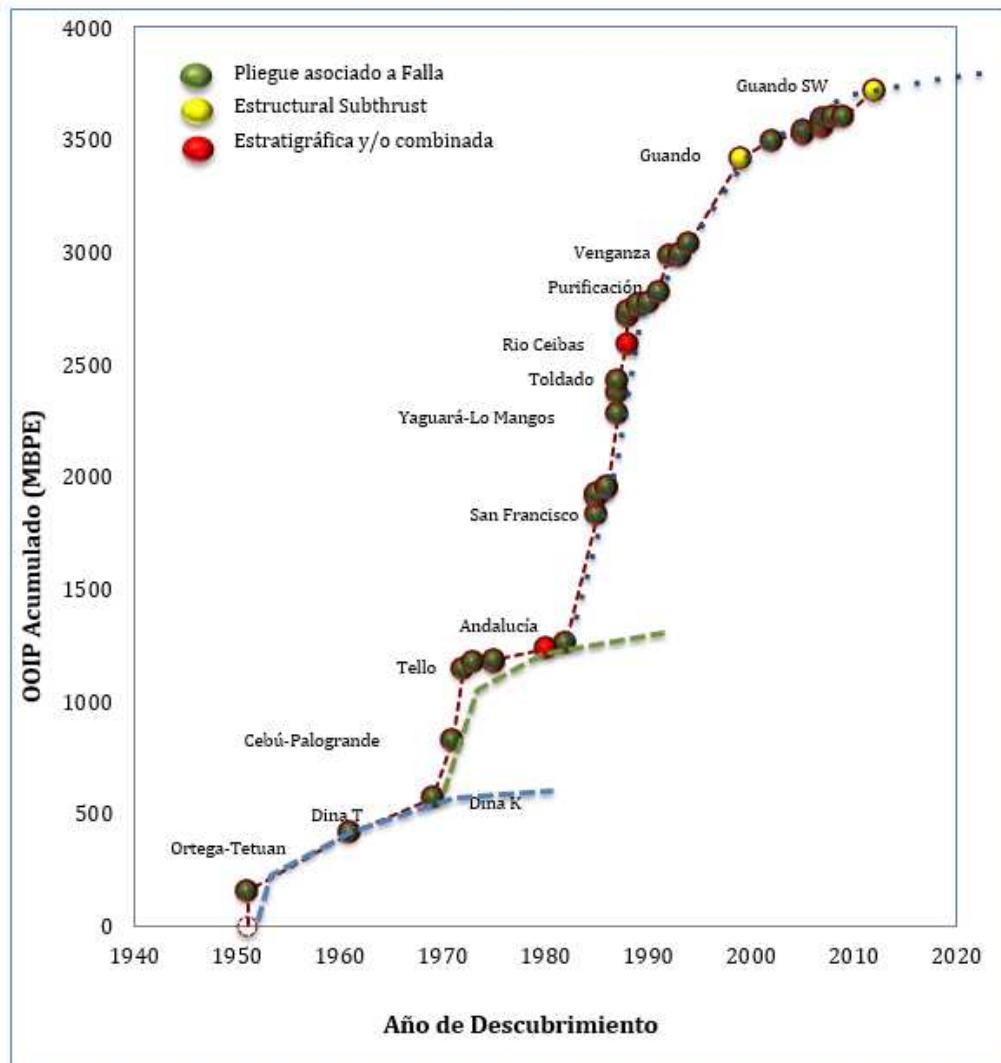
4.5.5 HISTORIA EXPLORATORIA

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 (figura 83) perforado por la compañía Texas Petroleum Company.

- 1950's se descubre el campo Ortega, con POES cercano a los 100 MBP.
- 1960's con los descubrimientos de los campos de Dina Terciario, Dina K, Palogrande, La Cañada, con POES entre 100 y 400 MBP
- 1970's se descubrió el campo Tello con POES mayor a 400 MBP.
- 1980'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.
- 1990's se perforaron cerca de 29 pozos y se descubrieron los campos de Purificación, Matachín Norte y Sur, Montañuelo y Monserrate con POES entre 50 y 120 MBP.
- 2000's se perforaron nuevos conceptos geológicos, y se encontraron muestras de hidrocarburos en los pozos Iskana-1, El Encanto-1 y Escuela-2, y adicionalmente se descubrieron los campos de Guardo, La Hocha, Espino, Arrayan, Tempranillo, Ambrosia y Maná. POES entre 5 y 500 MBP.

- 2010's se descubrió el campo Guando SW, con POES cercano a 100 MBP. Se continúa la exploración de la cuenca cerca a los campos de producción.

Figura 83: Campos descubiertos en la cuenca del Valle Superior del Magdalena.



Se visualizan los diferentes períodos 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.

Fuente: Tomada de (ANH- Ardilex, 2014)

Con la información de la cuenca, su historia exploratoria, su prospectividad y la información de los campos, el volumen POES (Petróleo Original En Sitio) y la proyección de producción con base en el factor de recobro esperado para cada campo, proyectamos que los descubrimientos de 894 MBP Original En Sitio serían:

- Un (1) campo tipo Guando (130 MBP), 25% de factor de recobro con un POES de 520 MBP
- Dos (2) campos tipo Guando SW (12 MBP), 20% de factor de recobro con un POES de 120 MBP.
- Dos (2) campos tipo Abanico (11 MBP), 18% de factor de recobro con un POES de 120 MBP.
- Cuatro (4) campos tipo Maná (6 MBP), 20% de factor de recobro con un POES de 120 MBP.

Para gas en los eventuales descubrimientos de campos tipo Abanico y Maná, se utilizaría la relación gas - aceite.

4.5.6 EVALUACIÓN DE APORTE VOLUMÉTRICO DE RESERVAS Y PRODUCCIÓN DE LA CUENCA DEL VALLE SUPERIOR DEL MAGDALENA EN PETRÓLEO Y GAS

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

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

Igualmente, con los resultados técnicos en los pilotos, está pendiente de implementación el proyecto de inyección de polímeros en el campo Tello, sujeto una negociación entre el operador Ecopetrol y la Agencia Nacional de Hidrocarburos.

También están en proceso proyectos de inyección de agua en los campos Río Ceibas y Santa Clara - Palermo.

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

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

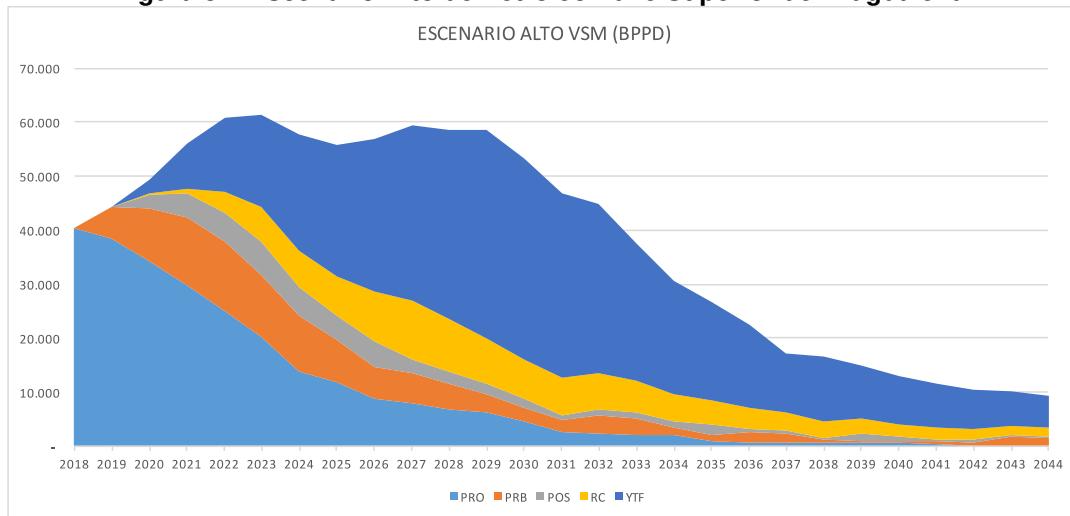
Proyecciones de Producción de Petróleo Cuenca Valle Superior del Magdalena.

La información utilizada para las proyecciones de producción del Valle Superior del Magdalena, involucran los informes IRR 2017 con las reservas probadas, probables y posibles, así como recursos contingentes de crudo y gas y el ejercicio de Yet To Find definido en este capítulo.

Escenario Alto:

El escenario alto en la cuenca del VSM considera la relevancia que tendría una eventual campaña exploratoria, en particular en la subcuenca de Girardot, con un “plateau” de producción cercano a los 60.000 BPPD hasta el año 2030.

El segundo lugar de importancia en los pronósticos de esta cuenca son los avances que tengan los proyectos de incremento de recobro representados en las reservas 3P y los recursos contingentes

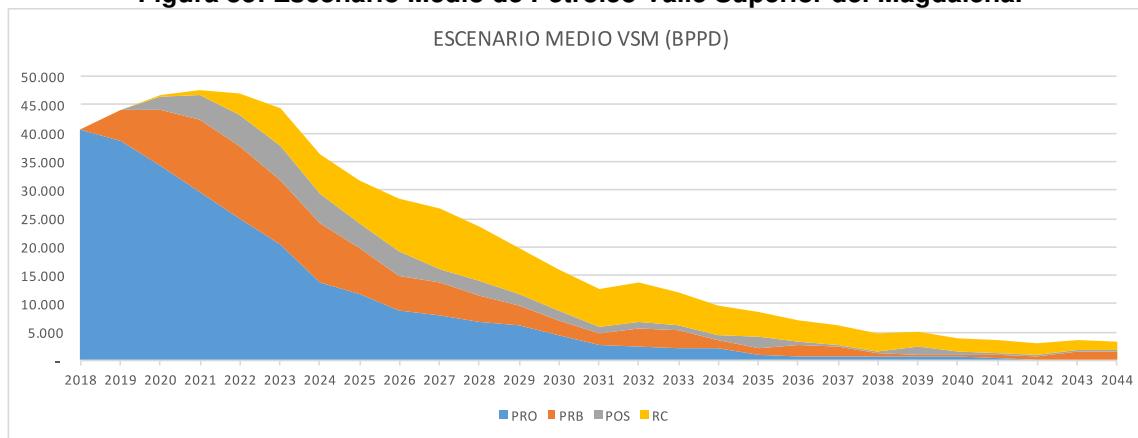
Figura 84: Escenario Alto de Petróleo Valle Superior del Magdalena.


Fuente: Cálculos propios

Escenario Medio:

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

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

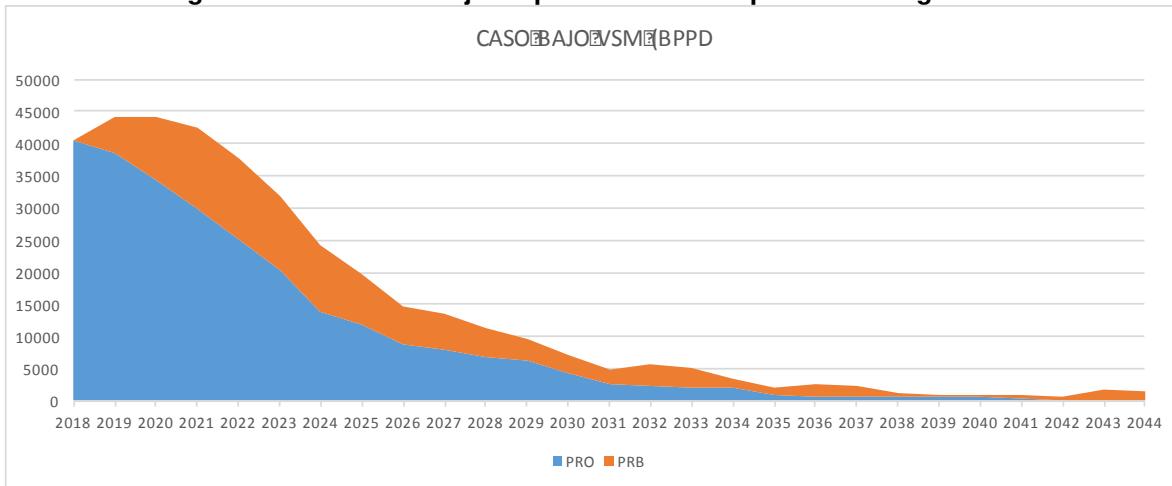
Figura 85: Escenario Medio de Petróleo Valle Superior del Magdalena.


Fuente: Cálculos propios

Escenario Bajo:

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

Figura 86: Escenario bajo de petróleo Valle Superior del Magdalena.



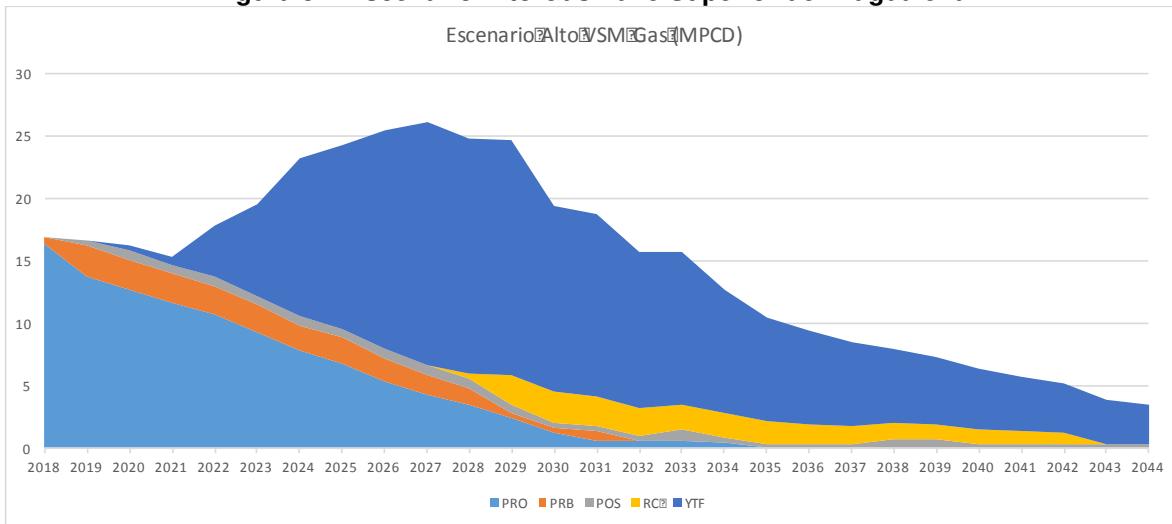
Fuente: Cálculos propios

Proyecciones de Producción de Gas Cuenca Valle Superior del Magdalena.

Como se mencionó la producción esperada es marginal por lo cual se presentan dos escenarios uno alto y otro medio, correspondiendo este último a la producción de las reservas probadas 3P (escenario bajo en las otras cuencas productoras).

Escenario Alto.

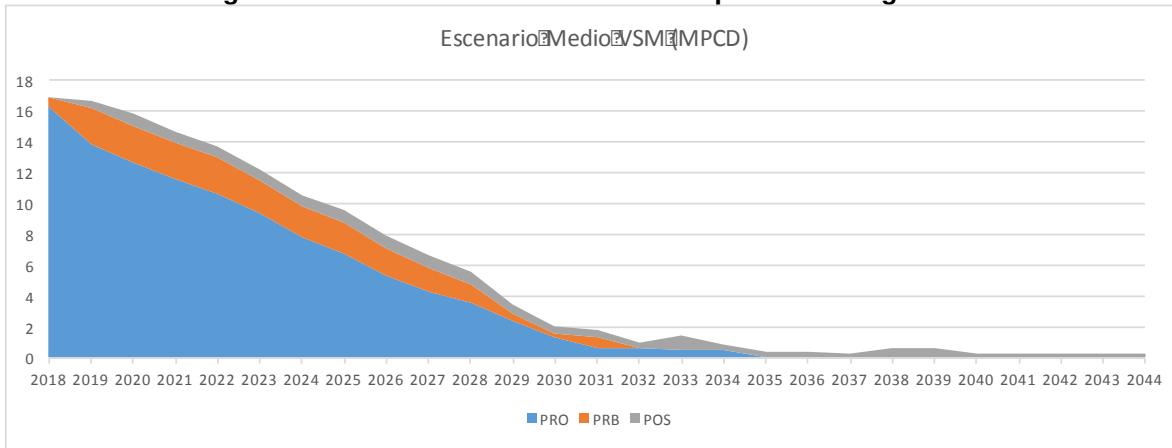
Como se puede apreciar aun con el éxito en exploración se alcanzaría un aporte máximo de 25 MPCGD en el año 2027, en particular si un eventual hallazgo se realiza en un área cercana a los campos Toquí-Toquí y Maná, con alto contenido de gas.

Figura 87: Escenario Alto Gas Valle Superior del Magdalena.


Fuente: Cálculos propios

Escenario Medio.

El escenario medio, o más probable es el de las reservas 3P (probadas, probables y posibles) con un nivel de suministro por encima de 10 MPCGD solo hasta el año 2023.

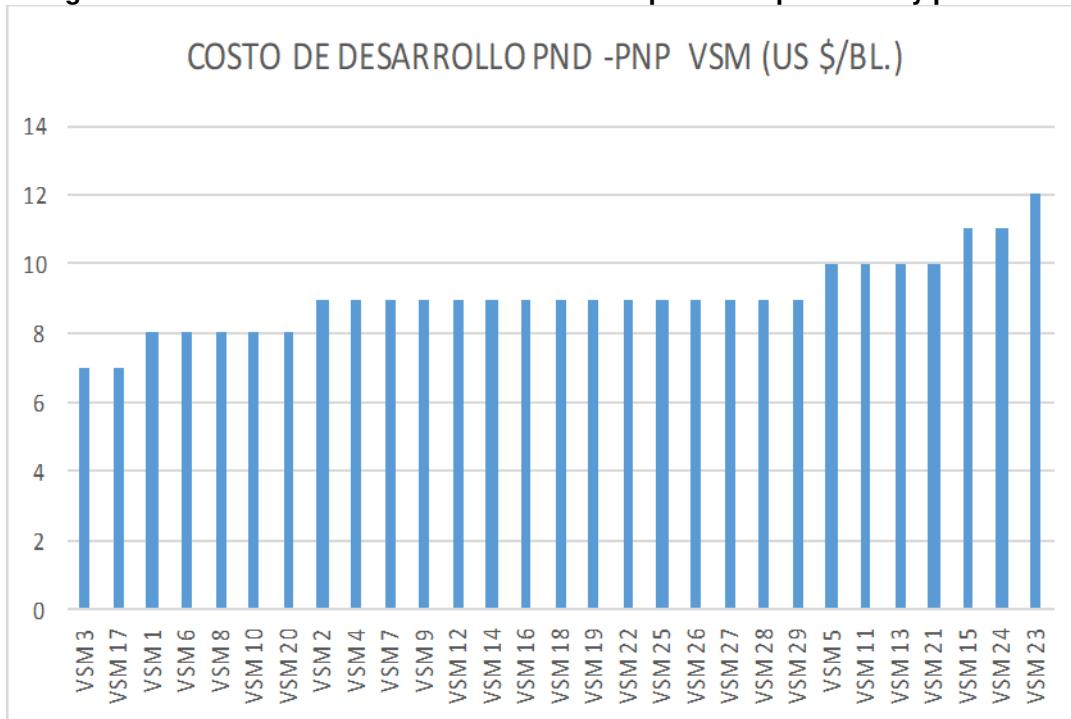
Figura 88: Escenario Medio Gas Valle Superior del Magdalena.


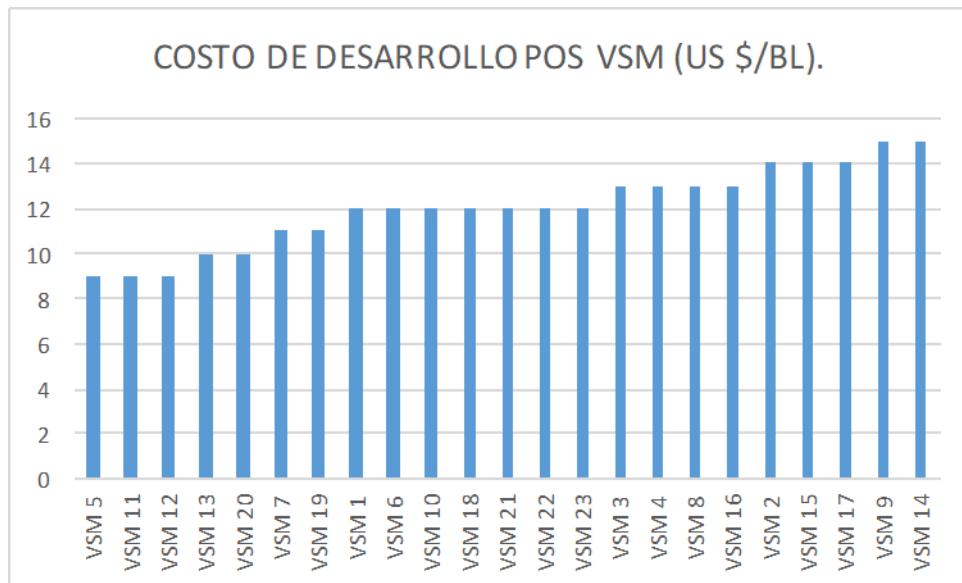
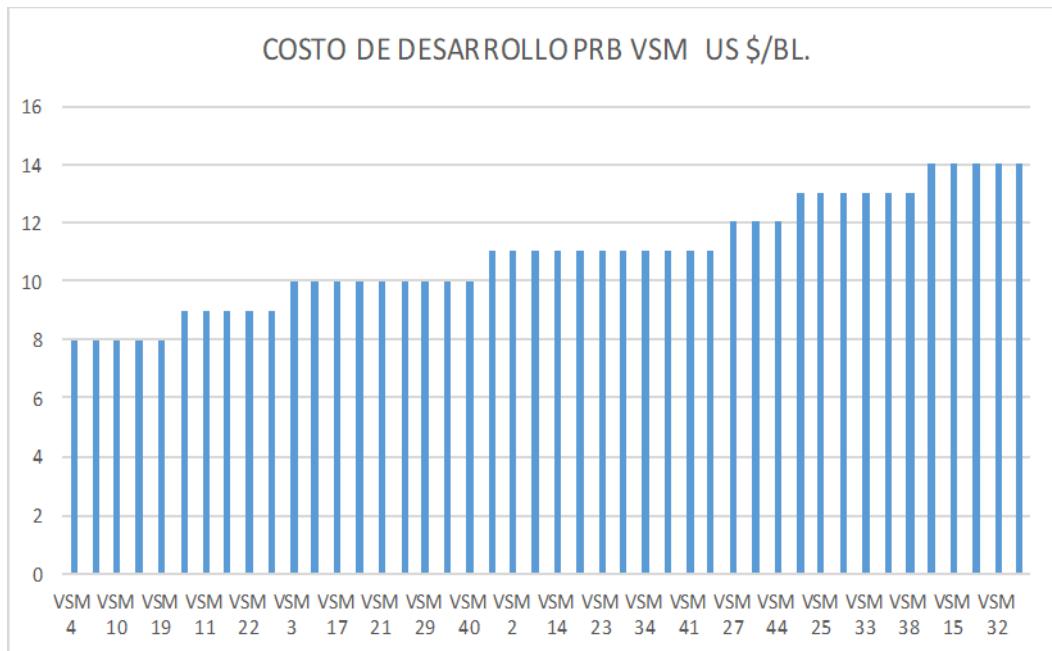
Fuente: Cálculos propios

4.5.7 COSTOS DE DESARROLLO

Los costos de desarrollo de los diferentes tipos de reservas de la Cuenca en el Valle Superior del Magdalena muestran la madurez en los campos, sin desviaciones grandes de sus niveles inferior a superior. En la mayoría de campos en las reservas probadas no desarrolladas se localizan entre los 8 y los 10 US\$/Bl, las reservas probables y posibles tienen niveles de costo de 8 a 14 US\$/Bl. y de 9 a 14 US\$/Bl. respectivamente que muestran el efecto de un costo poco superior debido a la implementación de proyectos de recobro mejorado, favorecidos por la infraestructura del área, que aun con volúmenes bajos no presentan costos excesivamente altos cercanos a los 20 US\$/Bl que si se ven otras áreas, que logísticamente tienen mayores retos.

Figura 89: Costos de desarrollo de las reservas probadas probables y posibles.





Fuente: Cálculos propios

Se estima que los costos de recursos contingentes y de eventuales hallazgos tendrán costos de un orden similar al que se presentan en los proyectos que desarrollan las reservas actuales.

4.5.8 FACTORES CRÍTICOS DE ÉXITO QUE IMPACTAN LA ADICIÓN DE RESERVAS EN LA CUENCA.

Actividad Exploratoria

La actividad exploratoria no se espera que incremente sustancialmente en la subcuenca de Neiva, si aparece como potencial la actividad que se desarrolle en la subcuenca de Girardot en donde además de petróleo existe la posibilidad de encontrar yacimientos con alta relación gas aceite.

Aspectos Sociales (Consulta previa, protestas sociales)

Siendo uno de los factores críticos más importantes, en la del VSM no lo es tanto y en especial en la subcuenca de Girardot, en donde las condiciones de infraestructura y economía no generan la misma presión social que la existente en el departamento del Huila y al sur del Tolima en donde existen grupos armados y condiciones sociales de mayor complejidad.

Aumento en el factor de Recobro

En la Cuenca de Valle Superior se presenta uno de los factores de recuperación de hidrocarburos más alto (23%), teniendo en cuenta que una práctica común en varios de los campos productores, ha sido el ser sometidos a recuperación secundaria con inyección de agua y gas. Sin embargo la exitosa respuesta en los proyectos piloto de inyección de polímeros maneja expectativas de llevar el recobro a niveles del 30 %.

Potencial Geológico

Los diferentes estudios de YTF, que se corroboran con la historia geológica no le dan un gran espacio a los eventuales hallazgos en la subcuenca de Neiva, solamente en la Cordillera y en la subcuenca de Girardot para crudos convencionales.

Desarrollo de los yacimientos No Convencionales

No se ha podido establecer claramente su potencial, existen expectativas, pero solamente si se desarrolla la potencialidad temprana que se ha visto en el Valle Medio los inversionistas apostarían a evaluar con mayor profundidad la Roca Generadora en el área. Históricamente se ha explotado en las calizas de Tetuán, la roca generadora como un yacimiento Convencional.

Articulación de entidades estatales y unificación política

Este es un problema recurrente en todas las cuencas que está atacando con todo su energía en la actualidad el Ministerio de Minas y Energía. La credibilidad y mantenimiento de la inversión obligan a resultados en el corto plazo.

Aspectos Ambientales (Licencias, términos de referencia)

Las corporaciones regionales son bastante estrictas en la aplicación de la normatividad, pero hay ejemplos de convivencia del medio ambiente con la industria como la hermosa reserva de La Tribuna en el Norte del Huila que mantiene Ecopetrol.

Costos de producción (Incluyendo transporte)

Dada la madurez de los campos y la industria en el área no existen elementos de costos que impacten fuertemente el desarrollo de los campos que tienen un valor estable, y solo una muy baja productividad de los yacimientos no permitiría su producción.

Descubrimiento de Campos

El último descubrimiento importante se realizó en Guando, y de otros campos menores en la Subcuenca de Girardot, que reitera la importancia de la actividad exploratoria en esta subcuenca. La rapidez con la cual se llevó a cabo la explotación del campo y el proceso de recuperación secundaria, muestran que una vez se realiza un descubrimiento, el ponerlo en producción es relativamente rápido.

Precio del Crudo y precios de Gas

Los precios actuales del crudo y del gas permiten el desarrollo de los campos que tienen en general desarrollo de reservas entre los 40 y 50 US\$/Bbl.

4.5.9 COSTOS DE PRODUCCIÓN Y TRANSPORTE

Para los costos de operación y transporte de los diferentes campos que hacen parte de la cuenca del Valle Superior del Magdalena se tomó la información reportada por

la Gerencia de Reservas y Operaciones de la ANH en su análisis de costos de julio 31 de 2017.

Con la información reportada en los informes IRR 2016 por las compañías para cada uno de los campos, en este informe se determinó el costo unitario de operación 2017 que incluye: actividades operacionales, alquiler de facilidades, HSE, gestión social, personal, WO, servicios a pozos, seguridad, entre otros. En los casos que no había información para un campo, el consultor los asimiló a costos promedio o de otros campos del mismo contrato.

Por otra parte, para el costo de transporte, se revisó la información contenida en el mismo reporte y para algunos casos en los cuales los costos presentaban alguna distorsión entre operadores de la misma área y diferían bastante de los costos razonables comparados con las tarifas vigentes de los oleoductos por los cuales se transportan, el consultor los ajustó con su mejor criterio.

Una parte fundamental de los sistemas de transporte de crudo lo constituyen las estaciones o nodos (De entrada, de inyección, de evacuación o de conexión). En estos nodos se realizan diversas actividades de logística de transporte de crudo como recibo de crudos de pozos no conectados, almacenamiento, mezcla, inyección y bombeo de crudo hasta cualquiera que sea su destino final.

A continuación, se mencionan las principales estaciones que sirven de nodo del sistema de oleoductos a través de los cuales se evacuan los crudos del Valle Superior del Magdalena:

- **Tenay**

Es el nodo de entrada del sistema de oleoductos del alto magdalena (OAM), se encuentra ubicado al norte de la ciudad de Neiva (Huila). Recibe los crudos de los campos cerca de su área de influencia bien sea a través de oleoductos o por carrotanque en un descargadero en sus instalaciones

- **Saldaña, Chicoral, Gualanday y Lérida**

Son puntos de inyección a lo largo del sistema OAM y constituyen los nodos de entrada al sistema que provienen de oleoductos que parten desde Guaduas, Guando, Toldado y Purificación que llevan el crudo de pozos ubicados en los departamentos de Huila y Tolima.

- Guaduas

Este es el nodo de entrada del oleoducto Guaduas – La Dorada (OGD). Los crudos pueden provenir de los Llanos Orientales o Cundinamarca. Se encuentra localizado a 6 kilómetros del municipio de Guaduas (Cundinamarca).

- Vasconia

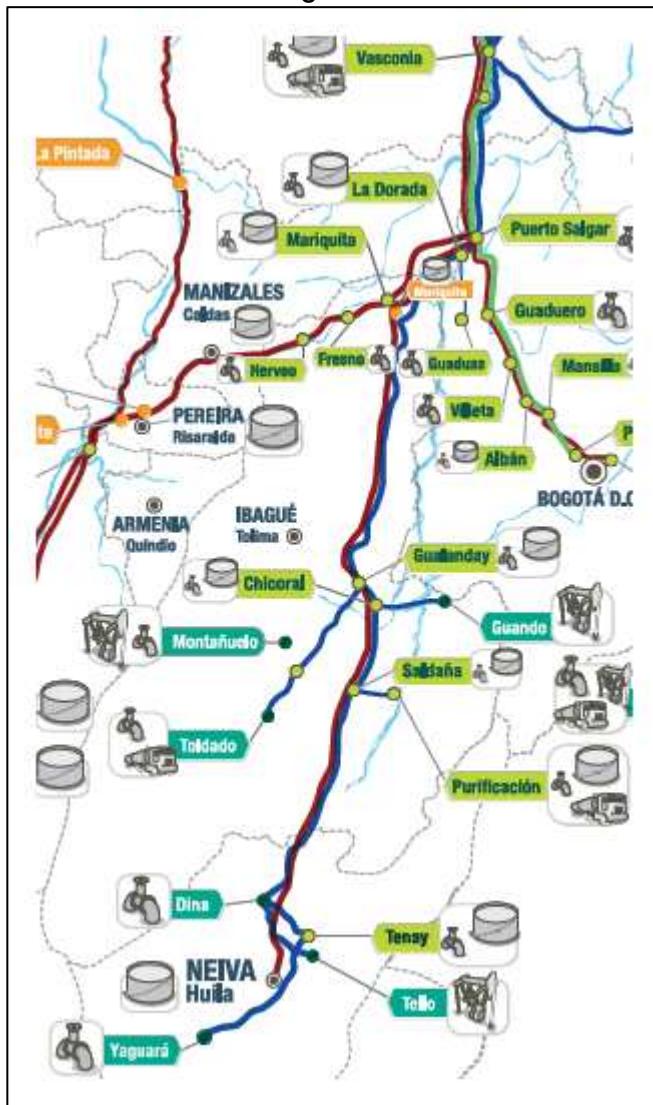
Es un nodo de gran importancia pues recibe el crudo tanto del Oleoducto del Alto Magdalena OAM (Tenay – Vasconia) que trae los crudos de la cuenca del Valle Superior del Magdalena como del Oleoducto de OCENSA que trae la mayor parte del crudo producido en los Llanos orientales. Además recibe la producción de los crudos pesados del Valle Medio del Magdalena provenientes del área de Teca – Nare y Palagua.

Este nodo se divide en Vasconia 1 que sirve de nodo de entrada a los oleoductos Vasconia – Galán (CIB) y Vasconia – Coveñas del sistema Oleoducto de Colombia (ODC), y Vasconia 2 que es el nodo de entrada al sistema OCENSA (Segmento 3, Vasconia – Coveñas). Se encuentra ubicado a 11 kilómetros del municipio de Puerto Boyacá.

Tal como se aprecia en la figura 90, los principales sistemas de oleoductos (marcados con líneas azules) para evacuar los crudos de la cuenca del Valle Superior del Magdalena son los siguientes:

- Oleoducto San Francisco - DINA.
- Oleoducto Tello – DINA - Tenay
- Oleoducto La Hocha - Tenay
- Oleoducto del Alto Magdalena (Tenay - Saldaña – Chicoral – Gualanday- Llerida – Vasconia)
- Oleoducto Guaduas - Llerida
- Oleoducto Purificación - Saldaña
- Oleoducto Guando - Chicoral
- Oleoducto Toldado – Gualanday
- Oleoducto de Colombia (ODC) (Vasconia – Coveñas)

Figura 90: Sistemas de transporte por oleoducto en la cuenca del Valle Superior del Magdalena.



Fuente: ECOPETROL

A continuación, en la tabla, se relacionan las tarifas vigentes en USD/Bbl para cada uno de los oleoductos enumerados anteriormente y que sirvieron con base para revisar, comparar y ajustar cuando se requirió los costos de transporte a costa colombiana de cada uno de los campos productores en la cuenca del Valle Superior del Magdalena:

OLEODUCTO	TRAMO	TARIFA USD/BI
SAN FRANCISCO- DINA	SAN FRANCISCO- DINA	
RIO CEIBAS - TENAY	RIO CEIBAS - TELLO	4,06
	TELLO - DINA	0,87
	DINA - TENAY	—
LA HOCHA - TENAY	LA HOCHA - YAGUARA	1,12
	YAGUARA TENAY	0,76
OLEODUCTO DEL ALTO MAGDALENA	DORADA - VASCONIA	0,67
	LERIDA- VASCONIA	1,18
	GUALANDAY -VASCONIA	1,73
	CHICORAL - VASCONIA	1,76
	PURIFICACION - VASCONIA	2,06
	TENAY - VASCONIA	2,81
GUADUAS - LERIDA	GUADUAS - LERIDA	1,96
GUANDO - CHICORAL	GUANDO - ABANICO	0,49
	ABANICO - CHICORAL	0,19
TOLDADO - GUALANDAY	TOLDADO - GUALANDAY	4,24
OLEODUCTO DE COLOMBIA	VASCONIA - COVEÑAS	1,86

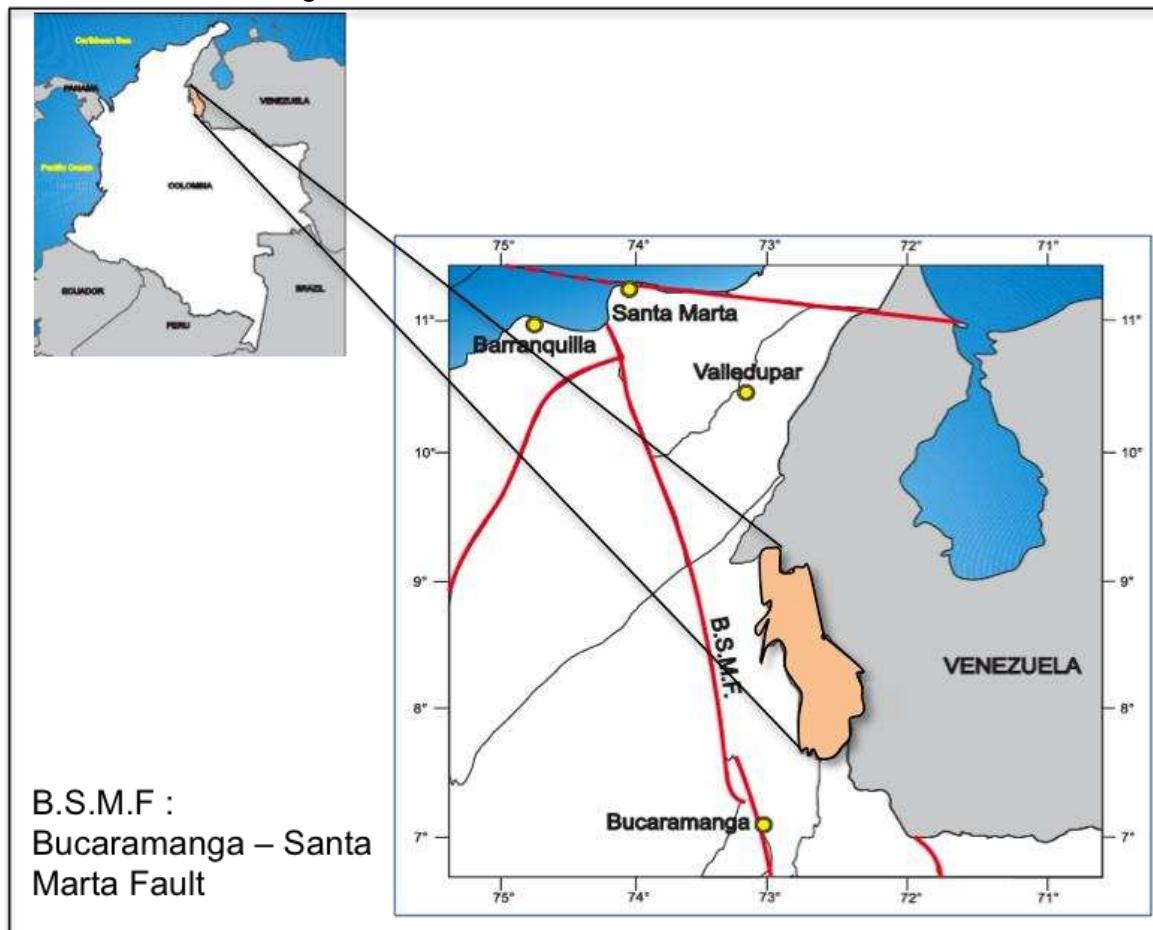
Tabla 21. Tarifas vigentes en US\$/BI para los oleoductos cuenca del Valle Superior del Magdalena

En el Modelo de Proyección que se entrega a la UPME se encuentran los costos de producción y transporte establecidos para cada uno de los campos de esta cuenca.

Finalmente, se recomienda que la UPME o el consultor tengan acceso a la información reportada por cada compañía de los costos de producción y transporte por campo en el IRR 2017 y posteriores para así mantener actualizado el modelo.

4.6 CUENCA CATATUMBO

La cuenca del Catatumbo se localiza (figura 91) al NE del territorio nacional, en el departamento de Norte de Santander en límites con Venezuela; limita al W con el macizo de Santander, al N con la serranía del Perijá, al SE con los Andes de Mérida y al E con la Cuenca de Maracaibo.

Figura 91: Localización de la Cuenca Catatumbo.


Fuente: Tomada de (Barrero et al, 2007)

La cuenca del Catatumbo es una cuenca antepaís (foreland) que ha evolucionado geológicamente en medio de procesos de apertura (Rift), levantamiento y esfuerzos transpresivos que se ven reflejados en las fallas y pliegues. Cuenca caracterizada por dos eventos orogénicos; el preandino y el del norte de los andes.

Evento orogénico pre-andino

Según Cediel, Shaw, & Cáceres (2003) los tres eventos que afectaron la cuenca Catatumbo durante la orogenia pre-andina son:

- La colisión del Orinoco, mejor conocida como orogenia del Orinoco, tiene origen en la colisión entre Norteamérica y el escudo de Guyana.

- La orogenia tipo cordillera, produjo metamorfismo de bajo grado (sub-esquisto verde) en rocas que hacen parte del Grupo Quetame, la Formación Silgará, la Sierra Nevada de Santa Marta y la Sierra de Mérida.
- El Aulacógeno de Bolívar que se desarrolló y generó durante un proceso de tafrogénesis que inicio en el Pensilvaniano-Permiano (final del Paleozoico) y finaliza en el Aptiano (finales del Cretácico).

Orogenia del Norte Andino

El Escudo de Guyana, la sub-placa de Maracaibo, la sub-placa Continental Central y el campo Oeste se constituyen en conjuntos geológicos alóctonos (externos) que forman el norte de los andes, sector en el que se encuentra la cuenca del Catatumbo.

La sub-placa de Maracaibo de la cual hace parte la cuenca del Catatumbo presenta cuatro periodos tectónicos; el levantamiento de los Andes de Mérida, la Serranía del Perijá, la Sierra Nevada de Santa Marta y la Cordillera Oriental (Cediel et al., 2003).

4.6.1 ESTRATIGRAFÍA

Esta cuenca se caracteriza por una sucesión sedimentaria de origen ígneo, marino y fluvial, cuya expresión en superficie se presenta en el mapa geológico de la figura 92. En la exploración petrolera las formaciones del Cretáceo al Paleógeno son las que se han reconocido hasta el momento como las más importantes. En la figura 93, se presenta la columna estratigráfica generalizada para la Cuenca Catatumbo, donde adicionalmente se muestra cuáles son las rocas sello y las rocas reservorio de hidrocarburos.

Basamento

El basamento de esta cuenca está conformado por rocas metamórficas y sedimentarias, las primeras están ubicadas principalmente en el gneis de Bucaramanga, y la formación Silgará; las segundas se encuentran en las formaciones Floresta y Diamante (Clavijo, 1994).

Jurásico

En el sector SW de la cuenca se ven en superficie rocas ígneas pertenecientes al Batolito de Agua Blanca, al NE del batolito de Agua Blanca se encuentra la

formación Girón - La Quinta, la cual se encuentra limitada al NE por la falla de Bellavista, lo que restringe su depositación al macizo de Santander.

Cretácico

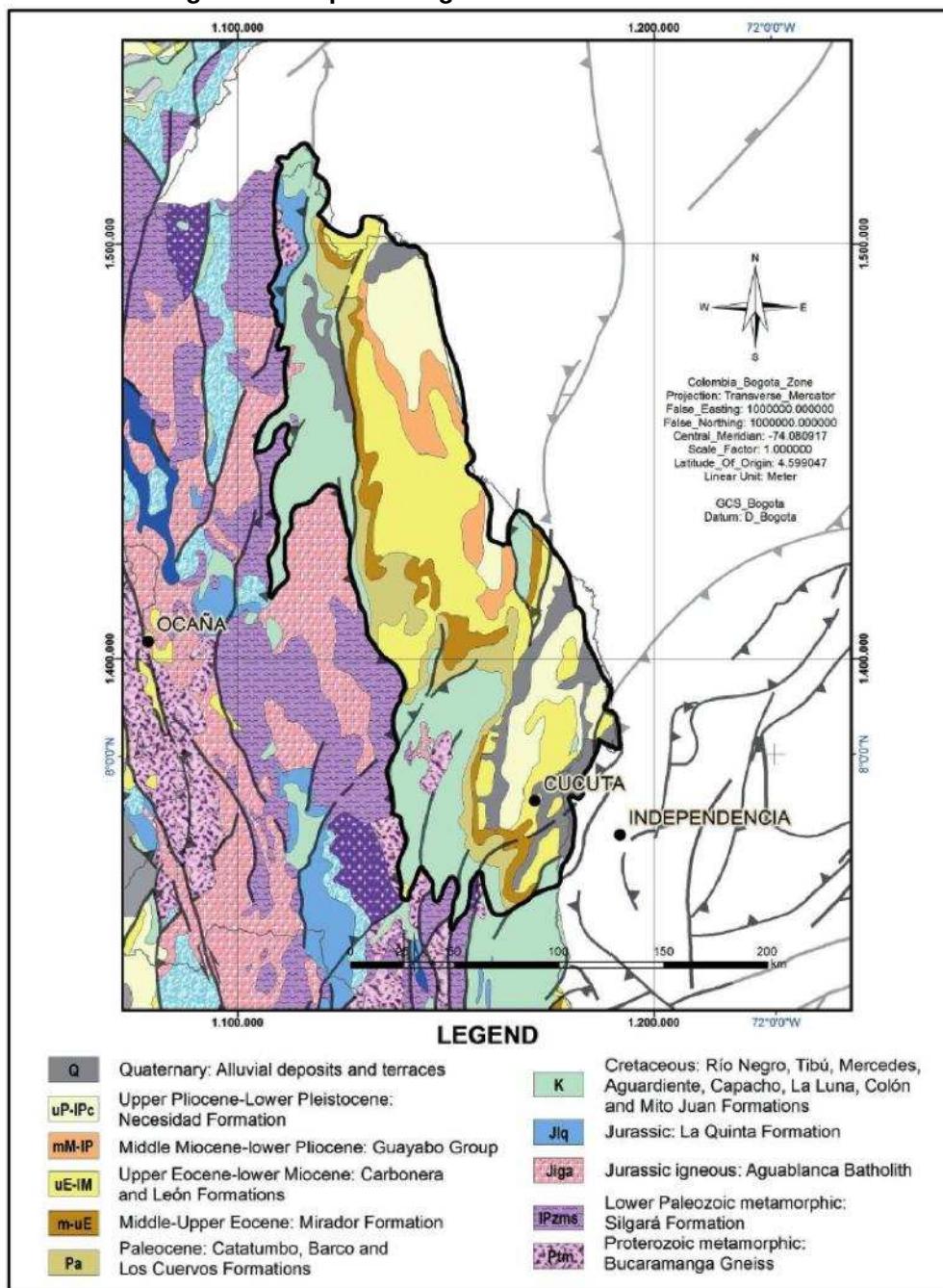
Las formaciones que caracterizan el Cretácico se encuentran ubicadas al NW y SW de la cuenca, estas son:

- Rio Negro caracterizada por depósitos de origen clástico, esta no presenta deformación y descansa sobre la formación La Quinta.
- Tibú, Mercedes y Aguardiente (Grupo Uribante) son de origen marino de plataforma interna y se constituyen en rocas reservorio.
- Capacho y Luna son de origen marino, de plataforma media a externa y depositadas durante la máxima superficie de inundación, se constituyen en roca fuente.
- Colón y Mito Juan son de origen marino y de plataforma media alterna, depositadas cuando el nivel del mar inicia su retroceso y se constituyen en roca sello.

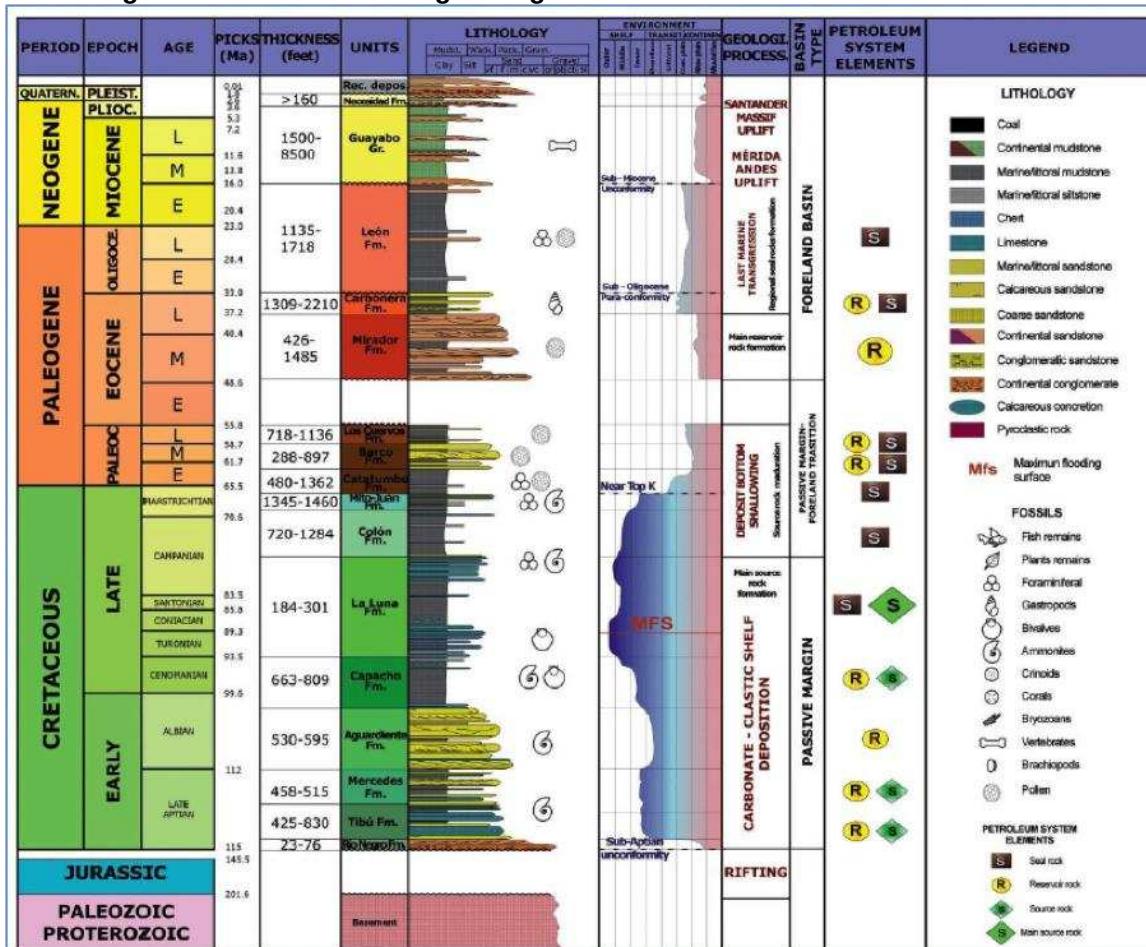
Cenozoico

El levantamiento y erosión de los Andes da origen a la cuenca antepaís Catatumbo, rellenada por las formaciones:

- Catatumbo, Barco y Los Cuervos, fueron depositadas en un ambiente de planicie costera a aluvial y se constituyen principalmente en roca sello.
- Mirador y Carbonera, sus límites superior e inferior son inconformidades, se depositan en un ambiente aluvial a costero, considerándose muy buenos reservorios (Pedraza & Ramírez, 2011).
- León, depositada en un ambiente costero; la inconformidad del Mioceno se constituye en su límite superior y se comporta principalmente como roca sello.
- El grupo Guayabo y la formación Necesidad fueron depositadas durante el levantamiento del macizo de Santander y Mérida, en un ambiente de planicie a abanico aluvial.

Figura 92: Mapa Geológico de la Cuenca Catatumbo.


Fuente: Modificada de Cediel y Cáceres, 2000. (Citada en Pedraza & Ramírez, 2011 y Lozano & Zamora, 2014)

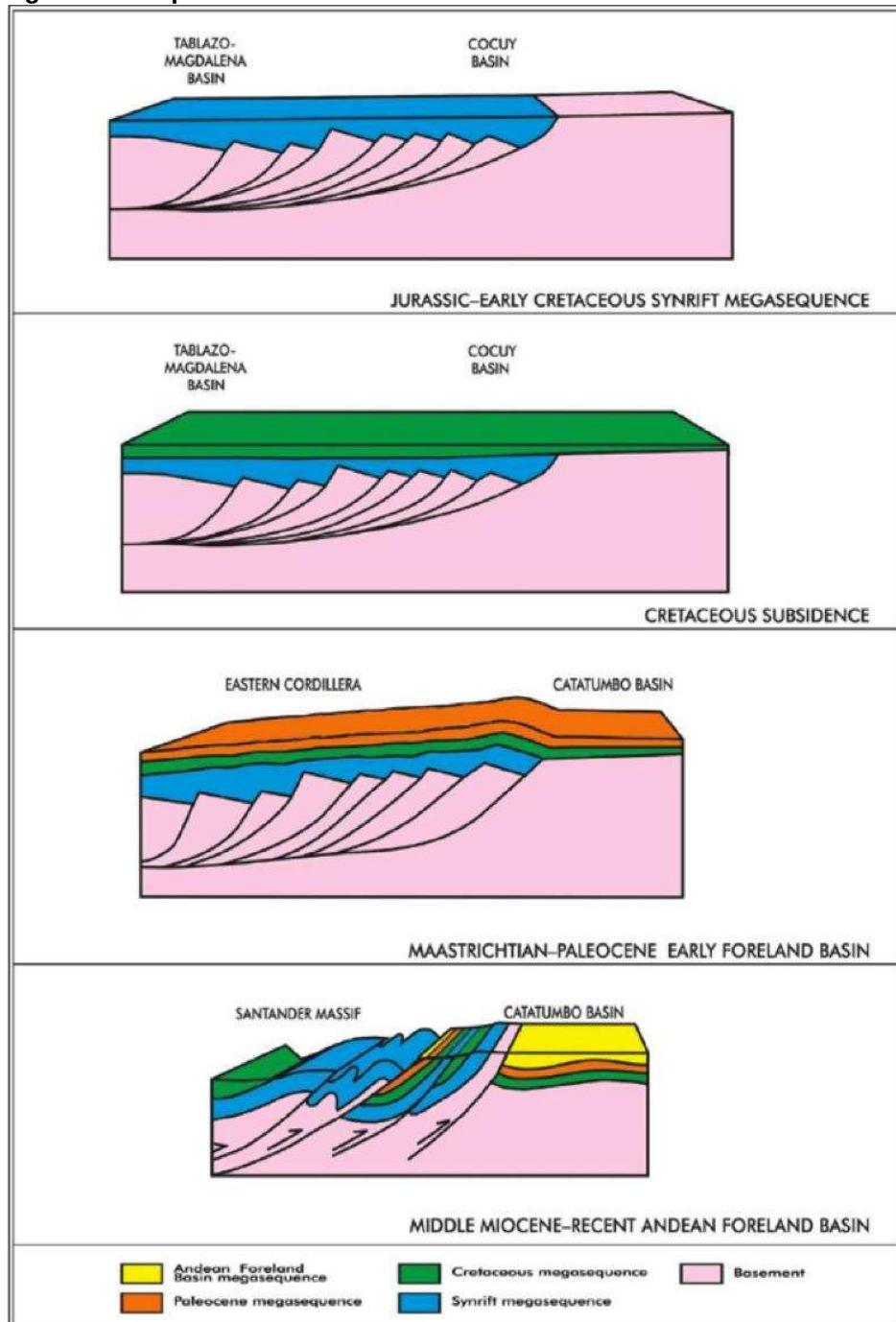
Figura 93: Columna estratigráfica generalizada de la Cuenca del Catatumbo.


Fuente: Tomada de (Pedraza & Ramírez, 2011) Citada en (Lozano & Zamora, 2014)

4.6.2 ELEMENTOS ESTRUCTURALES PRINCIPALES

La cuenca del Catatumbo se desarrolló a partir de la apertura del Jurásico, seguido de una margen pasiva durante el cretácico donde se depositó la megasecuencia del mismo periodo, posteriormente debido a esfuerzos compresionales inicia el levantamiento de la cordillera oriental y la conformación de la cuenca antepaís Catatumbo, finalmente esta cuenca es completamente conformada en el Cenozoico y se caracteriza por tener fallas inversas y de rumbo que afectan el basamento (Pedraza & Ramírez, 2011). En la figura 94, se presenta un esquema de la evolución tectónica de la Cuenca Catatumbo.

Figura 94: Esquema de la evolución tectónica de la Cuenca del Catatumbo.

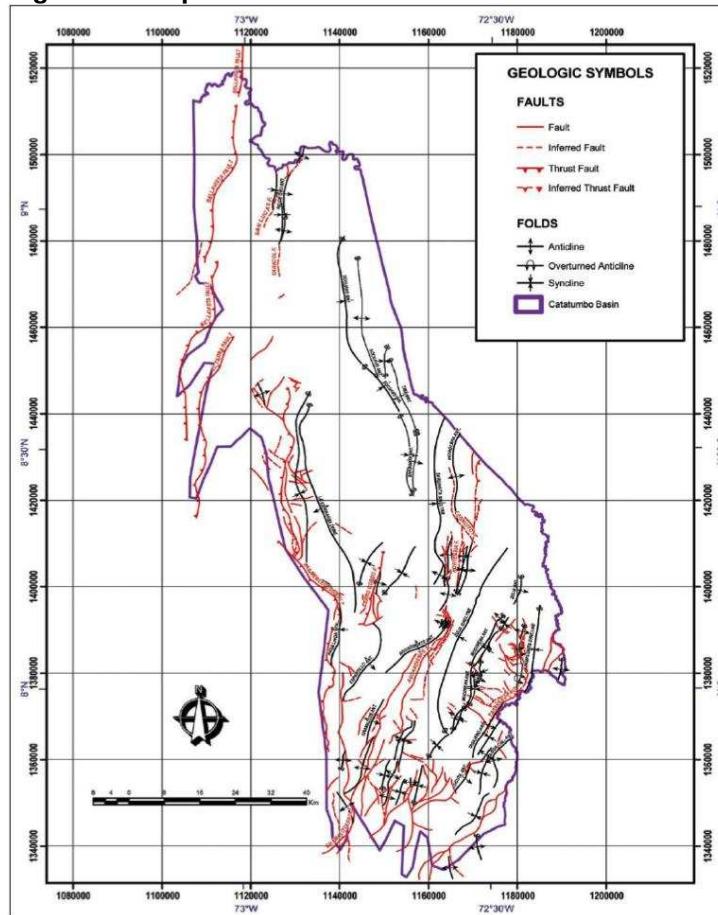


Fuente: Tomada de (Pedraza & Ramírez, 2011) Citada en (Lozano & Zamora, 2014)

Expresión estructural en superficie

En el sector S de la cuenca del Catatumbo se encuentran los pliegues Gramalote, Cúcuta, Agua Caliente, Tasajero, Mucurera, Espartillo, Agua Linda y Zulia; con las fallas Gramalote, Aguardiente y Tasajero que conforman esta deformación con rumbo N-S. En el sector N de la cuenca tenemos los pliegues Rio de Oro, Socuavo, Tibú, Petrolera, Sardinata y La Esperanza y las fallas Bellavista, El Tarra, Las Mercedes, Cerro Gordo, Hortensia, San Lucas, Caracol y Leoncito, las cuales presentan un rumbo SW-NE. Estas deformaciones muestran que la cuenca ha sido sometida a grandes esfuerzos compresionales principalmente en el S de la misma (Pedraza & Ramírez, 2011). En la siguiente figura se presenta el mapa estructural de la cuenca con las estructuras descritas.

Figura 95: Mapa estructural de la Cuenca del Catatumbo.

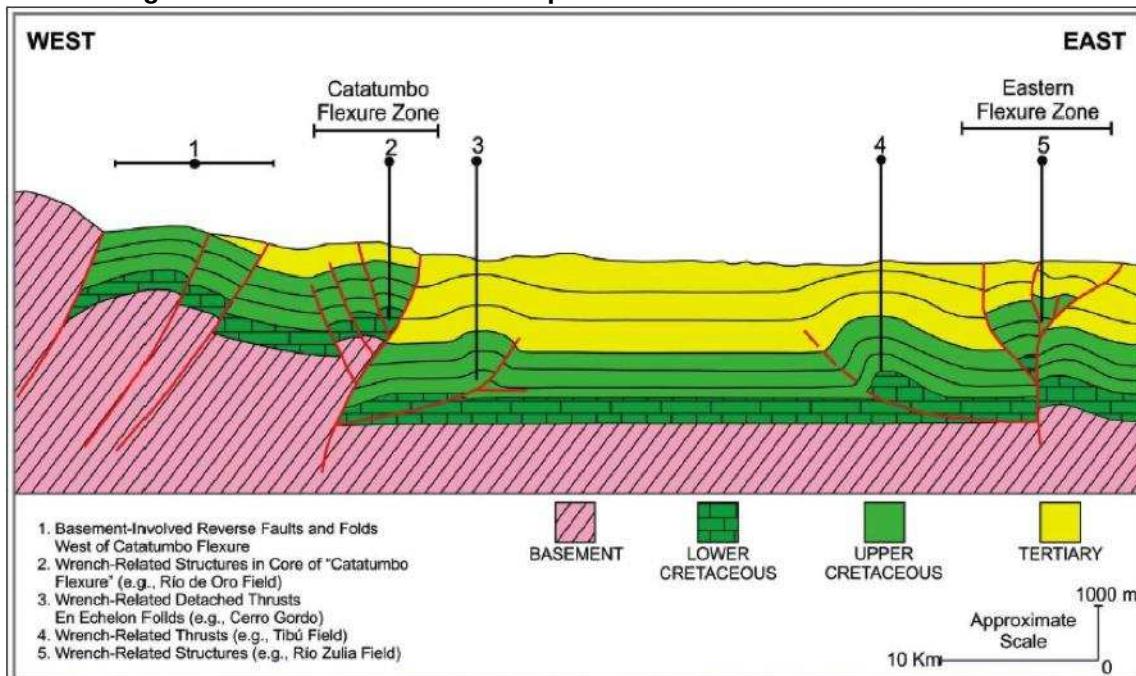


Fuente: Tomada de (Lozano & Zamora, 2014)

Estilos estructurales

A lo largo de la cuenca, se encuentran fallas que afectan desde el basamento hasta la secuencia del terciario. Hacia el W los esfuerzos transpresionales dan origen a la zona plegada del Catatumbo que se caracteriza por tener fallas inversas, pliegues y estructuras de desgarre; en el sector central se encuentran estructuras en-echelon (en escalón) con fallas inversas de despliegue y al E fallas normales relacionadas a desgarres de la corteza.

Figura 96: Sección estructural esquemática de la Cuenca del Catatumbo.



Fuente: Tomada de (Lozano & Zamora, 2014)

4.6.3 SISTEMA PETROLIFERO

Desde el punto de vista estratigráfico, se encuentra que la cuenca del Catatumbo posee importantes rocas fuente como la formación La Luna, rocas reservorio como la formación Mirador y rocas sello como la formación León. Desde el punto de vista estructural se encuentran entrampamientos con fallas (figura 97) que no han permitido la migración de los hidrocarburos fuera de la cuenca. A nivel geoquímico las

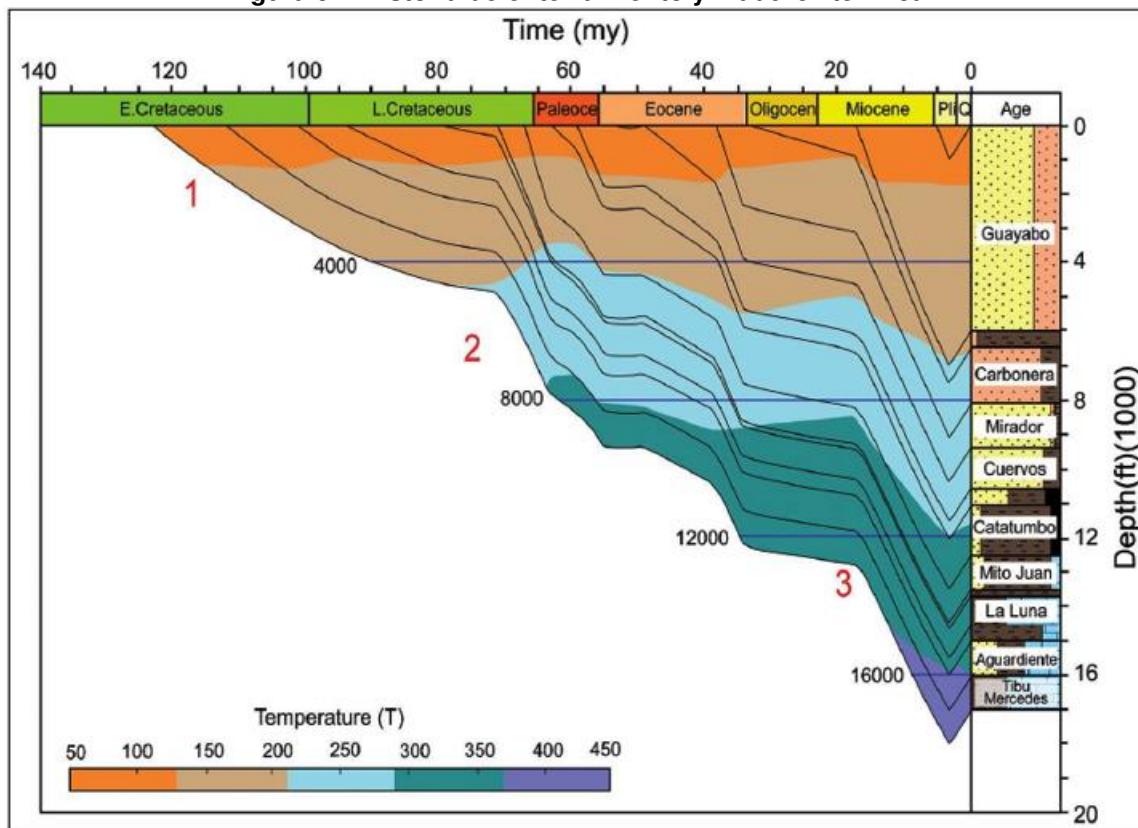
características de la roca fuente son óptimas para la generación y expulsión de hidrocarburos (Pedraza & Ramírez, 2011).

El pseudo pozo Tibú, localizado en donde la cuenca tiene su mayor profundidad, garantizando con esto que la columna estratigráfica está completa, libre de procesos erosivos y libre de pérdida de información, atraviesa, las secciones sedimentarias desde el neógeno hasta llegar al basamento y estructuras falladas.

En el sector del pseudo pozo, las formaciones La Luna y Capachos muestran madurez, reflejada en valores de temperatura máxima entre los 430 y los 470°C y %Ro entre 0.6 y 1.4 (Pedraza & Ramírez, 2011). Igualmente traspasa las formaciones Barco y Los Cuervos, las cuales muestran valores de Tmax entre 430 a 450°C” (ANH, 2011) y %Ro entre 0.5 y 0.9.

De acuerdo a la figura 97, el enterramiento de la secuencia sedimentaria finaliza en el plioceno, alcanzando profundidades máximas de:

- 18.000 pies para el Cretácico temprano.
- 15.000 pies para el Cretácico tardío.
- 12.500 pies para el Paleoceno.
- 9.000 pies para el Eoceno.
- 6.500 pies para el Oligoceno.
- 6.000 pies para el Mioceno.

Figura 97: Historia de enterramiento y madurez térmica.


Fuente: Tomada de (Lozano & Zamora, 2014)

La historia de enterramiento del Pseudopozo muestra que la máxima profundidad de enterramiento fue alcanzada hace 3 ma. (Plioceno temprano). Durante el Cretácico temprano, Cretácico tardío y el Cenozoico se alternaron episodios de subsidencia, hiatos y levantamientos. El nivel de madurez térmico alcanzado en las secciones Cretácico temprano y parte del Cretácico tardío, al tiempo de la máxima profundidad de enterramiento, corresponde con la ventana de gas. La sección estratigráfica del Paleoceno y Eoceno alcanzó la ventana de aceite mientras el resto de la sección del Neógeno se encuentra inmadura.

El modelo geoquímico incluyó tres intervalos generadores, correspondientes a las Formaciones Capacho, La Luna y Barco. Es importante mencionar que adicional a esta unidad, la Formación Cuervos también tiene un potencial generador interesante en la cuenca.

Las características geoquímicas originales se basan en la correlación con los ambientes de depósito y analogías con unidades similares que están inmaduras en otras cuencas como el Valle Medio del Magdalena. De acuerdo con estas propiedades y la historia térmica utilizada, las rocas generadoras del cretácico alcanzaron eficiencias de expulsión y tasas de transformación cercanas al 100, mientras que la Formación Barco solo alcanzó niveles del 40 al 45%. El predominio de kerógeno de tipo II, la Formación La Luna muestra que el mayor volumen de hidrocarburos expulsados está asociado a los líquidos, con una menor cantidad de gas. Este comportamiento se ve reflejado en la distribución del crudo y el gas en las reservas descubiertas en la cuenca.

La tasa de expulsión de hidrocarburos muestra por lo menos tres picos de expulsión intercalados con períodos de formación de trampas, lo cual es positivo para la cuenca ya que disminuye el riesgo de la carga asociado al sincronismo. Un primer pulso de expulsión ocurre durante el Paleoceno tardío - Eoceno temprano e involucra a los intervalos generadores de las Formaciones Capacho y La Luna. Este periodo de expulsión está asociado al depósito de las Formaciones Cuervos y Mirador. El segundo pulso involucra las mismas unidades y ocurre durante el Eoceno tardío-Oligoceno temprano como respuesta al depósito de las Formaciones Carbonera y León. Finalmente durante el Plioceno, ocurre la expulsión de los hidrocarburos asociados a la Formación Barco.

La interpretación geoquímica de la sección del cretáceo inferior, específicamente del Grupo Uribante, muestra que estas rocas se encuentran en un estado de madurez muy alto correspondiente a la ventana de gas, con valores de reflectancia de la vitrinita que varían entre 0,9 y 2,5%. Este nivel de madurez ocasionó una perdida casi total del hidrógeno y la materia orgánica original, ocasionando un comportamiento típico de rocas generadoras agotadas. Teniendo en cuenta los ambientes de depósito de estas unidades y algunos datos de petrografía orgánica que describen predominio de materia orgánica amorfa (kerógeno tipo II), probablemente estas unidades tenían un potencial generador original mucho mayor que alcanzaba niveles buenos y excelentes.

Por su parte la sección estratigráfica del Cretáceo Tardío que involucra las Formaciones Capacho, La Luna, Colón, Mito Juan y Catatumbo, presentan un nivel de madurez térmico menor. En la cuenca se observa una discrepancia entre los datos de Tmax de pirólisis y los de reflectancia de la vitrinita. Mientras los datos de Tmax indican un nivel de madurez compatible con la ventana de aceite, los datos de madurez térmica presentan un mayor número de valores típicos de la ventana de gas (% Ro > 1.2). Los bajos valores de IH presentes en unidades como la Formación La Luna, sugieren que el nivel de madurez térmica es realmente alto, ya

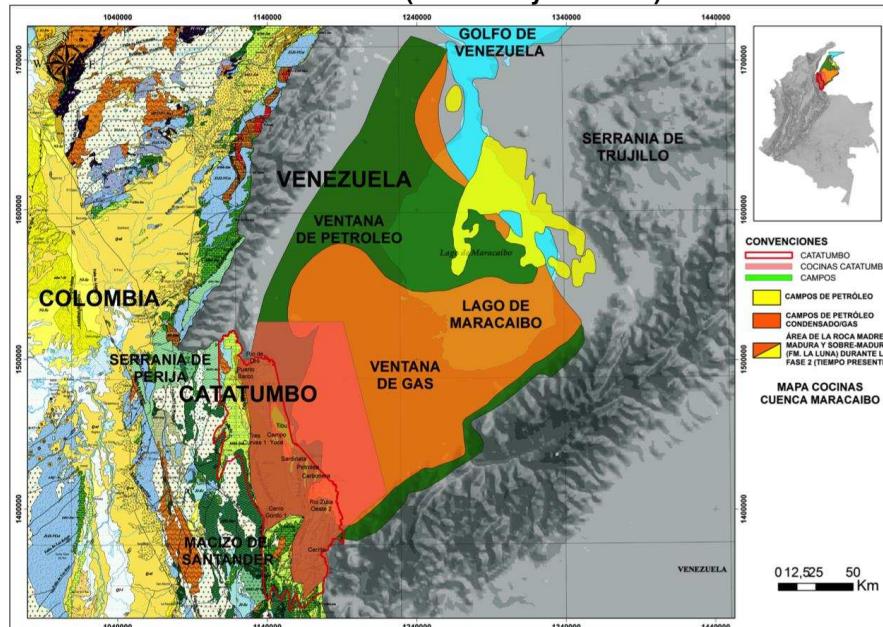
que con base en datos de petrografía orgánica y de acuerdo con los ambientes de depósito marino con influencia carbonática de esta unidad, el kerógeno original era del tipo II. A pesar de este nivel de madurez y del alto nivel de conversión de la materia orgánica, la Formación La Luna presenta un potencial genético bueno con intervalos donde el contenido de materia orgánica es aún alto, lo cual indica que el potencial original de esta unidad pudo variar entre bueno y excelente.

La Formación Capacho también pudo tener un potencial generador interesante un poco menor al de la Formación La Luna pero con buena capacidad de generar hidrocarburos líquidos. Los datos de contenido de materia orgánica e IH actual de las Formaciones Colón y Mito Juan sugieren que presentan un potencial generador mucho menor, probablemente como consecuencia de que las facies orgánicas fueron depositadas en ambientes marinos de más alta energía, mas proximales y con mayor aporte de materia orgánica continental.

La cuenca Catatumbo es tal vez la cuenca con mayor evidencia en Colombia de intervalos generadores del Terciario. Los datos de Tmax y % Ro indican que las Formaciones Barco, Cuervos y Mirador alcanzaron la ventana de aceite y aún presentan niveles de IH 100 y 200 mgHC/gTOC y contenidos de materia orgánica muy altos en algunos intervalos, especialmente en la Formación Barco. Este tipo de facies orgánicas puede haber generado importantes cantidades de hidrocarburos en las zonas donde el enterramiento fue mayor y pueden explicar la presencia de crudos de origen Terciario en la cuenca. Adicionalmente en esta cuenca toda la columna estratigráfica es productora de hidrocarburos.

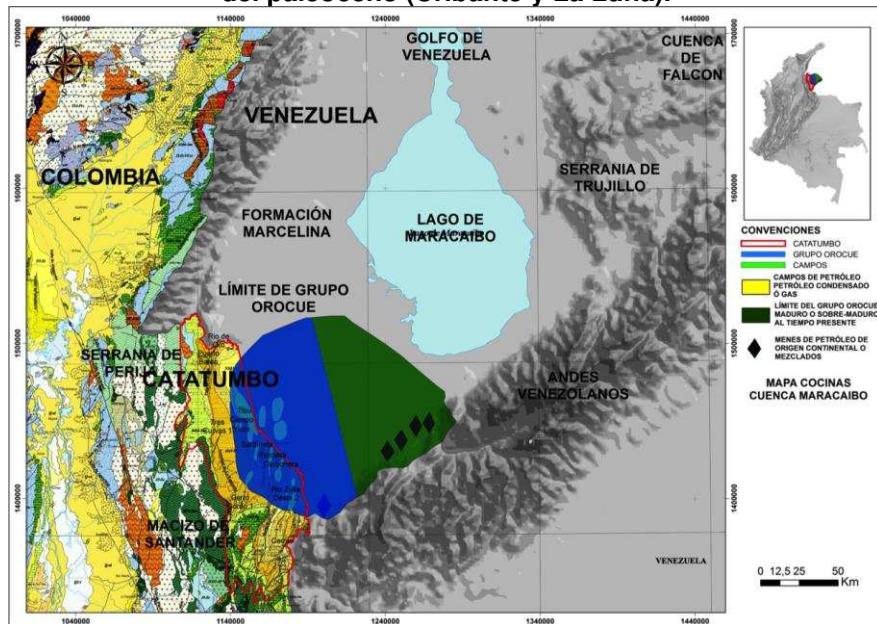
La cuenca Catatumbo hace parte de la cuenca de Maracaibo en Venezuela y las cocinas o áreas de generación se presentan en las figuras 98 y 99.

Figura 98: Mapa de las cocinas relacionadas con rocas generadoras del cretácico (Uribante y La Luna).



Fuente: Tomada de (ANH & GEMS, 2013)

Figura 99: Mapa de las cocinas relacionadas con rocas generadoras del paleoceno (Uribante y La Luna).



Fuente: Tomada de (ANH & GEMS, 2013)

4.6.4 HIDROCARBURO POR DESCUBRIR

Se han realizado varios estudios de YTF (Yet To Find) para las diferentes cuencas colombianas incluyendo la del Catatumbo cuyos resultados se presentan en la siguiente tabla.

Estudios YTF				
Año	Compañía	Metodología	Hidrocarburo Generado / Disponibles MBP	Hidrocarburo por Descubrir MBP
1998	Ecopetrol	Balance de masas		1,700
2004	Ecopetrol- AGN	Fractal		837
2008	Ecopetrol-Estudios regionales	Balance de masas		2.067
2009	ANH-UIS	Balance de masas (p50)	1.550	
2012	ANH-U NAL	Combinada (p50)	72,000 ¹⁶	295
2014	ANH-GEMS	Balance de masas	4,583	803

Tabla 22. Estudios YFT.

El resultado de los hidrocarburos por descubrir (YTF- Yet To Find) del estudio que la ANH realizo con la UIS (2009), se utilizó la metodología de balance de masas, pero los valores p50 de hidrocarburo disponible calculado por la UIS ya fue superado por el Volumen de Petróleo Original En Sitio (POES) de los campos descubiertos en la cuenca. El estudio ANH-GEMS (2014), tiene en cuenta que la cuenca del Catatumbo hace parte de la cuenca de Maracaibo en Venezuela y hace 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.

De acuerdo con los resultados del balance de masas habría 4.583 MBPE¹⁷ de hidrocarburo disponible y a 2018 se han encontrado hidrocarburos in Situ (POES – Petróleo Original En Sitio) de 3.780 MBPE (1.980 MBPE en la cuenca del Catatumbo y 1.800 MBPE en la cuenca de Maracaibo) y quedarían por descubrir 803 MBPE.

¹⁶ Hidrocarburo Generado

¹⁷ MBPE = Millones de Barriles de Petróleo Equivalente

4.6.5 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 MBP.

- 1930's se descubren los campos de Rio de Oro, Petrolea y Carbonera con POES cercanos a los 200 MBP.
- 1940's se descubren los campos Tibú y Sardinata con POES mayor a 1.300 MBP.
- 1950's se descubrió el campo de Puerto Barco con POES cercano a 20 MBP.
- 1960's el campo Rio Zulia con POES cercano a 300 MBP.
- 1970's se perforaron 9 pozos con shows de hidrocarburos.
- 1980's se perforaron 11 pozos y se descubrieron los campos de gas Cerrito y Cerro Gordo con GOES (Gas Original En Sitio) cerca de 40 GPCG¹⁸.
- 1990's se perforaron los pozos Almendro-1 y Estero-1, este último con indicios de hidrocarburos.
- 2000's se perforaron los pozos Alamo-1, Gonzalez-1, Rio Zulia profundo y Rio Zulia West-2, este último con POES de 5 MBP.
- 2010's se perforó el pozo Oripaya-1, con el que se descubrió un campo de gas con GOES de 98 GPCG

Con la información de la cuenca, su historia exploratoria, su prospectividad y la información de los campos, el volumen POES y GOES y la proyección de producción con base en el factor de recobro esperado para cada campo, proyectamos que los descubrimientos de los 803 MBPE Original En Sitio serían:

- Un (1) campo tipo Rio Zulia (132 MBP), 41% de factor de recobro con un POES de 320 MBP.
- Dos (2) campos tipo Petrolea (38 MBP), 35% de factor de recobro con un POES de 220 MBP.

¹⁸ GPCG: Giga Pies Cúbicos de Gas

- Dos (2) campos tipo Rio de Oro (15 MBP), 18% de factor de recobro con un POES de 170 MBP.
- Dos (2) campos tipo Puerto Barco (3 MBP), 17% de factor de recobro con un POES de 35 MBP.
- Dos (2) campos tipo Cerro Gordo (5 MBPE), 99% de factor de recobro con un POES de 10 MBPE.
- Cuatro (4) campos tipo Rio Zulia West (2 MBP), 20% de factor de recobro con un POES de 40 MBP.
- Seis (6) campos tipo Cerrito (1 MBPE), 75% de factor de recobro con un POES de 8 MBPE.

4.6.6 CUENCA DEL CATATUMBO PARA YACIMIENTOS NO CONVENCIONALES

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).

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).

Figura 100: Cuenca del Catatumbo


Fuente: (Navarro J Alaminos A., 2006)

Diseño Geométrico de la cuenca

La cuenca del Catatumbo, presenta un diseño geométrico similar a la mitad de un cilindro elongado, el cual estructuralmente está representado por los ejes axiales de los sinclinales de Socuavo y El Zulia. La cuenca se extiende norte a sur, la culminación sur está relacionada con afloramiento de rocas cretácicas.

Rocas generadoras

Dos rocas generadoras de hidrocarburos son las génesis de la prospectividad de la cuenca.

- **Formación La Luna (Coniaciano – Santoniano)**

Esta unidad estratigráfica presenta un espesor de 200 pies aproximadamente y está compuesta por arcillolitas, orgánicamente ricas, biomicritas y shales y representa un periodo de máxima transgresión máxima con deposición anóxica. El componente orgánico presenta los siguientes valores COT en el rango de 1,5 a 9,6% (Taludkar & Mercano 1994), con valores promedios de 3,2% - 4,5% (Montes 2009, Yuruvicz 1998), la materia orgánica es principalmente amorfa, con un kerogeno original de tipo II. El índice de hidrogeno (IH) es bajo; (menor a 200 mgHC/gr COT), como un resultado de la alta transformación termal de la materia orgánica.

- **Formación Capacho (Cenomaniano – Turoniano).**

Compuesto por shales grises – oscuros a negros intercalados con carbonatos (biomicritas), la riqueza orgánica tiene en rango de 1% al 5% COT, promedio de 1,27% 21%

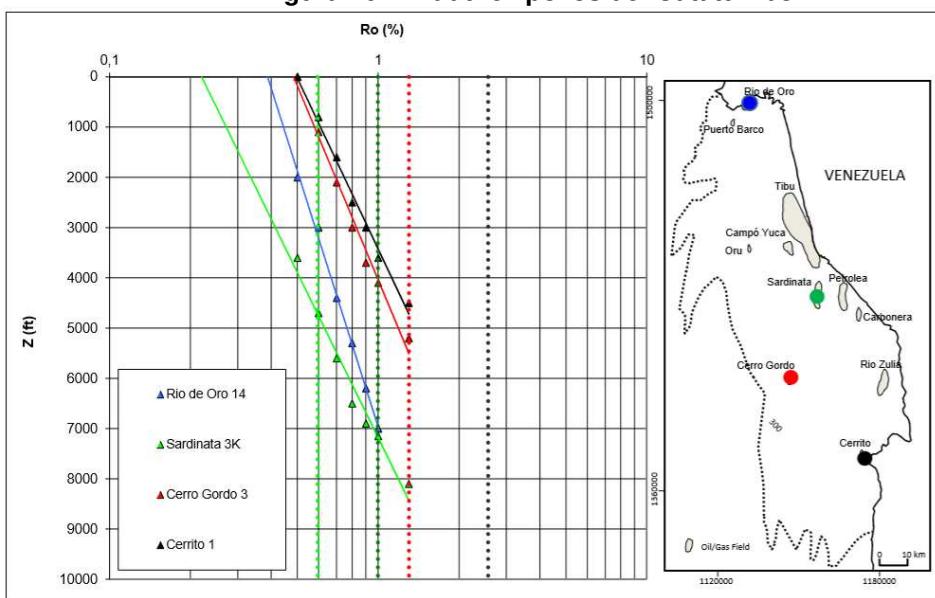
Modelamiento de generación y expulsión

La transformación termal de la materia orgánica es el parámetro clave en la definición de áreas prospectivas para yacimientos convencionales y no convencionales de shale – oil y shale gas.

La madurez térmica de la cuenca se basa en los valores de la reflectancia de la Vitrinita, la cual muestra un alto gradiente termal en la porción sur de la cuenca, con relación a los del norte, estas permiten la diferenciación de hidrocarburos.

ZONA	POZO	PROFUNDIDAD	RO%	PRODUCTO
Norte	Rio de Oro 14	7.000'	1.0	Zonas Oil/Gas
	Sardinata 3k	8.150'	1.3	Zona indicativa Gas
Sur	Cerro Gordo 3	5.200'	1.3	Gas
	Cerrito 1	4.700'	1.3	Gas

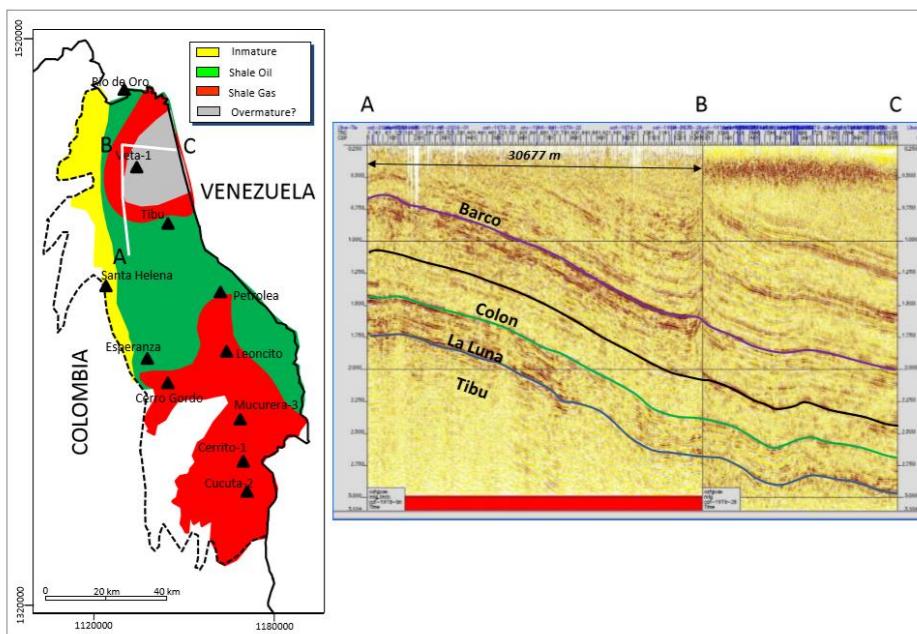
La madurez observada, en algunos pozos (Cerro Gordo, Cerrito1) muestra que la ventana de generación del petróleo ($ro = 0.6 - 1.09$) se alcanza a profundidades relativamente someras entre 3.600 – 6.000 pies, la somerización de las ventanas de generación de aceite y gas, están asociados a un mayor efecto comprensivo en el Mioceno, que levantó la sección estratigráfica, en la cual se erodaron de 3.300 – 6.300 pies de sedimentos.

Figura 101: Madurez pozos del Catatumbo


Fuente: (Vieja R, 2014)

Mapa de madurez termal.

Como resultado de la correlación entre la profundidad y la reflectancia de la Vitrinita; se definieron zonas de petróleo y gas cuyos resultados se presentan en la figura 102.

Figura 102: Mapa de madurez termal


Fuente: (Vieja – R, 2014)

La potencial zona de sobremadurez, localizada entre Tibú y Rio de Oro, es el resultado de una depresión estructural regional donde el efecto de sobrecarga, incrementa el gradiente geotérmico, afectando a las unidades generadoras, con cargas litostáticas superiores a 5.000 m de espesor.

Hidrocarburo generado, expulsado y retenido

Para la determinación del hidrocarburo generado, se empleó un modelamiento ID en base a la profundidad mínima requerida para que la roca – fuente, entre en ventana de generación de petróleo ($ro\% = 0.6$, $T_{max} = 435^{\circ}\text{C}$), con una profundidad de enterramiento de 200 m (aprox = 6.600 pies).

Las unidades sedimentarias que incluyen las rocas – fuentes, alcanzan la ventana de generación en el Eoceno Temprano (40 Ma) y la fase de generación de hidrocarburos (Fms. La Luna y Cogollo) se inicia en el Eoceno Medio (30 Ma) y la fase de expulsión ocurre en el Mioceno Tardío (18 Ma).

Cálculo del hidrocarburo retenido

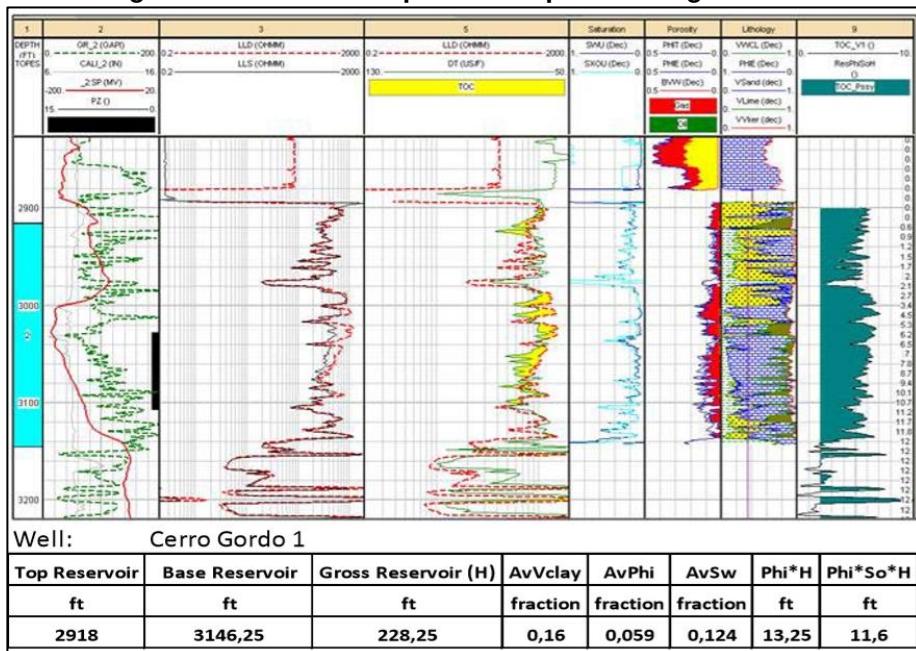
Se efectuó con dos metodologías, una evaluación petrofísica y un modelamiento geoquímico (tomado de Vieja R y Dzelatria – F – 2014 – Search & Discovery article 10.565 AAPG), sirvió de base para evaluar la cantidad de hidrocarburo retenido como petróleo/gas libre.

Evaluación petrofísica

Utilizó una suite de registros de huevo abierto del pozo Cerro Gordo 3, cuya producción proviene de una secuencia de calizas naturalmente fracturadas de la Fm La Luna.

Resultados de esta evaluación, indican una porosidad del 6%, un espesor gross de la Fm La Luna del 70% y una saturación de gas del 88%, los cuales determinan un potencial de 22 MBPE/km².

Figura 103: Evaluación petrofísica pozo Cerrogordo- 1



Fuente: (Vieja – R, 2014)

Modelamiento geoquímico. (Con base en balance de masas)

Sugiere que la formación La Luna ha generado entre 150 y 760 bl/acre – pie. Considerando la eficiencia de la expulsión en un 50%, el volumen del hidrocarburo retenido, tiene un rango entre 80 – 380 bl/acre – pie (0.4 a 19 MBPE/km²).

Para la formación Capachos, se estima un potencial entre 3 - 9 MBPE/km² probabilísticamente, el potencial medio para la Fm La Luna es de 10 MBPE/km² y para la Fm Caballos es de 5 MBPE/km²

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 km²; discriminados así:

Oil - shale 740 = km²

Gas – shale = 640 km²

4.6.7 EVALUACIÓN DE APORTE VOLUMÉTRICO DE RESERVAS Y PRODUCCIÓN DE LA CUENCA DEL CATATUMBO EN PETRÓLEO Y GAS.

La cuenca del Catatumbo, siendo una de las cuencas con menor producción en la actualidad en el país, alrededor de 3.000 BPPD, la escasez de información hace que la cuenca sea compleja de valorar. Como lo indica la figura 104, el área por explorar es mucho mayor al área desarrollada por los campos descubiertos.

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

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

4.6.7.1 PROYECCIONES DE PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO CUENCA DEL CATATUMBO

La construcción de los escenarios de producción contó con la información de reservas y recursos que para petróleo solo considera dos campos activos en el IRR 2017. La UT Prospección UPME 2018 considera en el futuro los recursos contingentes que varios campos cerrados superarían las contingencias de seguridad y el margen que los mantiene sin operación. Por tanto se generó por parte de la UT un pronóstico para cada uno de esos campos reconstruyendo información histórica de Ecopetrol.

Igualmente en el YTF, los tamaños de campo seleccionados no tenían información de la ANH para ser generados y se utilizó la reconstrucción realizada.

Figura 104: Campos descubiertos y áreas.



Fuente: ANH

4.6.7.1.1 ESCENARIO ALTO

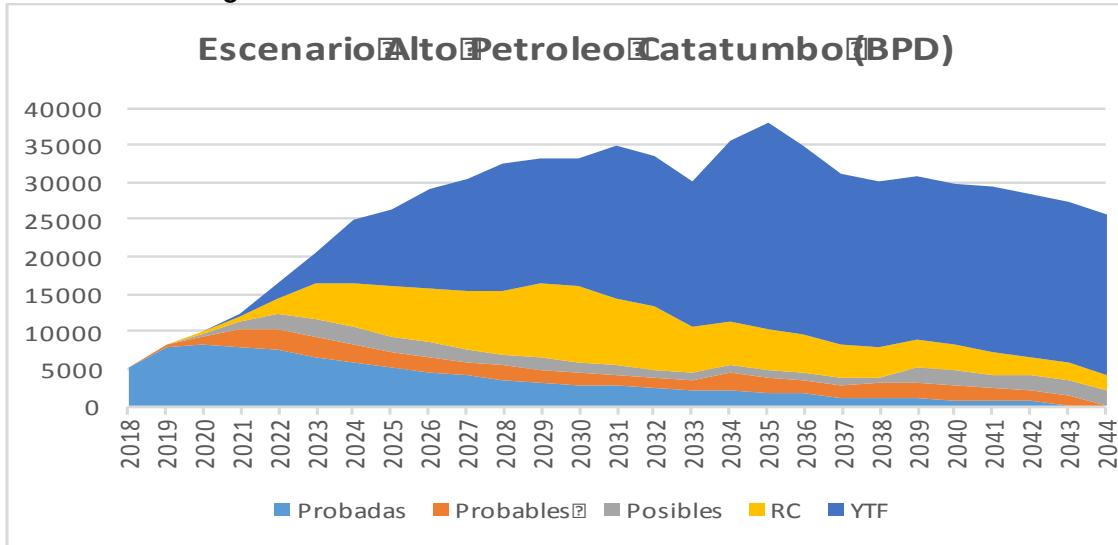
En este escenario se estima que se logran superar los problemas de orden público y se neutralizan grupos armados que no permiten la exploración y producción en la Cuenca y generan además de incertidumbre sobre costos en los pocos campos en operación. Se considera que aun en el mejor de los casos los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

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

En materia exploratoria, se considera que se logra la adición en producción de 152 millones de barriles de nuevas reservas del 2021 al 2044.

Este escenario pondría a la cuenca en niveles de producción actuales de las cuencas Valle Superior del Magdalena y Caguán - Putumayo.

Figura 105: Escenario Alto Petróleo Cuenca del Catatumbo.



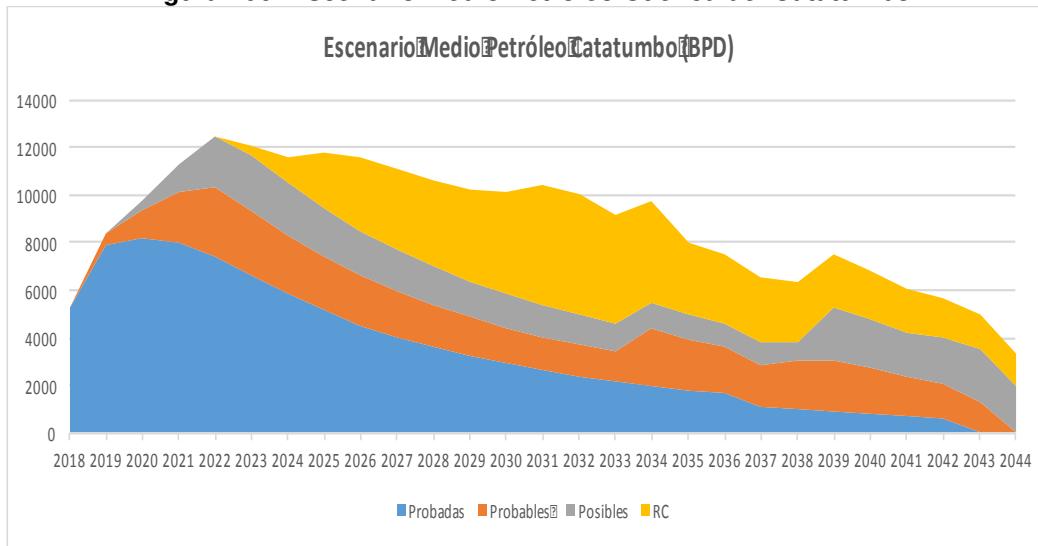
Fuente: cálculos propios

4.6.7.1.2 ESCENARIO MEDIO

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

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

Figura 106: Escenario Medio Petróleo Cuenca del Catatumbo.

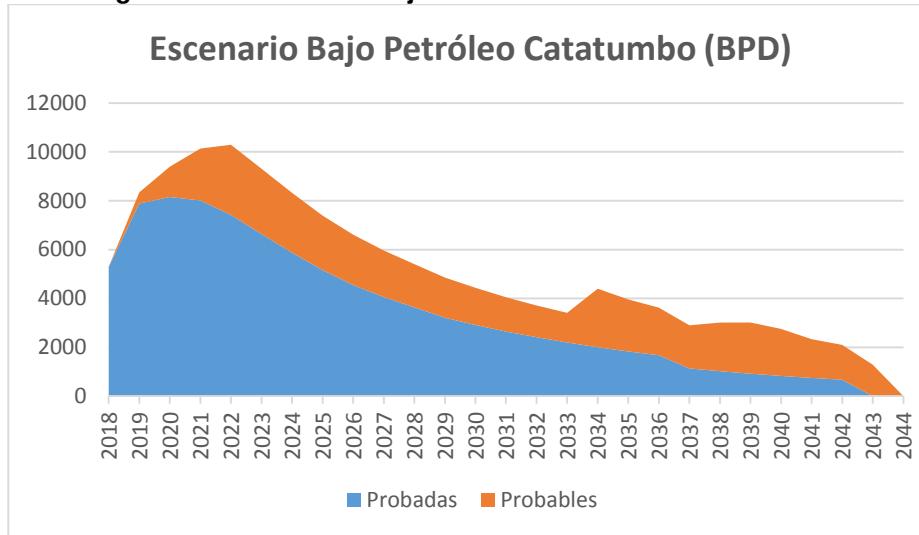


Fuente: cálculos propios

4.6.7.1.3 ESCENARIO BAJO

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

Figura 107: Escenario bajo Petróleo Cuenca del Catatumbo.



Fuente: cálculos propios

4.6.7.2 PROYECCIONES DE PRODUCCIÓN DE GAS CUENCA DEL CATATUMBO

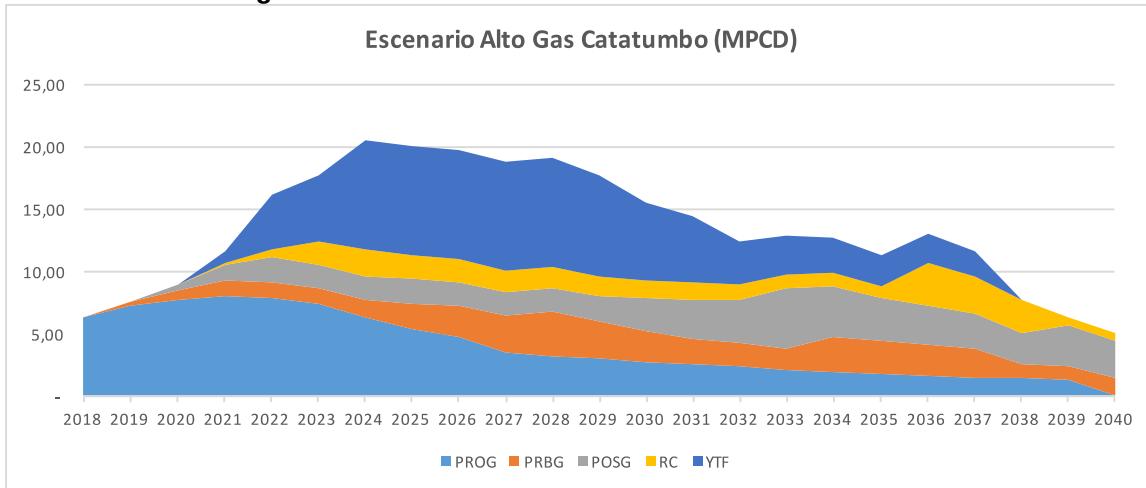
La cuenca tiene una producción que a nivel nacional es bajo, pero que podría ser importante a nivel regional, dado que el departamento no tiene grandes industrias y el consumo es de unas pocas empresas y consumo residencial y vehicular.

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

4.6.7.2.1 ESCENARIO ALTO

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

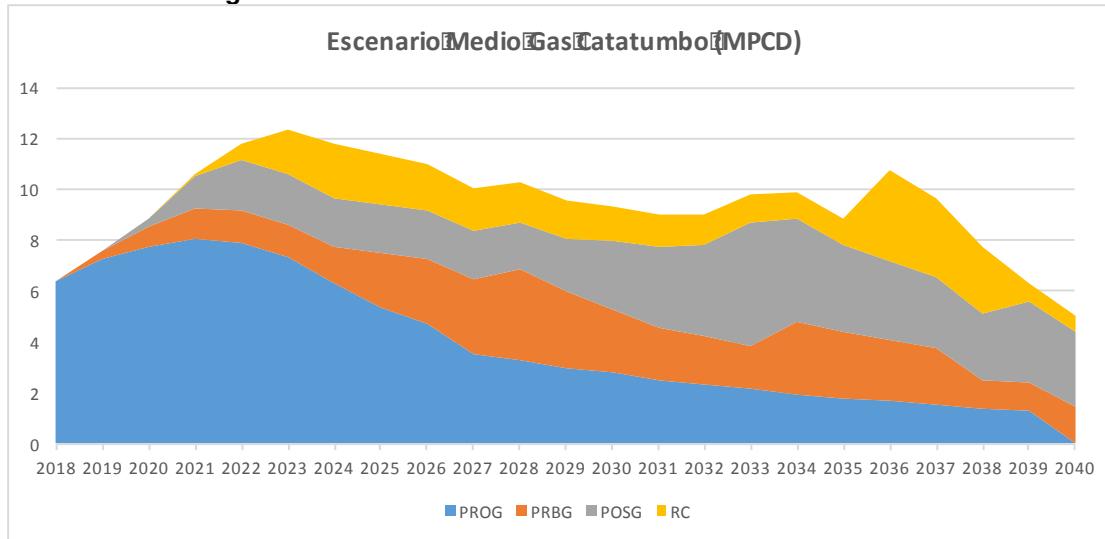
Los recursos y reservas están relacionados con los cuatro campos activos mencionados. El nivel de gas alcanzaría los 20 MPCGD en el año 2024.

Figura 108: Escenario Alto Gas Cuenca del Catatumbo.


Fuente: cálculos propios

4.6.7.2.2 ESCENARIO MEDIO

Este escenario con respecto anterior se diferencia en que no incluye la posibilidad de nuevos hallazgos y alcanzaría una producción de 12 MPCGD en el 2023.

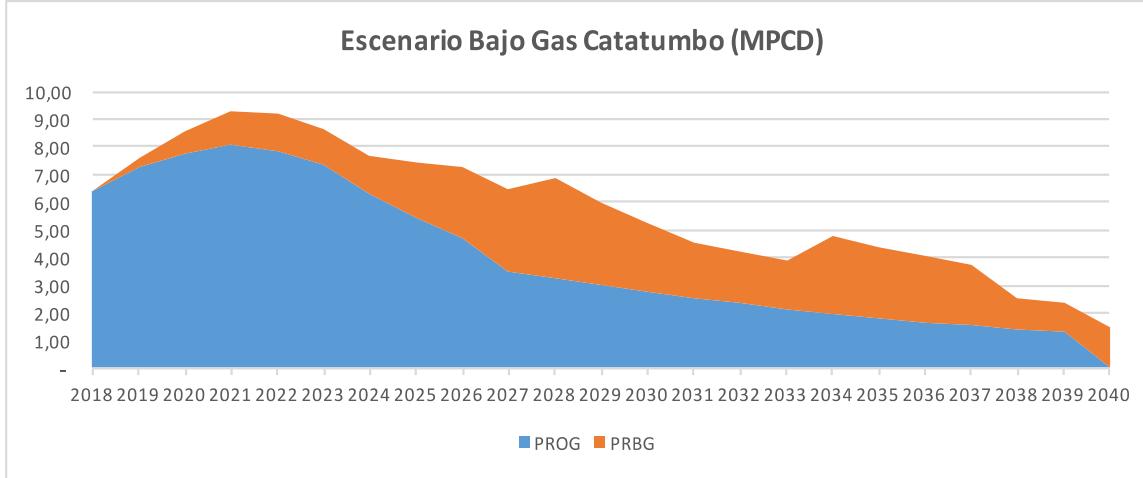
Figura 109: Escenario Medio Gas Cuenca del Catatumbo.


Fuente: cálculos propios

4.6.7.2.3 ESCENARIO BAJO

En este escenario solo se contempla la producción de las reservas probadas y probables y el mayor aporte vendría del gas asociado a la producción de petróleo en el campo Tibú.

Figura 110: Escenario Bajo Gas Cuenca del Catatumbo.



Fuente: cálculos propios

4.6.8 COSTOS DE DESARROLLO

Para los pocos campos en producción y los considerados en los eventuales hallazgos del YTF, los costos de desarrollo se ubican entre los 9 y los 16 US\$/Bl. para los campos de Petróleo y de 0,5 US \$/KPC para el gas.

4.6.9 FACTORES CRÍTICOS DE ÉXITO QUE IMPACTAN LA ADICIÓN DE RESERVAS EN LA CUENCA.

Actividad Exploratoria

La actividad exploratoria ha sido baja en la cuenca, las situaciones de entorno la tienen en un estado de actividad que no ha permitido evaluar su potencialidad.

Aspectos Sociales (Consulta previa, protestas sociales)

Este es el factor crítico de mayor impacto en la cuenca, unido a la presencia de grupos armados en zonas de alto potencial.

Aumento en el factor de Recobro

Solamente hay dos campos de petróleo y dos de gas activos, y en el campo Tibú, se lleva a cabo la inyección de agua. Al reabrir los campos inactivos Río de Oro, Puerto Barco y Carbonera - la Silla se cuentan con volúmenes que además de su extracción primaria pueden aportar reservas con proyectos de producción incremental.

Potencial geológico

Catatumbo comparte la importante cuenca de Maracaibo, lo que implica una alta potencialidad.

Desarrollo de los yacimientos No Convencionales

Se estiman volúmenes importantes en las rocas generadoras en las formaciones La luna y Cogollo.

Costos de producción (Incluyendo transporte)

Este es otro factor crítico, para las áreas alejadas del oleoducto Caño Limón sigue siendo uno de los retos para el desarrollo de la cuenca. En especial los campos de Río de Oro y Puerto Barco.

4.6.10 COSTOS DE PRODUCCIÓN Y TRANSPORTE

Para los costos de operación y transporte de los dos campos de crudo que actualmente están en producción se tomó la información reportada por la Gerencia de Reservas y Operaciones de la ANH en su análisis de costos de julio 31 de 2017.

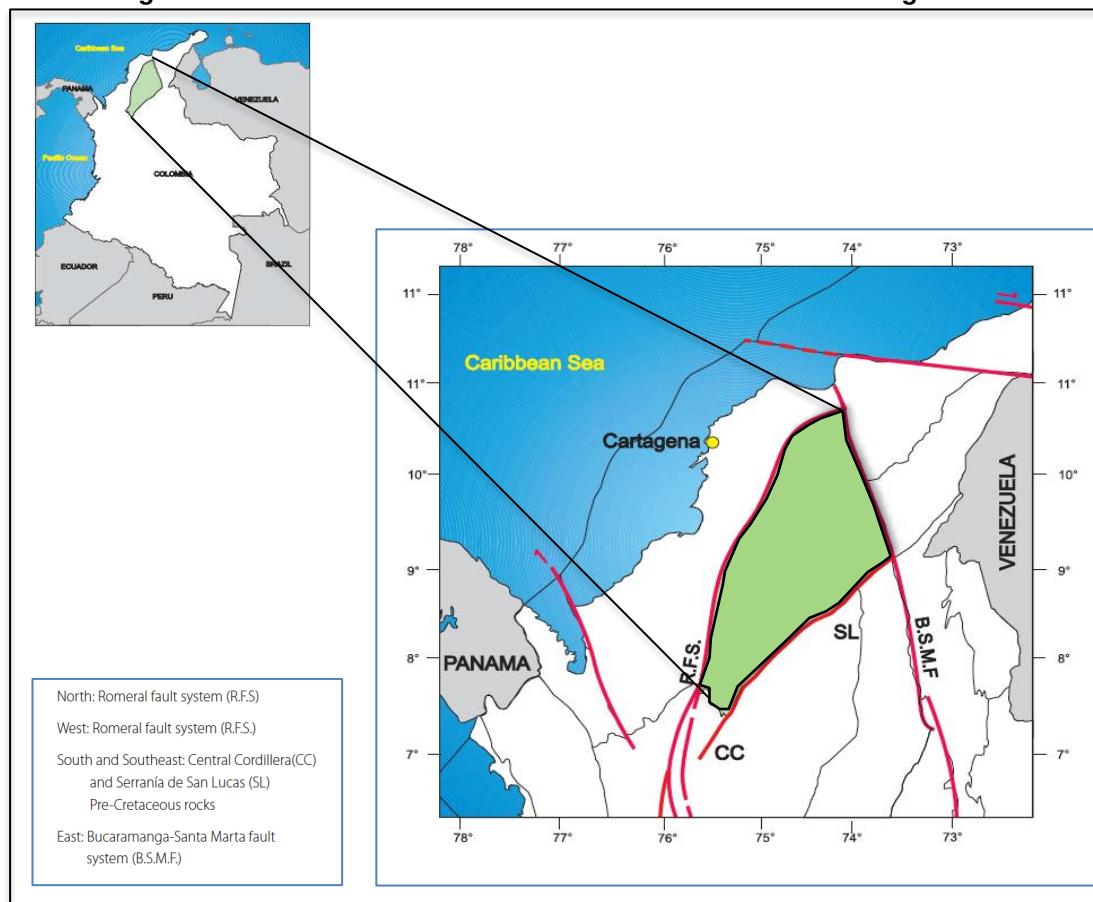
Para los campos de gas seco se tomó un valor referencial reportado en sus estados financieros por uno de los productores. Tal como se dijo anteriormente, la poca actividad en producción de esta cuenca dificulta la consecución de la información. Respecto al transporte, los crudos producidos en esta cuenca se evacuan por el oleoducto Tibú – Miramonte y el oleoducto Rio Zulia – Ayacucho (ORZA) que en el sitio Miramonte recibe la inyección del crudo que viene desde Tibú.

Las tarifas vigentes del tramo Tibú- Miramonte es de 1,13USD/Bbl. Para el ORZA no fue posible encontrar su tarifa vigente.

4.7 CUENCA VALLE INFERIOR DEL MAGDALENA

La Cuenca del Valle Inferior del Magdalena está compuesta por las depresiones de Plato y San Jorge separadas por el Arco de Magangué, está localizada en la región nororiental de Colombia (figura 111), alcanza una extensión aproximada de 41.865 Km² y topográficamente corresponde a una región plana con una ligera inclinación hacia el nororiente y suroriente. Geológicamente está limitada al Este por la Falla de Bucaramanga – Santa Marta (B.S.M.F) que la separa de las rocas cristalinas de los macizos de Santa Marta y Santander; 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.

Figura 111: Localización de la Cuenca del Valle Inferior del Magdalena.

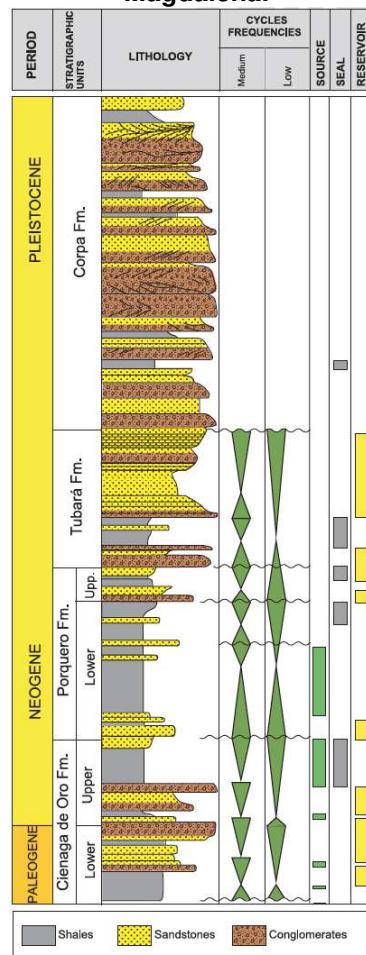


Fuente: Tomada de (Barrero et al, 2007)

La historia geológica de la cuenca del Valle Inferior del Magdalena inicia en el Jurásico con procesos de apertura (Rift) que generan una cuenca intra-arco, la cual se caracteriza por fallas normales producto de esfuerzos extensivos que debido a procesos de subsidencia y levantamiento de la Cordillera Central cambia a ser una cuenca ante-arco.

La secuencia sedimentaria de la cuenca inicia su deposición en el cretácico, durante la colisión de la corteza oceánica del Caribe con el continente; debido a la subsidencia y el levantamiento de la Cordillera Central esta secuencia ha sufrido deformaciones y procesos de erosión.

Figura 112: Columna estratigráfica generalizada de la Cuenca del Valle Inferior del Magdalena.



Fuente: Tomada de (Barrero et al, 2007)

Los períodos en los cuales se ha desarrollado esta cuenca son:

- Jurásico

Debido a esfuerzos extensivos, se produce un adelgazamiento de la corteza, apertura y fallas normales que dan lugar a fosas tectónicas que facilitan el movimiento de la corteza a lo largo de la cuenca; lo que demuestra que la cuenca del Valle Inferior del Magdalena se desarrolla sobre una corteza de tipo transicional.

- Cretácico Superior (Campaniano)

La cuenca del Valle Inferior del Magdalena se desarrolla dentro de una cuenca intraarco que se genera a raíz de la subducción de la protocorteza del Caribe y de la colisión que la continuó; se depositan sedimentos marinos que debido al posterior levantamiento de la serranía de San Lucas y Valdivia-Cajamarca, fueron erosionados; en muy pocas áreas de la cuenca se conservan los sedimentos depositados.

- Paleoceno-Eoceno

Se depositan sedimentos de tipo continental que son erosionados debido al levantamiento de la Cordillera Central, generando una disconformidad sobre la que se depositan sedimentos del oligoceno.

- Oligoceno-Mioceno temprano

Debido a esfuerzos extensionales la cuenca del Valle Inferior del Magdalena sufre un hundimiento que produce los depocentros de San Jorge y Plato, estos son afectados por fallas normales y llenos con depósitos calcáreos.

- Mioceno medio

Continúa la deposición de carbonatos a lo largo del recorrido del paleo-río del Magdalena. Esfuerzos compresivos empiezan a afectar la cuenca, reactivando fallas normales, deteniendo el proceso de hundimiento e iniciado el levantamiento de la cuenca; esto da espacio a la deposición de sedimentos continentales.

- Mioceno tardío

Continúan los procesos de hundimiento y la deposición de sedimentos marinos en la cuenca, esta comienza a sufrir esfuerzos transpresivos que reactivan fallas de tipo normal del sistema de fallas de San Jacinto y estas fallas producen el

levantamiento del cinturón plegado de san Jacinto, lo que produce la disminución de la velocidad de hundimiento y la depositación de sedimentos continentales.

- Plioceno

El proceso de subsidencia es completamente interrumpido por los procesos de subducción y traslación de las placas continental y oceánica, que también han dado forma al cauce del río Magdalena y generaron una antefosa que fue rellenada con una espesa sucesión de sedimentos de origen continental.

4.7.1 ESTRATIGRAFÍA

La secuencia sedimentaria se caracteriza por iniciar su depositación en un ambiente marino, posteriormente transicional y por último continental, que debido a la evolución tectónica de la cuenca sufrió varios períodos erosivos, por lo que en pocos lugares de la cuenca se encuentra la secuencia sedimentaria completa.

Esta secuencia se divide en nueve (9) intervalos de tiempo, así:

- Cansona del Cretácico superior.
- San Cayetano del Paleoceno Superior.
- Chengue del Eoceno medio, cuyos límites superior e inferior corresponden a períodos erosivos.
- San Jacinto del Eoceno superior.
- Miembro inferior de la formación Ciénaga de Oro del Oligoceno.
- Miembro superior de la formación Ciénaga de Oro del Mioceno inferior, cuyos límites, superior e inferior corresponden a períodos erosivos.
- Porquero del Mioceno inferior al Mioceno medio.
- Túbará del Mioceno superior.
- Corpa del Plioceno

4.7.2 ELEMENTOS ESTRUCTURALES PRINCIPALES

Debido a los procesos de transtensión y transpresión se encuentran fallas normales, inversas, de rumbo, pliegues y diapirismo de lodo. Estos procesos se localizan dentro de la cuenca en diferentes zonas, dividiendo ésta en tres (3) estilos estructurales así:

- Estructura de basamento

Consiste en rocas ácidas, asociadas a la placa continental y a bordes convergentes, que en algunas zonas presentan bajo grado de metamorfismo y registran los procesos transtensivos de la cordillera central, sobre la cual se depositan las formaciones del Cenozoico (figura 113).

- Sub-cuenca Plato y San Jorge

Tienen su origen en los procesos extensivos que sufrió al Cordillera Central, lo que también produjo fallas normales y una cuenca transtensiva sobre fallas de desgarre.

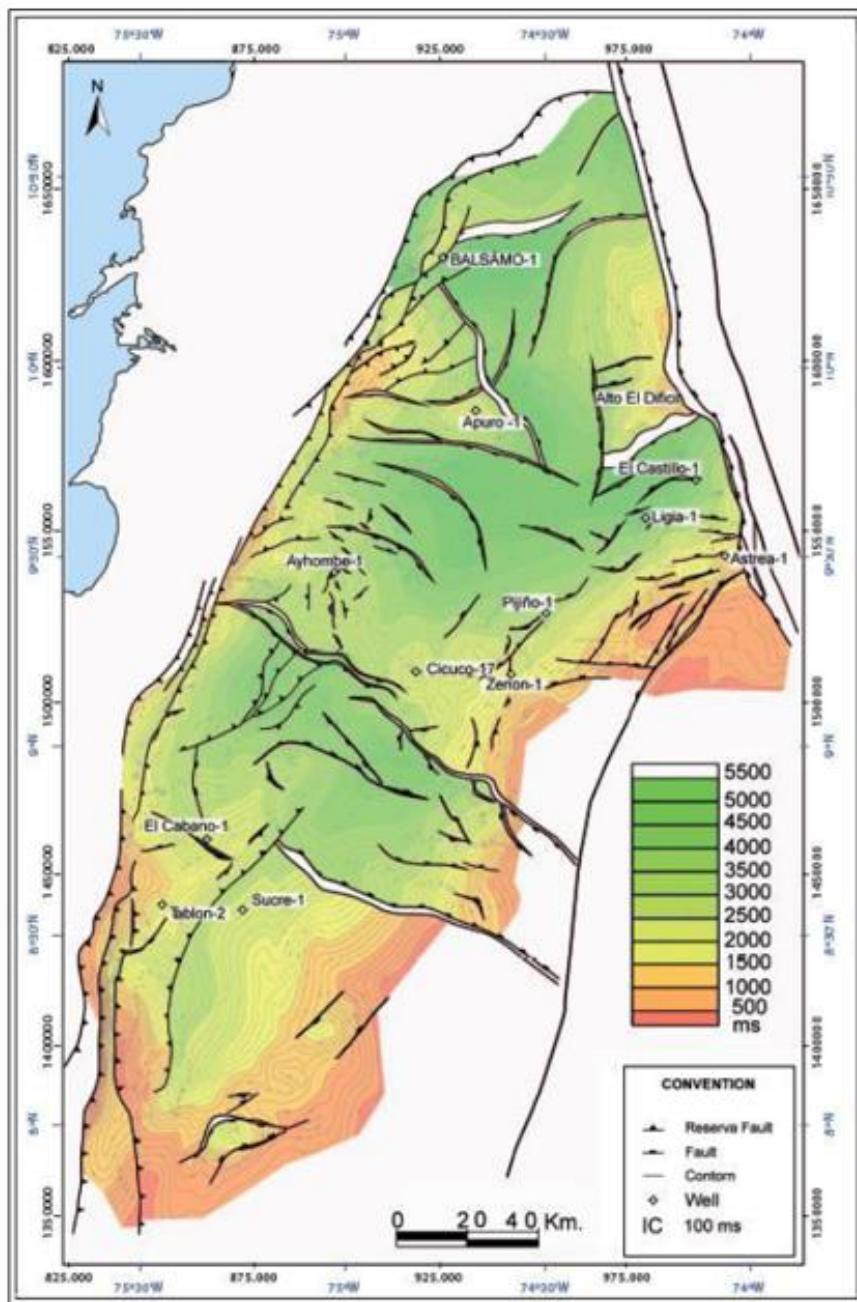
Se caracterizan por tener varios depocentros como Tirón y Bálsamo y una espesa cubierta sedimentaria que no les permite tener una expresión en superficie, sino que sean interpretados por gravimetría.

- Zona de Fallas de San Jacinto

Este sistema de fallas tiene origen en el Cenozoico y surge como producto de esfuerzos transpresivos que produjeron la inversión de fallas normales y retrocabalgamientos. Se caracteriza por estar compuesta de varios planos de falla.

Esta zona se configura como un límite estructural junto con el cinturón de San Jacinto y ha sido considerado como el límite entre la corteza continental y la oceánica, razón por la cual es de gran importancia para entender el desarrollo de las cuencas del Valle Inferior del magdalena y Sinú-San Jacinto.

Figura 113: Mapa estructural en profundidad del basamento de la cuenca del Valle Inferior del Magdalena.



Fuente: Tomada de (ICP, Reyes-Harker, 2000) (Citado por Lozano & Zamora, (2014))

- Altos estructurales y Arco de Magangué

Se caracterizan por estar limitados por fallas normales y ser macizos tectónicos; son producto de esfuerzos extensionales que han afectado el basamento, provocando el levantamiento de los macizos, tienen dirección de rumbo tanto N-S como E-W y algunas de las fallas normales que los limitan fueron inversas en el Cenozoico.

Dentro de los altos estructurales se encuentran:

- Cicuco, Guepaje y arco de Magangue, que se encuentran relacionados a las fallas Mojana, Guepaje Sur, Piragua y Violo.
 - El Difícil se encuentra relacionado a las fallas Alejandría y Algarrobo.
 - Plataforma Chimichagua y Arjona-El Doce, relacionado con la zona de falla de Algarrobo y la depresión Arjona.
 - Apure y Cabano, relacionados al sistema de fallas de San Jacinto
 - Montelibano-Cintura, relacionado a las fallas Murrucucú.
- Estructuras invertidas

Debido a los esfuerzos tectónicos que la cuenca sufrió durante el Cenozoico, las fallas normales que fueron reactivadas e invertidas generaron estructuras plegadas, reflejándose en los sedimentos y en el cauce y delta del río Magdalena; las principales estructuras son: Los sistemas de fallas Jobo-Tablón, Betulia, Tirón, Chinú, San Jacinto, San Jorge y El Balsamo y se encuentran en las sub-cuenca de San Jorge y Plato.

- Estructuras de rumbo

Debido a los esfuerzos extensionales que primero afectaron la cuenca del Valle Inferior del Magdalena, se originaron grandes sistemas fallados de rumbo que fueron reactivados en el último periodo del Cenozoico, de las cuales sus principales estructuras son:

- La zona de fallas de Santa Marta, de las que hacen parte las fallas de Santa Marta y Algarrobo
- El graben Ariguaní y zona de fallas Canoas, la cual desplaza el complejo transicional del Sinú.

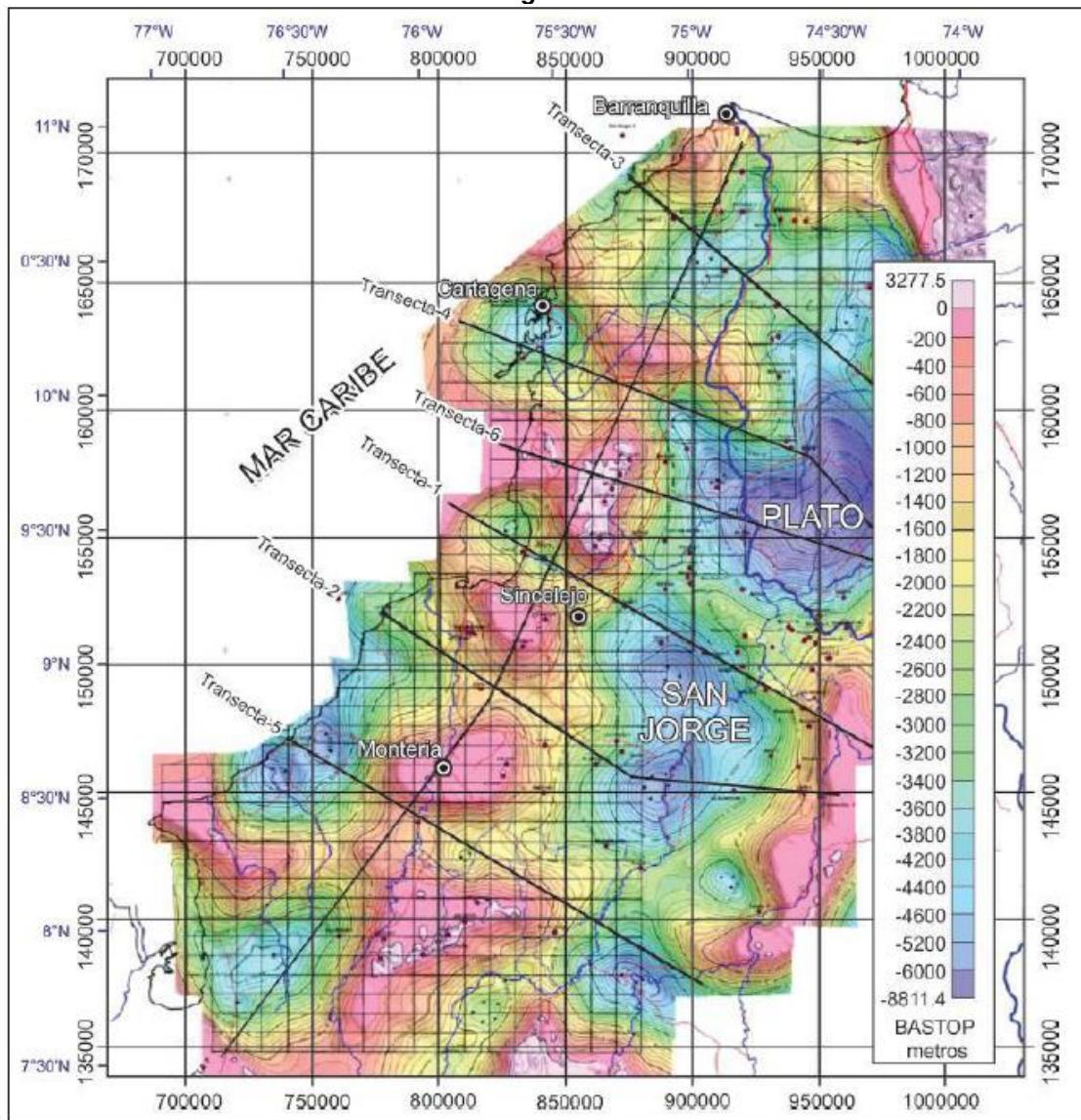
- Estructuras diapiríticas

En la depresión de Plato se encuentran diapiros y volcanes de lodo/Shale, que han tenido expresión en superficie y otros han sido estudiados por medio de sísmica y tienen origen en las arcillas sobrepresionadas de la formación Porquero.

Estudios aeromagnéticos y Aero gravimétricos realizados en el litoral Caribe muestran las características del basamento y las expresiones en profundidad de las sub-cuenca Plato y San Jorge, junto con los graben y horst (Figura 4) que son el resultado de un fallamiento normal que los caracterizan estructuralmente; permitiendo conocer los lugares donde encontramos el mayor espesor de la secuencia sedimentaria.

Los bajos magnéticos presentados en la figura 114, corresponden a la subcuenca Plato al N y al S la subcuenca San Jorge, estas dos se encuentran separadas por el alto de basamento que corresponde a la Falla Mojana.

Figura 114: Profundidades al basamento pre-terciario de la Cuenca del Valle Inferior del Magdalena.



La subcuenca de Plato se caracteriza por la gran depresión que es notoriamente más profunda que la subcuenca San Jorge que se caracteriza por tener varias depresiones y altos.

Fuente: Tomado de Graterol, 2006 (Citado por Arminio et al., 2011)

4.7.3 SISTEMA PETROLIFERO

La cuenca del Valle Inferior del Magdalena tiene una importante producción de hidrocarburos, pero aun es necesario realizar estudios de exploración que amplíen el conocimiento sobre los elementos que componen el sistema petrolífero de esta cuenca; esto con el fin de maximizar la explotación de estos recursos.

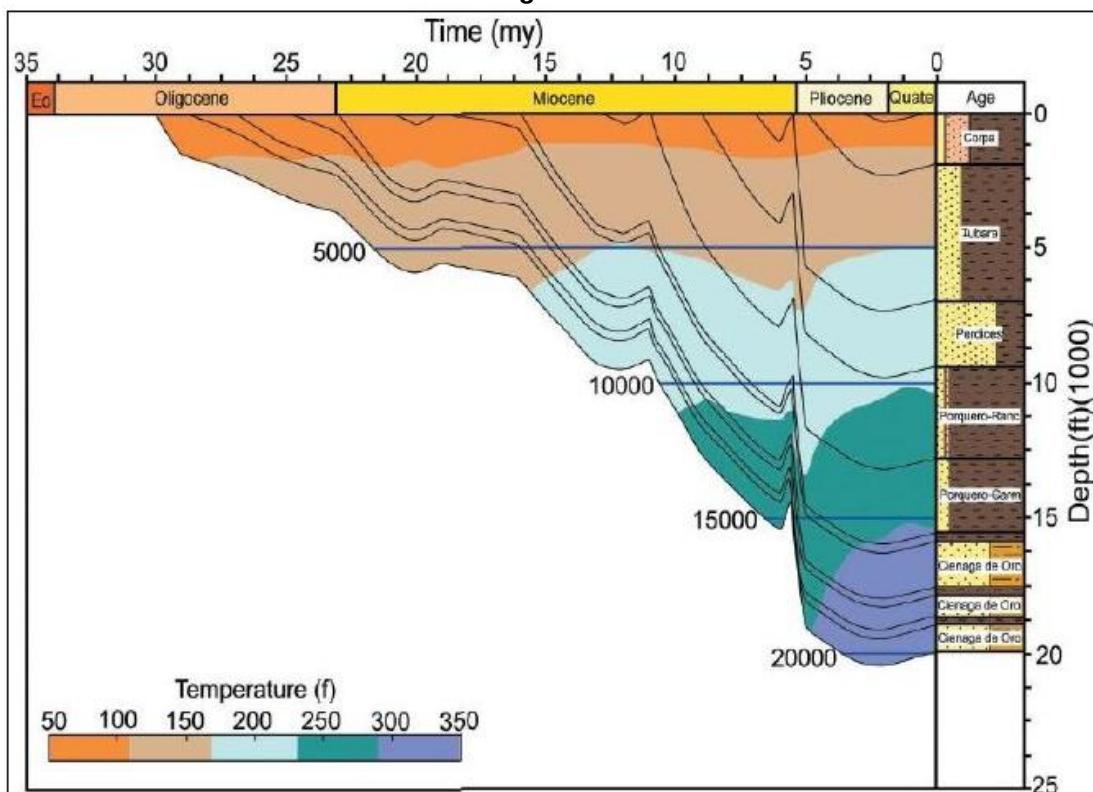
Se conoce hasta ahora que el sistema petrolífero de la cuenca está compuesto por las siguientes rocas:

- Roca Generadora o Roca Fuente, se postulan las formaciones Cansona, Porquero Inferior y Ciénaga de Oro, como rocas generadoras de hidrocarburos en la cuenca, sin descartar a la Formación San Cayetano que muestra algo de potencial generador. Se han definido tres familias de crudos, provenientes de las formaciones Ciénaga de Oro (proximales marino deltaicas con aporte terrestre (Gas prone)), San Cayetano (distal marino deltaicas, con aporte terrestre) y Formación Cansona (nerítica marino carbonáticas (aceite)). Las correlaciones aceite-roca permiten establecer los sistemas petrolíferos Ciénaga de Oro que se extiende en toda la cuenca del VIM; Ciénaga de Oro-Porquero que ocuparía la parte central de la subcuenca de Plato y Cansona-La Risa en la parte central del cinturón Plegado de San Jacinto.
- Roca Reservorio, corresponde a las calizas y areniscas de la formación Ciénaga de oro, que tiene porosidades hasta del 21%, adicionalmente están las formaciones Porquero y Tuberá.
- Roca Sello, corresponde a las lodositas de las formaciones Porquero, Ciénaga de Oro y Corpa, además existen trampas de tipo estructural como monoclinales relacionados con fallas normales e inversas y pliegues adjuntos al sistema de fallas de San Jacinto.

Para ampliar el conocimiento petrolífero de la cuenca, en el año 2014 se perforó el pozo estratigráfico ANH-Plato-1-X-P, a una profundidad final de 21.713 pies. La secuencia perforada y reconocida en la cuenca fue hasta 17.165 pies, donde inicio la perforación de una secuencia cretácica, cuya presencia no se había confirmado en la cuenca. A la profundidad de 21.040 pies se confirmó la presencia de fósiles de edad Barremiano – Hauteriviano del Cretácico inferior. La presencia de estas rocas aumenta la prospectividad en cuanto a generación de crudo y gas.

De acuerdo al modelo de evolución geológica planteado por la ANH desde el año 2011, se ve que la secuencia sedimentaria alcanza sus máximas profundidades y temperatura durante el Plioceno temprano.

Figura 115: Curva de enterramiento de la sucesión estratigráfica del Valle Inferior del Magdalena.



En esta grafica se muestra la relación directa entre temperatura, profundidad y edad; se puede destacar como las curvas cambian su pendiente abruptamente en el Plioceno, como prueba de los procesos tectónicos que se desarrollaron en ese momento.

Fuente: Tomado de (Arminio et al., 2011)

Los resultados del modelamiento unidimensional muestran una expulsión temprana desde hace 20 millones de años (Mioceno Temprano) en zonas profundas, donde se depositaron rocas de la Unidad Ciénaga de Oro; la generación y expulsión para la mayoría de la cuenca se dio hace aproximadamente 8 millones de años (Mioceno Tardío) y continúan en el presente, de acuerdo con los datos finales obtenidos en los pozos Ligia-1 y El Castillo-1, los cuerpos de roca generadora activa se encuentran entre los 16.000 y los 22.000 pies, localizados en la parte central de la subcuenca de Plato y en la parte noroccidental de la subcuenca de San Jorge, como lo demostró el pozo estratigráfico Plato profundo.

4.7.4 HIDROCARBURO POR DESCUBRIR

Se han realizado varios estudios de YTF (Yet To Find) para las diferentes cuencas colombianas incluyendo la del Valle Inferior del Magdalena cuyos resultados se presentan en la siguiente Tabla.

Estudios YTF				
Año	Compañía	Metodología	Hidrocarburo Generado / Disponibles MBPE	Hidrocarburo por Descubrir MBPE
1998	Ecopetrol	Balance de masas		1,600
2001	Ecopetrol	Balance de masas		2,395 ¹⁹
2004	Ecopetrol- AGN	Fractal		58.4
2009	ANH-UIS	Balance de masas (p50)	6,600	
2012	ANH-U NAL	Combinada (p50)	271,000 ²⁰	
2013	ANH- HALLIBURTON	Balance de masas		933

Tabla 23. Estudios YFT cuencas colombianas incluyendo la del Valle Inferior del Magdalena .

Teniendo en cuenta que no se ha realizado un nuevo estudio de Yet To Find o hidrocarburo por descubrir, involucrando los resultados obtenidos en el pozo estratigráfico Plato profundo, perforado en la cuenca del Valle Inferior del Magdalena, el cual encontró la presencia de rocas cretácicas a 21.000 pies, y que los estudios recientes de la ANH con la UIS (2009) , UNAL (2012) y HALLIBURTON (2013) no consideran a la Formación Cansona (Cretácico) como roca generadora, usaremos el estudio de Ecopetrol 2001, que la postula como posible roca generadora y realiza el balance de masas con esa consideración.

A 2001, en la cuenca del Valle Inferior del Magdalena quedarían por encontrar 2.395 MBPE, y desde 2001 a 2018 se han encontrado hidrocarburos in Situ (POES – Petróleo Original En Sitio) de 281 MBPE y quedarían por encontrar 2.114²¹ MBPE Original En Sitio.

¹⁹ Subcuenca Plato: 1637.5 MBPE = 807 MBP y 4.983 GPCG y Subcuenca San Jorge : 757.5 MBPE = 115 MBP y 3.855 GPCG

²⁰ Hidrocarburo Generado

²¹ Subcuenca Plato: 1.494 MBPE = 807 MBP y 4.119 GPCG y Subcuenca San Jorge: 620 MBPE = 115 MBP y 3.031 GPCG

4.7.5 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.

- 1920's la compañía Richmond hace una campaña en el norte de la cuenca encontrando indicios de hidrocarburos.
- 1930's no se realiza ninguna perforación exploratoria en la cuenca del Valle Inferior del Magdalena.
- 1940's se perforaron 14 pozos exploratorios y se encontraron los campos de El Difícil y Jobo – Tablón con POES de 150 MBPE.
- 1950's se descubrieron los campos de Cicuco, Chinú, Violo, Boquilla y Zenón, con POES mayor a 250 MBPE.
- 1960's se descubrieron los campos de Boquete y Consuelo – La Mocha con POES cercano a 100 MBPE.
- 1970's se descubrieron los campos de Bajo Rio, Guamito, Sucre, con POES cercano a 50 MBPE.
- 1980's se encontraron muestras de hidrocarburos en los pozos de El Castillo-1, Castor-1, Ligia-1 y Sucre Sur-1.
- 1990's se descubrieron los campos de Momposina, Arjona y Guepajé - Ayombe con POES cercano a 60 MBPE.
- 2000's se descubrieron los campos de Arianna, La Creciente, Caña Flecha y Katana con POES cercano a 100 MBPE.
- 2010's se descubrieron los campos de Nelson, Palmer, Bonga, Mamey, Cotorra, Pedernalito, Apamate y Clarinete con POES cercano a 180 MBPE.

Con la información de la cuenca, su historia exploratoria, su prospectividad y la información de los campos, el volumen POES (Petróleo Original En Sitio) y GOES (Gas Original En Sitio), y el estimado de producción con base en el factor de recobro esperado para cada campo, proyectamos que los descubrimientos de 2.114 MBPE Original En Sitio serían:

Subcuenca Plato:

- Dos (2) campos tipo Cicuco (47 MBP), 19% de factor de recobro con un POES de 500 MBP.
- Tres (3) campos tipo Boquete (20 MBP), 24% de factor de recobro con un POES de 240 MBP.
- Dos (2) campos tipo El Difícil (Crudo) (10 MBP), 28% de factor de recobro con un POES de 62 MBP.
- Dos (2) campos tipo El Difícil (Gas) (300 GPCG), 49% de factor de recobro con un GOES de 1.290 GPCG.
- Tres (3) campos tipo La Creciente (300 GPCG), 90% de factor de recobro con un GOES de 980 GPCG.
- Cinco (5) campos tipo Mamey (145 GPCG), 90% de factor de recobro con un GOES de 790 GPCG.
- Seis (6) campos tipo Pedernalito (160 GPCG), 90% de factor de recobro con un GOES de 1056 GPCG.
- Un (1) campo tipo Katana (1 MBP), 20% de factor de recobro con un POES de 5 MBP.

Subcuenca San Jorge:

- Tres (3) campos tipo Nelson (260 GPCG), 90% de factor de recobro con un GOES 880 GPCG.
- Cinco (5) campos tipo Clarinete (190 GPCG), 90% de factor de recobro con un GOES de 1060 GPCG.
- Seis (6) campos tipo Palmer (40 GPCG), 90% de factor de recobro con un GOES de 270 GPCG.
- Tres (3) campos tipo Arianna (25 GPCG) 90% de factor de recobro con un GOES 85 GPCG.
- Diez (10) campos tipo Caña Flecha (10 MBPE), 90% de factor de recobro con un POESE de 100 MBPE

4.7.6 EVALUACIÓN DE APORTE VOLUMÉTRICO DE RESERVAS Y PRODUCCIÓN DE LA CUENCA DEL VALLE INFERIOR DEL MAGDALENA EN PETRÓLEO Y GAS.

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

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

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

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

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

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

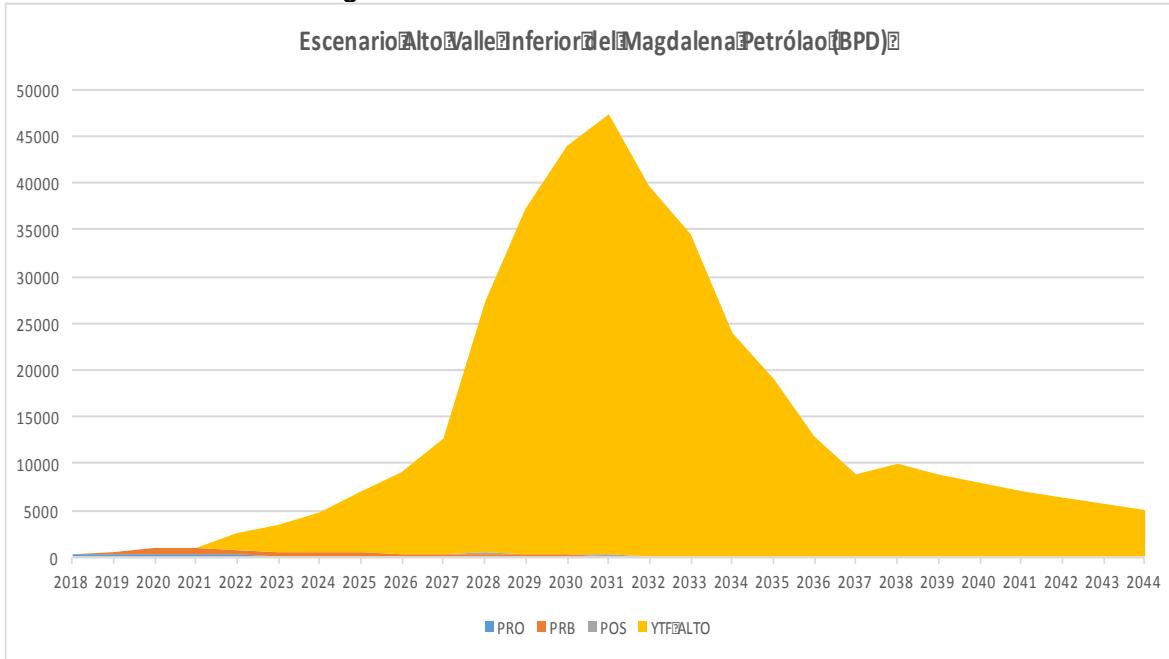
4.7.6.1 ESCENARIOS DE PRODUCCIÓN DE PETROLEO

En esta cuenca la producción de petróleo es marginal y su importancia radica en las grandes volúmenes de gas que puede aportar.

4.7.6.1.1 ESCENARIO ALTO

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

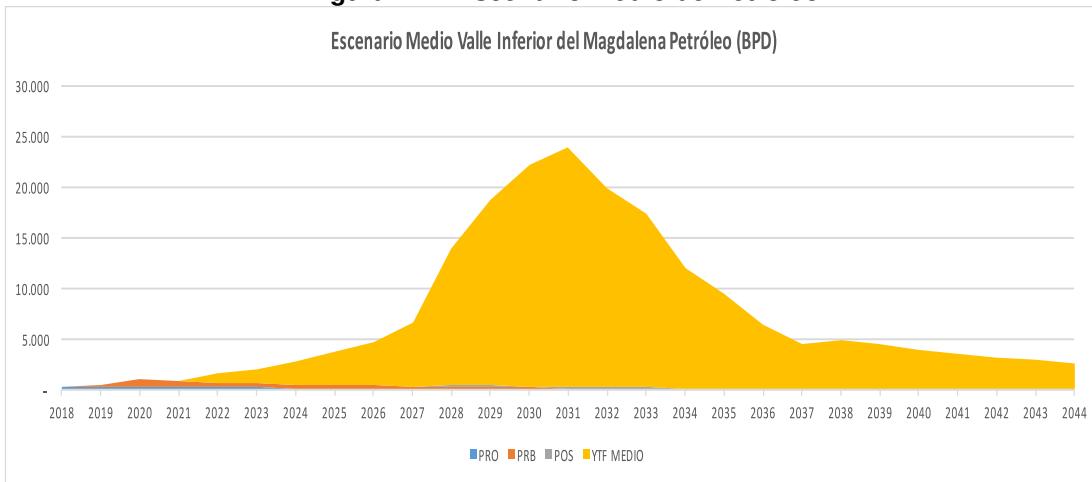
Figura 116: Escenario Alto de Petróleo VIM.



Fuente: Cálculos propios

4.7.6.1.2 ESCENARIO MEDIO

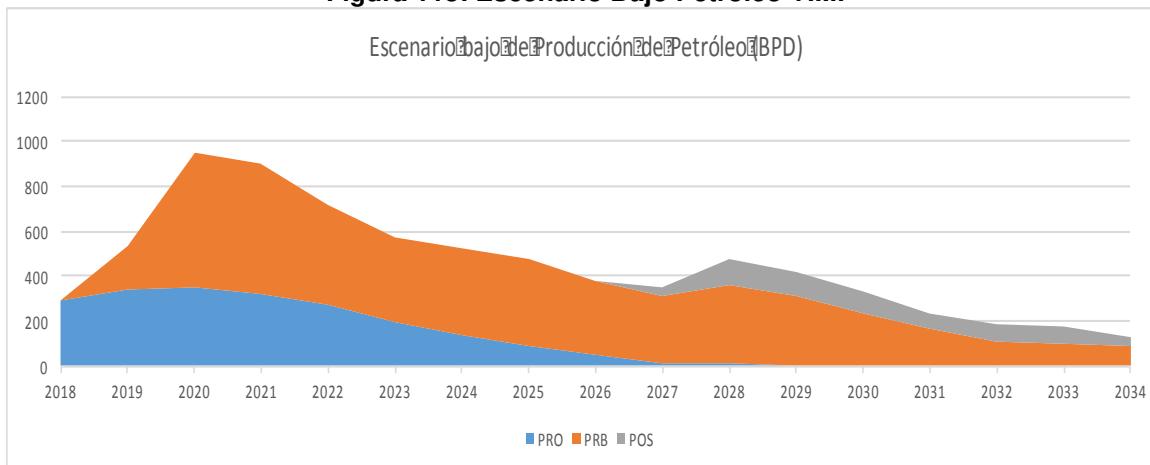
En este escenario se lograrían encontrar el 50 % de las reservas a incorporar planteadas en el análisis de volúmenes YTF de 70 millones de barriles y como se aprecia en la gráfica los volúmenes estimados de reservas son marginales.

Figura 117: Escenario Medio de Petróleo VIM.


Fuente: cálculos propios

4.7.6.1.3 ESCENARIO BAJO

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

Figura 118: Escenario Bajo Petróleo VIM.


Fuente: Cálculos propios

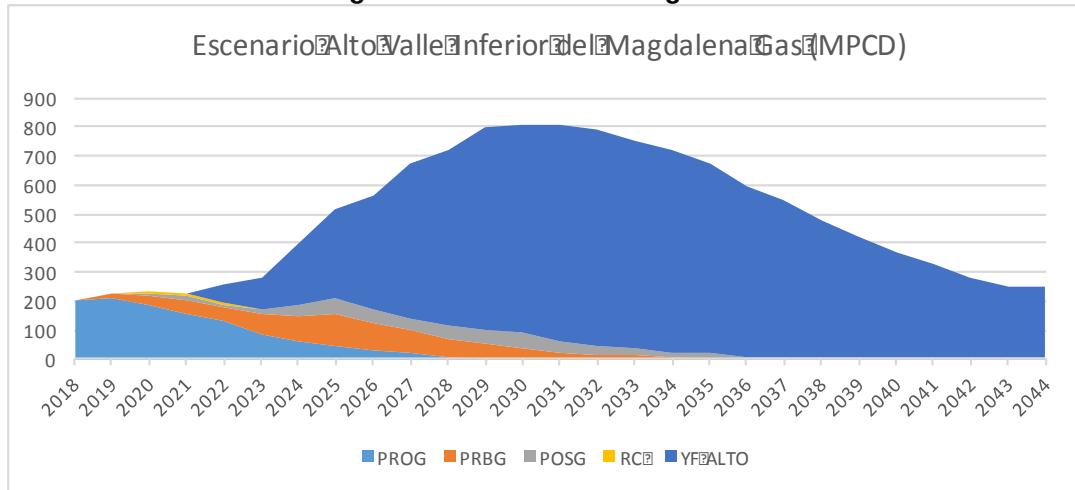
4.7.6.2 ESCENARIOS DE PRODUCCIÓN DE GAS

Esta cuenca podría llegar a ser una de las más importantes si se llegasen a descubrir y producir los altos potenciales de gas que hay en sus subcuenca

4.7.6.2.1 ESCENARIO ALTO

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

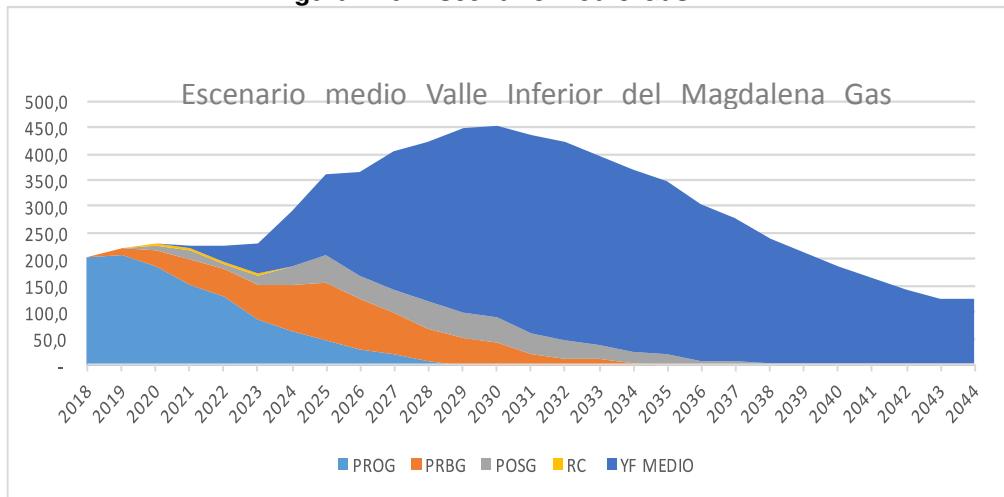
Figura 119: Escenario alto gas VIM.



Fuente: Cálculos propios

4.7.6.2.2 ESCENARIO MEDIO

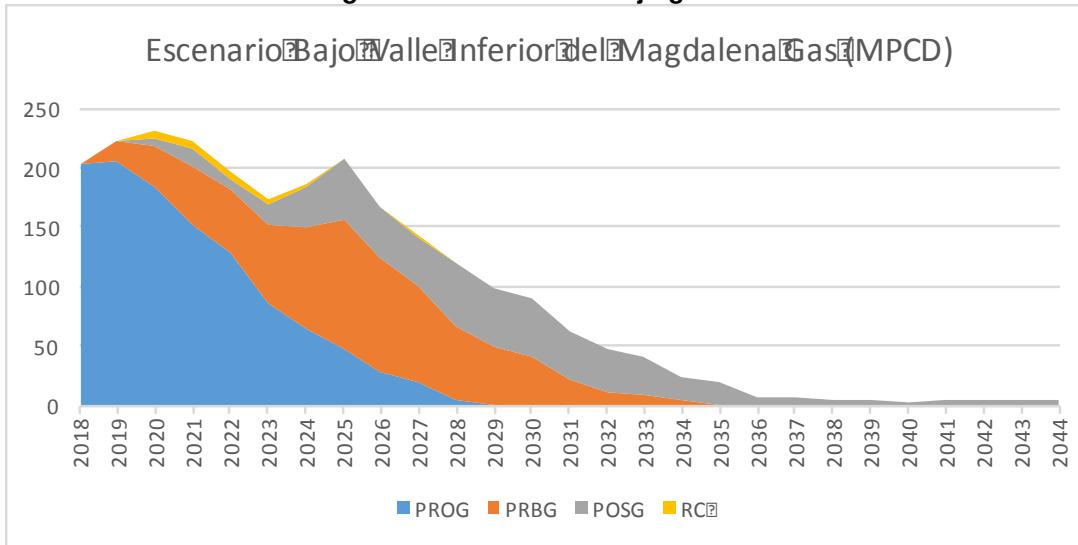
Este escenario medio, o más probable muestra cómo se estima que manteniendo el ritmo exploratorio de los últimos años por parte de varias compañías que tienen en la cuenca su principal objetivo se lograría pasar hacia el 2024 a niveles por encima de los 300 MPCGD, y hacia el 2029 superar los 400 MPCGD.

Figura 120: Escenario Medio Gas VIM.


Fuente: Cálculos propios

4.7.6.2.3 ESCENARIO BAJO

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

Figura 121: Escenario Bajo gas VIM.


Fuente: Cálculos propios

4.7.7 COSTOS DE DESARROLLO DE PETRÓLEO Y GAS DE LA CUENCA DEL VALLE INFERIOR DEL MAGDALENA

En el Modelo de Proyección de la UT prospección 2018, se podrán apreciar los costos de desarrollo de los campos que tiene asociado petróleo y gas. En caso de disponer de producción simultánea prima el costo de gas que es el hidrocarburo principal, a excepción de los campos Cicuco y Boquete con una mayor producción de petróleo.

En las reservas probadas de petróleo los costos de desarrollo se sitúan en los 8 y 14 US\$/BI, para las reservas probables entre los 8 y los 12 US\$/BI. Y para el gas entre los 0,6 y 1,1 US\$ /KPC.

En las reservas posibles igualmente entre 8 y 12 US \$/BI y en gas entre 0,6 y 1 US\$/KPC. Los Recursos contingentes no se reportan para crudo y en gas entre los 0,6 y 0,9 US \$/BI. En el YTF de petróleo 9 a 13 US \$/BI, y para el Gas entre 0,5 y 1,2 US \$/KPC.

4.7.8 FACTORES CRÍTICOS DE ÉXITO QUE IMPACTAN LA ADICIÓN DE RESERVAS EN LA CUENCA

Actividad Exploratoria

La actividad exploratoria ha tenido una evolución positiva en la presente década y se espera que unida a la valiosa información que ha adquirido la ANH aumente su actividad debido a la evidencia de ser una cuenca con altas posibilidad de gas, que es el hidrocarburo que se pronostica será el más importante a partir del 2030 y que al estar acompañado de líquidos se tiene un potencial ingreso adicional en el corto plazo.

Aspectos Sociales (Consulta previa, protestas sociales)

Este es un factor crítico de alto impacto en la Cuenca. Hoy es mayor la influencia de la protesta social que la de grupos armados y este es un punto positivo de la evolución de este factor.

Aumento en el factor de Recobro

Dada la etapa de los campos muy maduros o iniciando su explotación, y que el hidrocarburo predominante es gas no es un factor de alta importancia hoy.

Potencial geológico

El VIM es una cuenca con alto potencial, en especial a profundidades por debajo de los 10.000 pies. Anteriormente el objetivo era la formación Ciénaga de Oro, hoy Porquero igualmente es importante y reciente información plantea la potencialidad de la formación Cansona.

Costos de producción (Incluyendo transporte)

Este es otro factor crítico puesto que el margen de los precios particularmente del precio del gas como principal hidrocarburo de la cuenca. Adicionalmente, las limitaciones de la infraestructura de transporte de gas pueden afectar la monetización de éste hidrocarburo. De igual manera, la productividad de los pozos es fundamental.

Aspectos Ambientales

La Ciénaga de Ayapel fue declarada humedal Ramsar (un tratado intergubernamental cuya misión es “la conservación y el uso racional de los **humedales** mediante acciones locales, regionales y nacionales y gracias a la cooperación internacional, como contribución al logro de un desarrollo sostenible en todo el mundo). Las disposiciones de control ambiental en los afluentes a la ciénaga deben ser valoradas cuidadosamente para medir su afectación a potenciales proyectos de hidrocarburos en la cuenca.

Figura 122: Ciénaga de Ayapel.



Fuente: Minambiente

4.7.9 COSTOS DE PRODUCCION Y TRANSPORTE

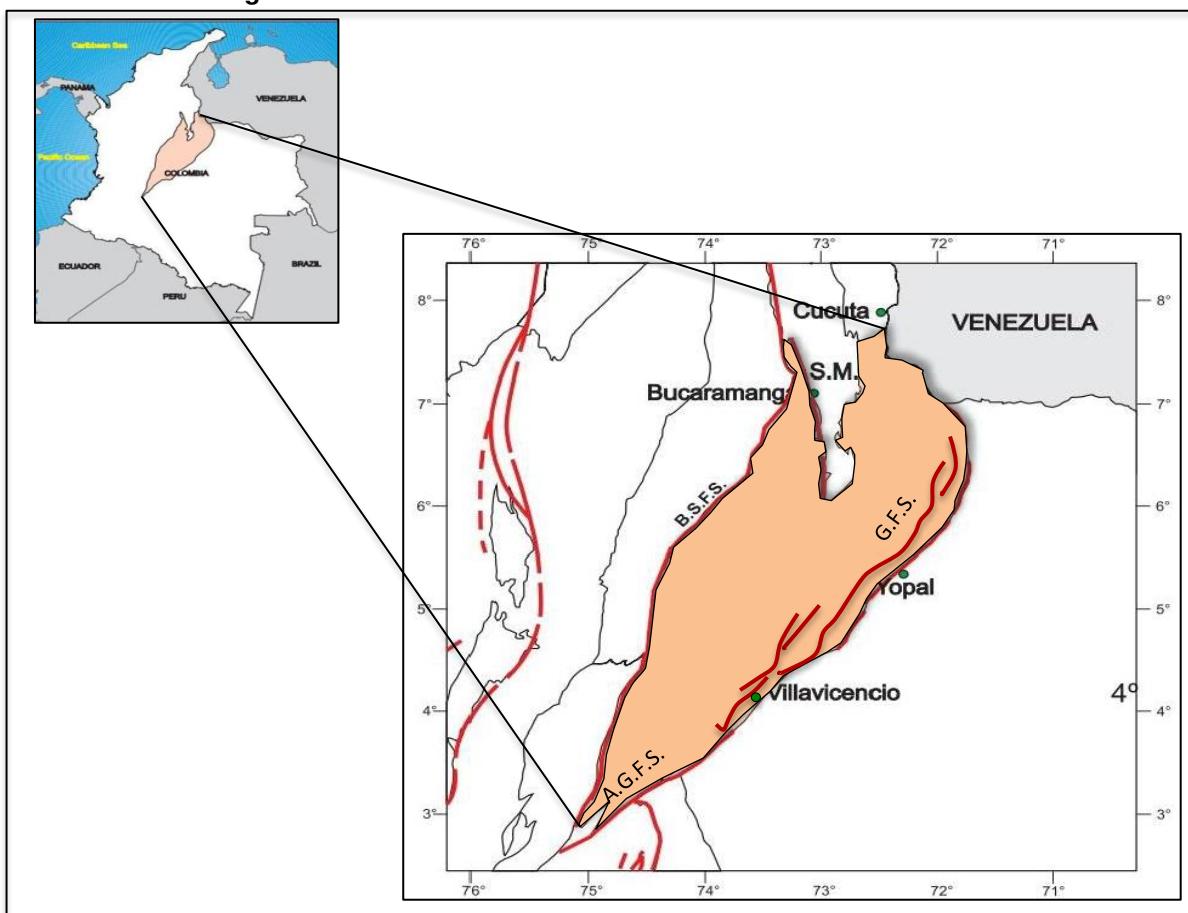
Para los costos de operación y transporte de los campos de crudo que actualmente están en producción se tomó la información reportada por la Gerencia de Reservas y Operaciones de la ANH en su análisis de costos de julio 31 de 2017. Para los campos de gas seco el costo de producción se tomó como un valor referencial conocido para los campos de la Creciente y los contratos de Canacol y para los otros se asimiló a uno de estos valores.

Respecto al transporte, los crudos producidos en esta cuenca se evacuan por el oleoducto Cicuco – Coveñas que tiene una tarifa vigente de 1,17 USD/BI.

4.8 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 Km². La cuenca se encuentra ubicada sobre la Cordillera Oriental desde el Macizo de Quetame hasta límites con la serranía del Perijá. Limita al N con el Macizo de Santander (SM), al E con el sistema de fallas inversas de la cordillera Oriental - Guaicaramo (G.F.S), al S con el sistema de fallas Algeciras-Garzón (A.G.S.F) y al W con el sistema de fallas Bituima y La Salina (B.S.F.S) (figura 123).

Figura 123: Localización de la Cuenca Cordillera Oriental.



Fuente: Tomada de (Barrero et al, 2007).

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.

La secuencia estratigráfica de esta cuenca se caracteriza por iniciar su deposición sobre corteza continental durante el Jurásico-Triásico; las formaciones de esta cuenca pueden ser correlacionables con las encontradas en el VMM y Llanos, ya que las tres cuencas hacían parte de la misma megacuenca durante el Mesozoico.

Los primeros procesos que configuraron la cuenca cordillera Oriental fueron los esfuerzos extensionales que originaron una cuenca intra-arco donde se inició la depositación de las formaciones que posteriormente fueron afectadas por el levantamiento de la cordillera.

La evolución tectónica de la cuenca Cordillera Oriental se puede apreciar en la figura 124, donde los principales eventos se describen a continuación.

- Mesozoico

Durante la primera parte de esta era, esfuerzos extensionales generaron varias subcuenca de apertura desde lo que es hoy el Valle Medio del Magdalena hasta la cuenca de la Cordillera Oriental. Estas subcuenca se encuentran limitadas por fallas normales; con esfuerzos que generaron el adelgazamiento de la corteza, el estiramiento de la litosfera y el inicio de una cuenca intra-arco.

Iniciando la segunda mitad del Mesozoico continúan los esfuerzos extensionales que estiran la cuenca intra-arco y la litosfera, ampliando las subcuenca de apertura; evento registrado en el sistema de fallas de Guaicaramo. Las fallas que limitan las subcuenca se ubican de forma perpendicular a la cordillera central, debido a la perpendicularidad de los esfuerzos o estructuras preexistentes.

Al final de esta era, los esfuerzos pasan a ser compresivos, debido al choque de la corteza oceánica con el continente, creando una disminución en la temperatura de las subcuenca de apertura y generando una megacuenca regional que cubre las cuencas de Valle Medio del Magdalena, Cordillera Oriental y Llanos.

- Paleógeno

Los esfuerzos compresionales que levantaron las cordilleras central y oriental, generaron inversión en algunas de las fallas normales del mesozoico que se reflejan en las disconformidades regionales del Paleoceno, Eoceno y Oligoceno temprano. La deformación debido a compresión durante esta era se ve reflejada en el anticinal

de Usme, sinclinal de Fusagasugá, al NE de Boyacá y en el piedemonte de la cuenca de la cordillera Oriental.

Del Eoceno tardío al Oligoceno temprano los esfuerzos compresionales migraron desde el VMM hacia las cuencas de la Cordillera Oriental y Llanos (George et al., 1997; Restrepo-Pace et al., 1999a,b; Citado por Sarmiento, 2011), lo que significa que la litosfera más cercana al evento de colisión de la corteza oceánica con el continente es más débil que la más lejana.

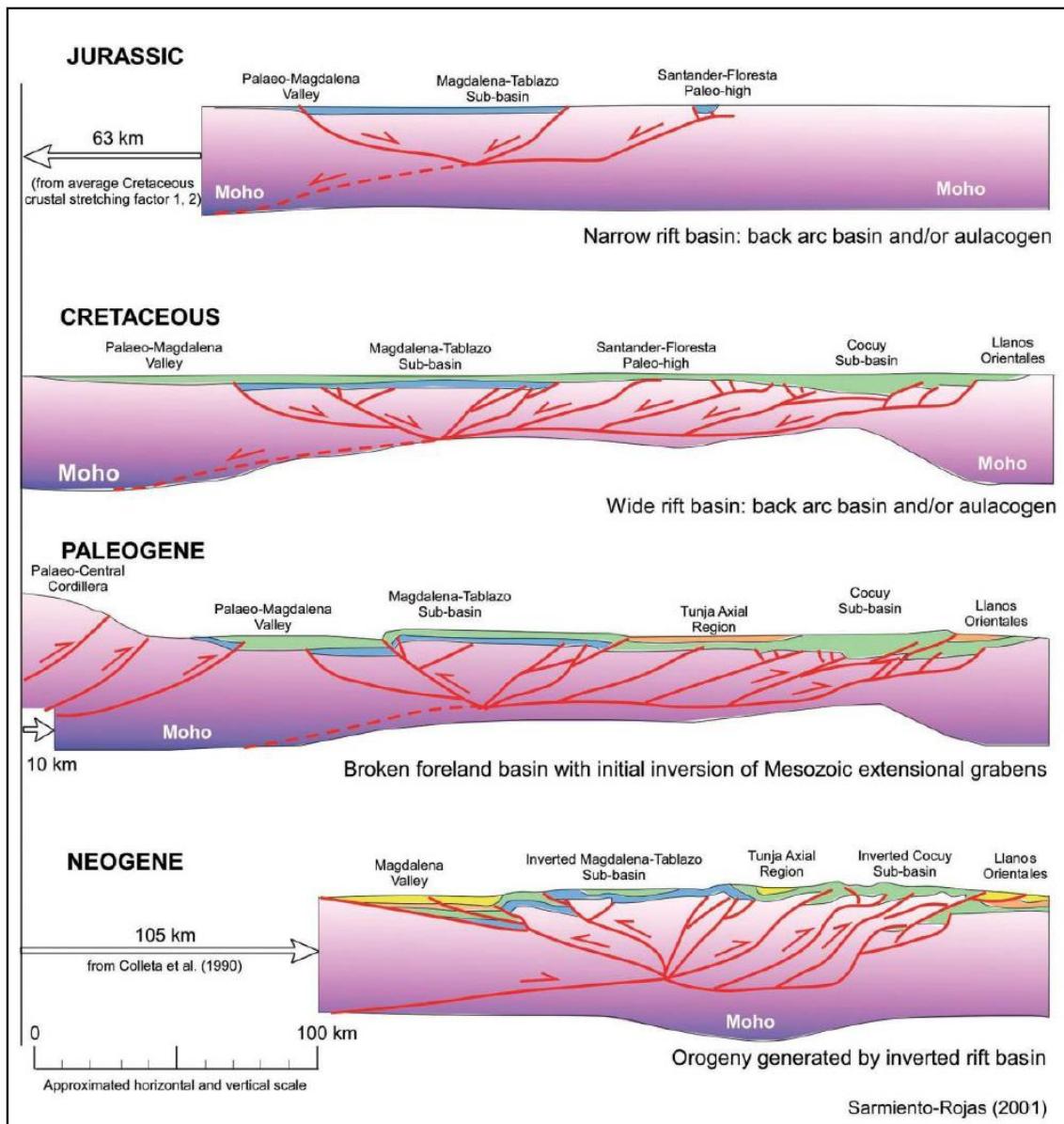
Al principio de ese periodo los esfuerzos compresionales y el levantamiento de la Cordillera Central dieron origen a una cuenca ante-arco que abarca las cuencas del VMM, Cordillera Oriental y Llanos.

- Neógeno

En este periodo la compresión aumenta considerablemente generando el levantamiento de la Cordillera Oriental y dividiendo la megacuenca ante-arco en tres, cuenca del Valle Medio del Magdalena, Cordillera oriental y Llanos y completando la inversión tectónica de la cuenca de la Cordillera Oriental.

Al final de este periodo la Cordillera Oriental alcanza valores de hasta 3 Km de altura; este levantamiento ocasiona la extracción de los sedimentos que cubren las semi-fosas tectónicas que hoy son los flancos de la cuenca de la Cordillera Oriental y la erosión de las capas más superficiales que se preservaron en las nuevas zonas elevadas como la sabana de Bogotá.

Figura 124: Esquema de la evolución tectónica de la cuenca Cordillera Oriental desde el Mesozoico.



Se muestran los procesos de estiramiento y acortamiento de la litosfera desde el Jurásico hasta el Neógeno, desarrollando en un principio fallas normales que durante el Cenozoico sufren un proceso de inversión.

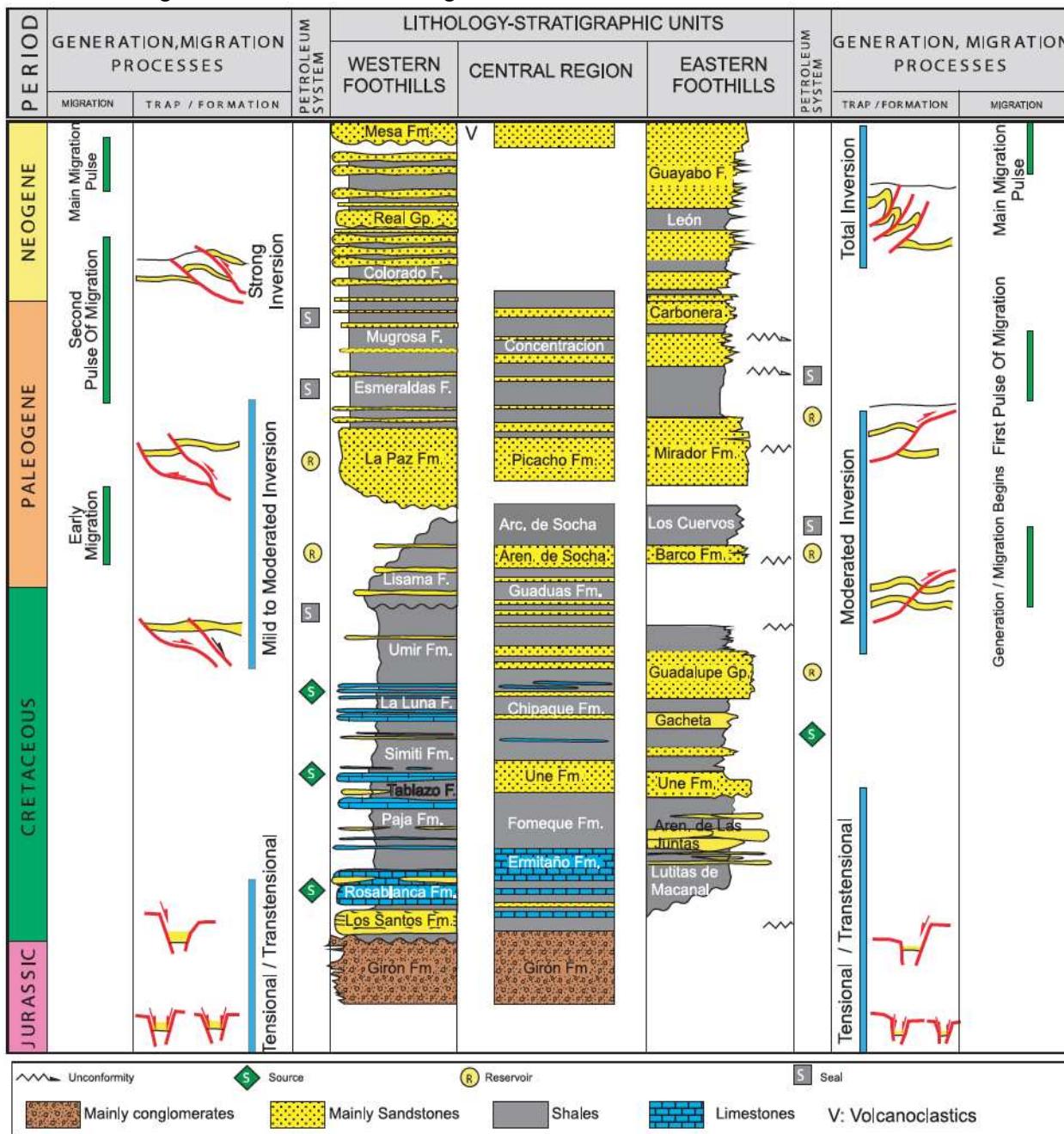
Fuente: Tomado de Sarmiento-Rojas, (2001) (Citado por Sarmiento, 2011).

4.8.1 ESTRATIGRAFÍA

Las formaciones de la cuenca Cordillera Oriental se depositaron en un ambiente marino durante el cretácico y continental durante del cenozoico.

Las secuencias que se depositaron del cretácico al neógeno son (figura 125):

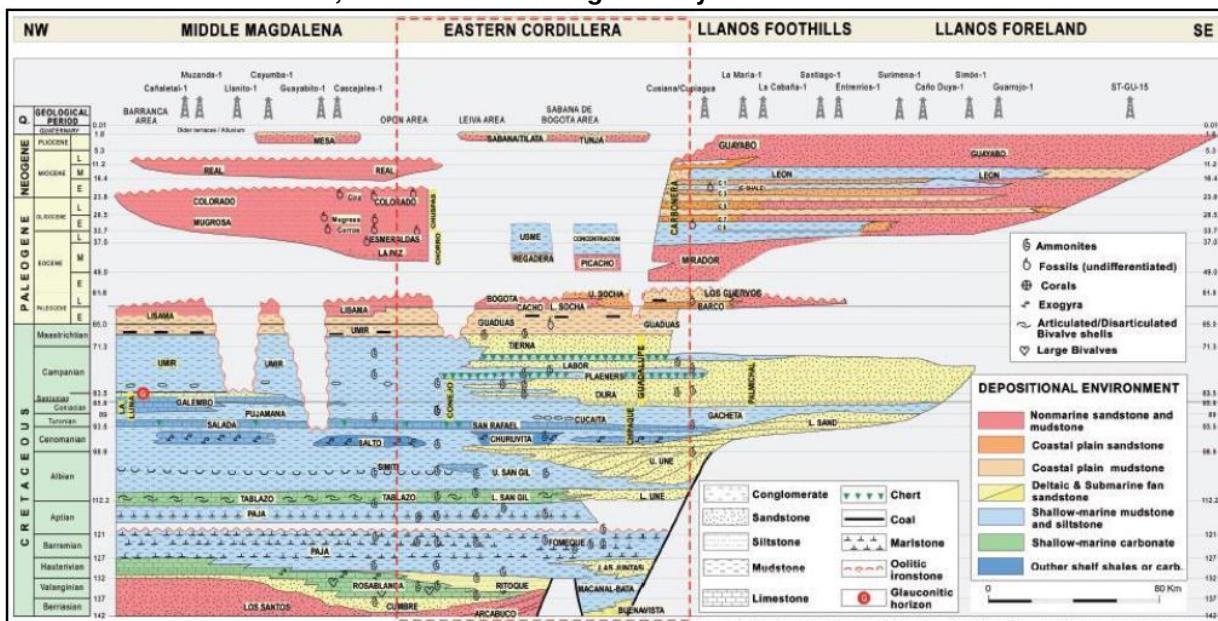
- Berriasiano, contempla las formaciones Arcabuco, Cumbre y Buenavista.
- Valanginiano, contempla las formaciones Rosa Blanca, Ritoque y Macanal-Bata.
- Hauteriviano, contempla las formaciones Fomeque y Las Juntas.
- Aptiano, contempla la formación Paja.
- Albiano, contempla las formaciones San Gil y Une.
- Cenomaniano al Coniaciano, contempla las formaciones Chipaque y Conejo Inferior.
- Santoniano al Maastrichtiano inferior, contempla la formación Conejo Superior y grupo Guadalupe.
- Maastrichtiano superior al Paleoceno temprano, contempla las formaciones guaduas, Cacho, Socha y Bogotá.
- Eoceno medio al tardío, contempla las formaciones Picacho, Regadera, Usme y Concentración.
- Plioceno, contempla las formaciones sabana/Tilata y Tunja.

Figura 125: Columna Estratigráfica de la cuenca Cordillera Oriental.


Fuente: Tomada de (Barrero et al, 2007).

La figura 126 presenta la carta cronoestratigráfica de las cuencas del Valle Medio del Magdalena, la Cordillera Oriental y los Llanos Orientales (incluye el Piedemonte Llanero).

Figura 126: Diagrama de Wheeler de la estratigrafía regional de las cuencas de Cordillera Oriental, Valle Medio del Magdalena y Llanos Orientales.



Se observa la correlación entre las unidades de las tres cuencas que incluyen descripción litológica y fósiles, además de los nombres que adquieren las formaciones en cada una de las cuencas, resaltando las depositadas en la cuenca de la Cordillera Oriental.

Fuente: Tomado de Sarmiento, (2011).

4.8.2 ELEMENTOS ESTRUCTURALES PRINCIPALES

Debido a las diferentes etapas y procesos de deformación tales como; apertura, estiramiento, esfuerzos extensionales y compresivos, entre otros, la cuenca de la Cordillera Oriental tiene diversos tipos de estructuras como fallas normales, inversas en echelon (escalón), domos salinos, pliegues de despegue que en algunos casos afectan el basamento y en otros casos no lo afecta. Adicionalmente los pliegues presentan direcciones opuestas de buzamiento debido a los mismos procesos de deformación.

Debido a su configuración sedimentológica y estructural, actualmente la Cuenca Cordillera Oriental se divide en cinco (5) terrenos (figura 127), de los cuales:

- Los Piedemontes (2) que en este análisis, se considero que las acumulaciones comerciales asociadas al sistema de fallamiento Este (Cusiana, Cupiagua, Huron, etc.) y las asociadas al sistema de fallamiento occidental (Guando, Guando SW, Matachines Norte, Matachines Sur), fueron incluidos en las cuencas de los Llanos Orientales y Valle Superior del Magdalena, por pertenecer a los respectivos piedemontes, que geográficamente corresponde a los flancos Oriental y Occidental de la cordillera Oriental, de las cuales hacen parte sistemas de fallas inversas que durante el Mesozoico fueron fallas normales y que limitan las cuencas de apertura (rift); adicionalmente se encuentran fallas despliegue que solo involucran la cubierta sedimentaria.
- Terrenos invertidos del E y W (2)

Se caracteriza por anticlinorios que en su núcleo tienen rocas del mesozoico y por fallas en echelon (escalón), como el sistema de fallas de Salinas-Bituima y el sistema de fallas Guaicaramo.

Las fallas de Soapaga en Boyacá transmiten el movimiento lateral del sistema de fallas de Bucaramanga a la cuenca de la cordillera oriental, ocasionando un acortamiento de la cuenca.

Se observan fallas inversas de alto ángulo como resultado de la inversión que sufrieron las fallas normales que están relacionadas a los límites de la cuenca y fallas inversas de bajo ángulo por despliegue (Repsol et al., 2002 citado por Sarmiento, 2011).

Durante la contracción las fallas internas permanecieron inactivas, las áreas de mayor subsidencia se convirtieron en los puntos altos de la cuenca y las fallas que sufrieron inversión formaron estructuras en flor, estas se consideran responsables de trasladar las fallas inactivas y del levantamiento de la cordillera Oriental.

- Terreno depresional central (Sabana de Bogotá, Tunja-Sogamoso región axial)

Se ubica en la parte central de la cuenca y se caracteriza por fallas que involucran el basamento y otras que solo involucran la cubierta sedimentaria, estas últimas se deben al acortamiento que producen las fallas de Soapaga y Boyacá; además se tiene una estructura que corresponde a domos salinos; éstos salen a superficie en lugares como Zipaquirá, demostrando con esto la movilidad de la sal a estratos

superiores y creando otras estructuras como pliegues radiales con buzamientos opuestos.

4.8.3 GEOMETRÍA DEL BASAMENTO

En la interpretación de datos gravimétricos y magnéticos colectados por Carson Helicopters Inc., se encuentran los mapas de anomalía gravimétrica de Bouguer (figura 128) y de intensidad magnética total (figura 129), en una parte la Cuenca Cordillera Oriental (ECB) de Colombia (Sector de Soapaga, piedemonte y Llanos Orientales).

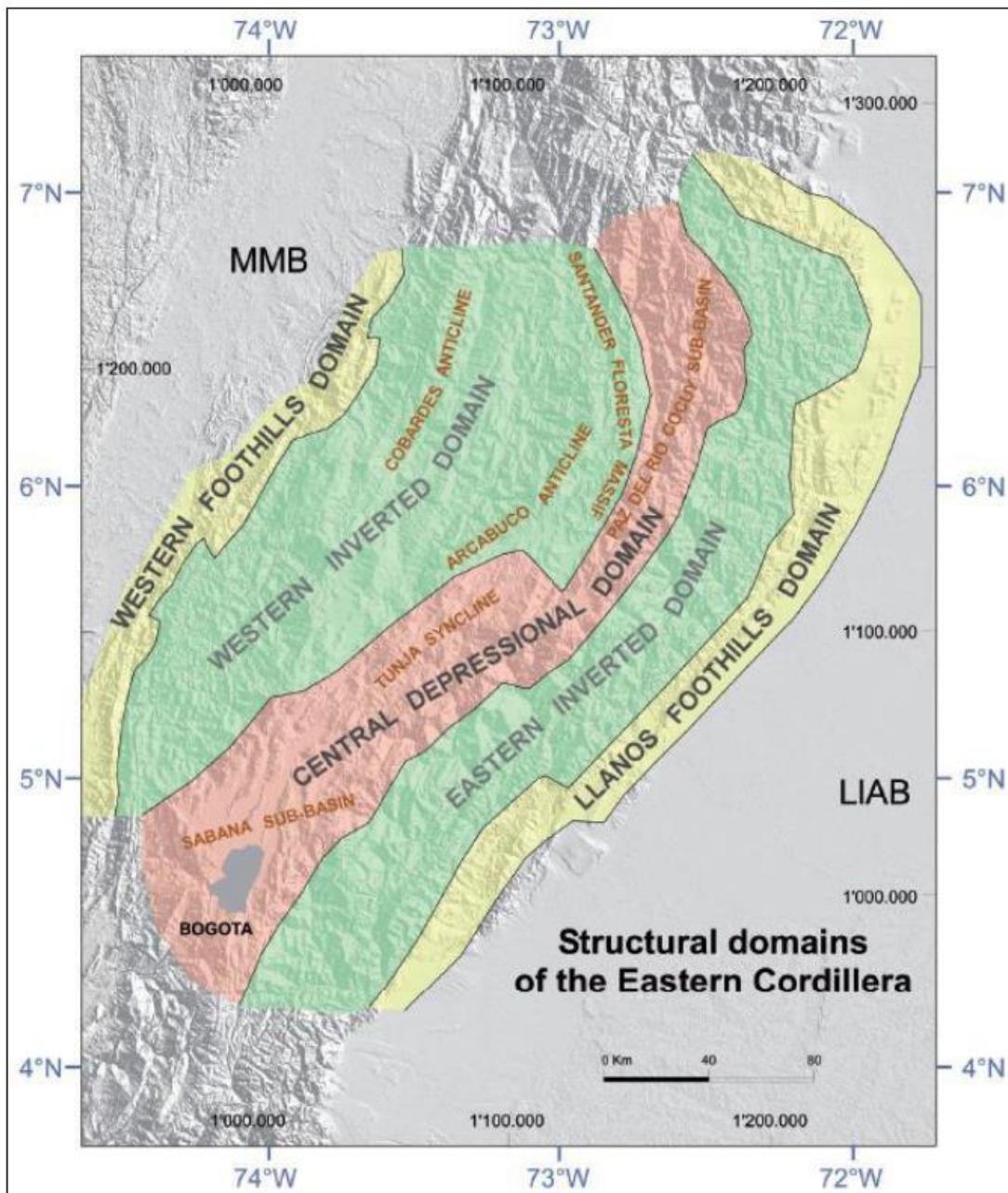
El basamento económico de la cuenca ECB lo definen unidades del Paleozoico superior y del Jurásico mientras que el basamento cristalino consiste de rocas del Paleozoico inferior y rocas metamórficas pre-Cárnicas (Grupo Quetame y unidades laterales equivalentes), aunque localmente se pueden encontrar rocas ígneas.

El contorno estructural del tope del mapa del basamento cristalino pre-Cretácico (figura 129) muestra tres grandes depresiones o bajos de 5.000 m por debajo del nivel del mar (en azul) y espesor vertical aparente de unidades post- Paleozoicas entre 5.000 y 8.000 metros.

De oeste a este los bajos estructurales del basamento pre-cretácico están localizados debajo de:

- La parte sur del terreno invertido occidental, dentro del área de la sub-cuenca de Cundinamarca del Cretácico temprano, donde el tope del basamento se encuentra cercano a los 5.000 m por debajo del nivel del mar con 8.000 m en el punto más profundo; esta área fue un depocentro de rift en el Cretácico temprano con espesor de sedimentos de hasta 7.000 m. Hacia el norte este bajo gravimétrico parece continuar hacia la parte más occidental de la sub-cuenca del Tablazo del Cretácico temprano y la parte más profunda de la cuenca del Valle Medio del Magdalena, donde la subsidencia flexural litosférica, en respuesta a las cargas topográficas de la cuenca de la Cordillera Oriental generó espacio de acomodación para una secuencia sedimentaria Cenozoica de más de 5.000 m. En la parte W de la sub-cuenca del Tablazo, el basamento es moderadamente profundo, unos 3.000 m por debajo del nivel del mar, con incremento en el espesor Cretácico en las proximidades de las fallas normales invertidas que definen la margen W de la cuenca de la Cordillera Oriental (falla La Salina).

Figura 127: Terrenos estructurales de la cuenca de la Cordillera Oriental.

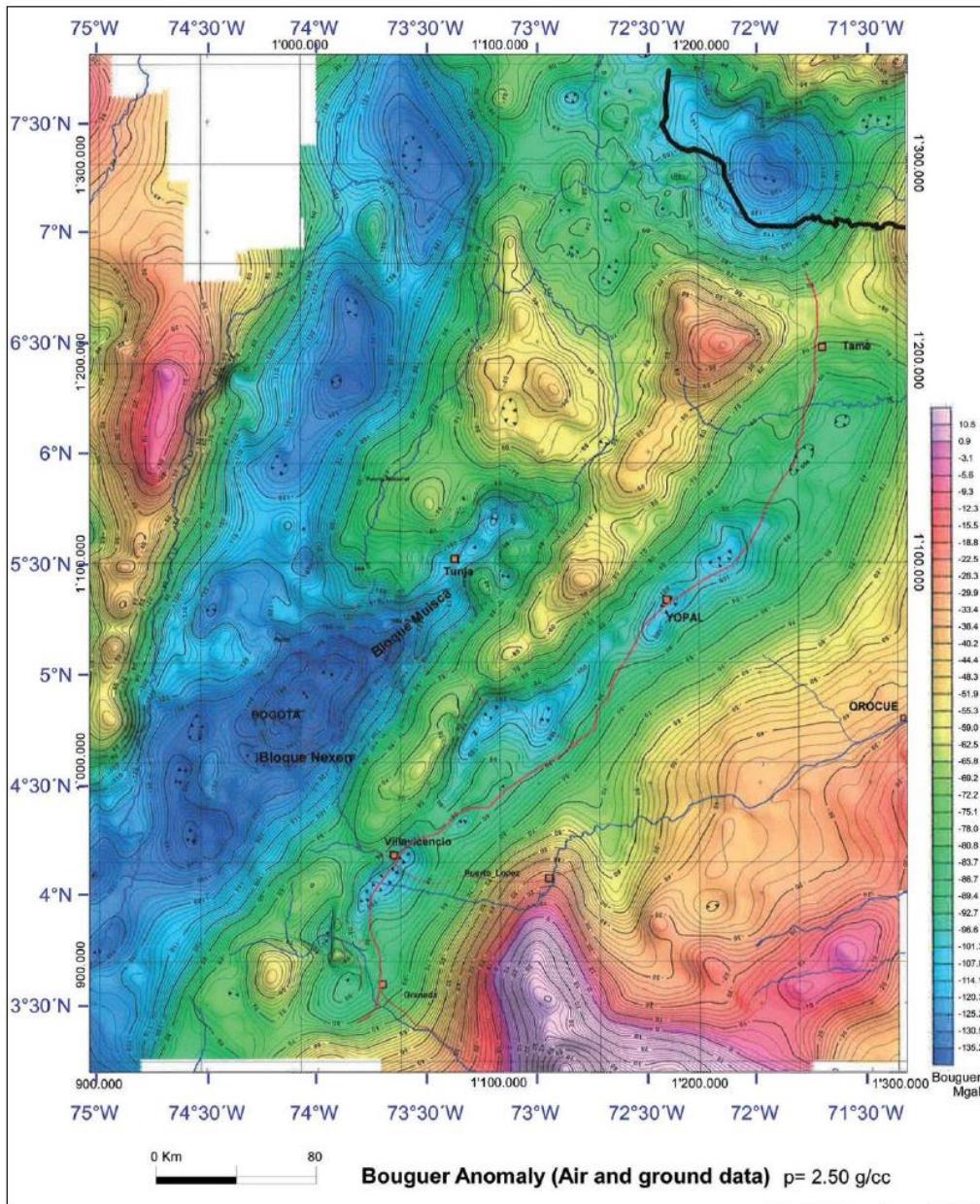


Muestra la división y la ubicación de los terrenos que forman parte de la cuenca de la Cordillera Oriental.

Fuente: Tomado de Repsol-YPF et al., 2002 (Citado por Sarmiento, (2011)).

- Un límite NE-SE debajo del terreno depresional Central (Sabana de Bogotá, región axial de Tunja excluyendo el área norte de Sogamoso), donde el tope del basamento está 5.000 m por debajo del nivel del mar y a unos 9.000 m en el punto más profundo debajo de Bogotá. Debajo de la Sabana de Bogotá, la secuencia Paleozoica, Cretácica y Cenozoica puede alcanzar entre 8.500 y 10.500 metros de espesor. Esta área fue también parte de la sub-cuenca de Cundinamarca en un depocentro de rift del Cretácico temprano. El basamento tiende a ser más somero hacia el NE. En la esquina NE, esta tendencia SE-NE del bajo del basamento termina abruptamente contra un quiebre estructural ENE. Este quiebre estructural corresponde a una zona de falla (Fallas de Soapaga y Boyacá) que hacen aflorar el basamento somero pre-Cretácico del Macizo de Floresta y la sub-cuenca invertida del Tablazo.
- La parte profunda de la cuenca de los Llanos Orientales, donde el tope del basamento está a 4.000 m por debajo del nivel del mar y el punto más profundo se sitúa a 7.600 m en el límite de Colombia-Venezuela. Esta área de la parte profunda de la cuenca de los Llanos Orientales, representa la parte más subsidente del foreland la cuenca de los Llanos Orientales generado por la flexión de la litosfera en respuesta a la carga topográfica de la cuenca de la Cordillera Oriental. Esta subsidencia flexural generó espacio de acomodación para un espesor de sedimentos de 4.000 a 7.000 m del Paleozoico al Cenozoico (principalmente Neógenos). El espesor decrece gradualmente desde el piedemonte y dentro del foreland oriental de la cuenca de los Llanos Orientales.

Figura 128: Mapa de anomalía gravimétrica de Bouguer de la cuenca de la Cordillera Oriental.



Fuente: Tomado de Graterol, V., et al., (2009) (Citado por Sarmiento, (2011).

El mapa de basamento de la cuenca de la Cordillera Oriental, indica áreas de un basamento somero, caracterizado por el tope del basamento por encima del nivel del mar (colores rojo y rosado en la figura 129).

De Oeste a Este las alturas del basamento son:

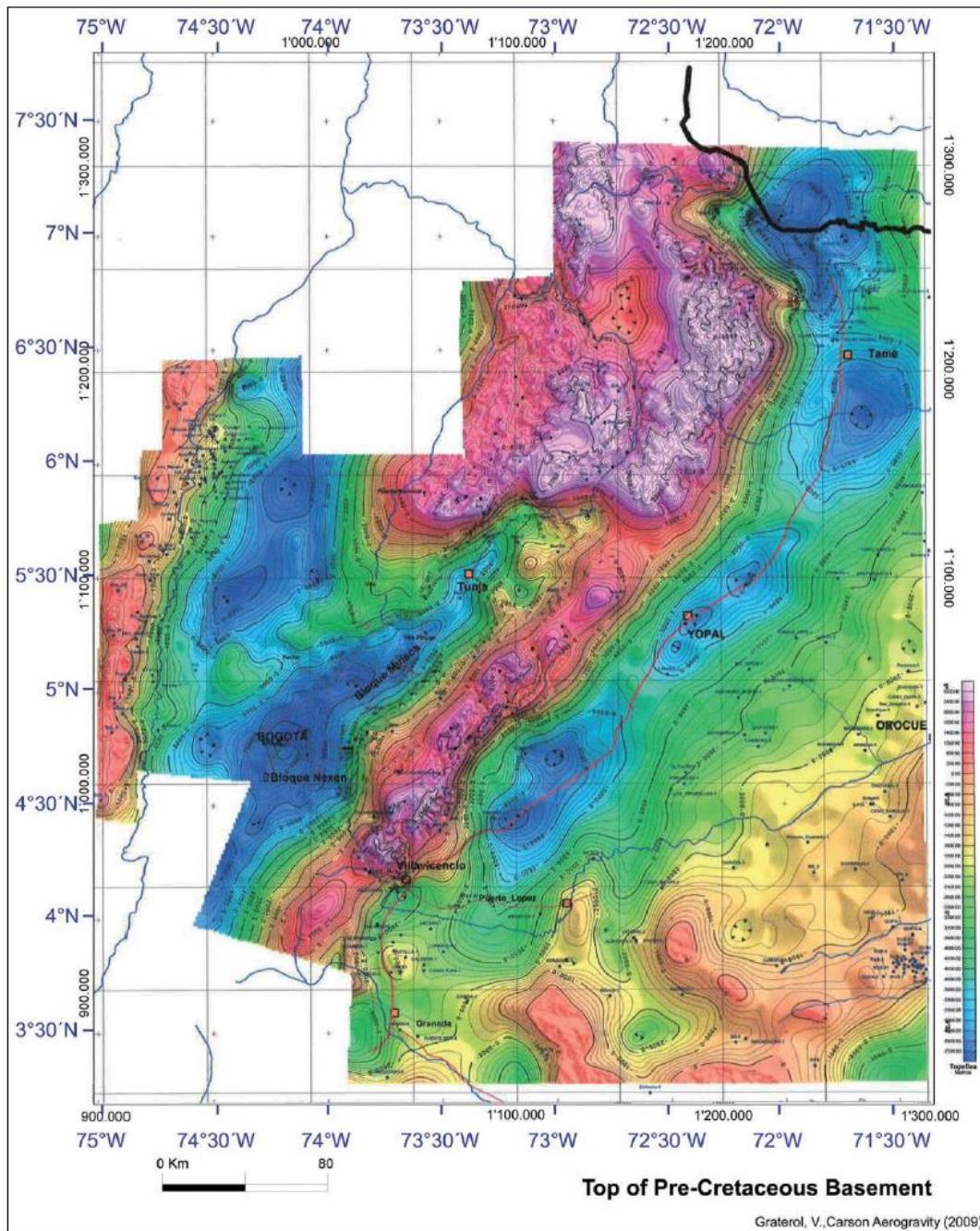
- El borde N – S en el SW de la cuenca del Valle medio del Magdalena, donde el basamento está muy somero y la Cordillera Central donde el basamento metamórfico está aflorando.
- La parte oriental de la sub-cuenca del Tablazo donde el tope del basamento está 1.000 m por encima del nivel del mar, la mayoría del Cretácico ha sido erosionado y están aflorando unidades del Jurásico y Cretácico inferior. Este basamento somero está inclinado hacia el W alcanzando los 3.000 m por debajo del nivel del mar en la parte W de la sub-cuenca del Tablazo, donde muchas de las unidades Cretácicas se preservan aún. Esta configuración inclinada del basamento sugiere que la sub-cuenca del Tablazo del Cretácico inferior fue un semi-graben que fue invertido tectónicamente a lo largo de las Fallas de Soapaga y Boyacá generando un basamento monocinal profundizado hacia el W. El bloque NW de la Falla de Boyacá define un alto elongado de basamento que continúa hacia el SW, compartimentando la parte W de la sub-cuenca de Cundinamarca, (en el mapa el borde verde para basamento más somero de 5.000 m, separando dos áreas de basamento más profundo de 5.000 m, expresadas en color azul). La falla invertida de Boyacá y una falla con dirección NE-SW cruzando entre el borde NW de la Sabana de Bogotá y Villeta, y cortando el sinclinal de Guaduas en un sentido lateral derecho, parecen estar conectadas con el límite SE de este alto de basamento de dirección NE-SW. Este alto de basamento fue probablemente el resultado de la inversión transpresiva dextral de la Falla de Boyacá y su continuación SW paralela a la Falla de Ibagué.
- Los macizos de Santander y Floresta, en donde el basamento está por encima del nivel del mar, alcanzan mediante afloramientos elevaciones de hasta 3.000 m por encima del nivel del mar. Esta área adyacente a la Falla lateral izquierda de Bucaramanga fue un bloque horst menos subsidente durante el Cretácico temprano y fue una de las primeras áreas que se exhumó durante el Cenozoico.
- El tope del basamento en el terreno invertido Oriental de la cuenca de la Cordillera Oriental, incluyendo la sub-cuenca rift del Cocuy del Cretácico inferior y la parte oriental de la sub-cuenca de Cundinamarca, está por encima del nivel del mar con un punto más somero hacia el W, de 4.000 m por encima del nivel

del mar en la sub-cuenca del Cocuy cerca de la Sierra Nevada del Cocuy, donde el Cretácico inferior está aflorando y mucha de la secuencia espesa del Cretácico ha sido erosionado.

- Un alto de basamento secundario está en el Macizo de Quetame a 3.000 metros por encima del nivel del mar, donde las rocas Cretácicas han sido erosionadas aflorando el basamento metamórfico del Paleozoico inferior. Esta área fue un depocentro del rift del Cretácico temprano. Sin embargo la presencia de un basamento relativamente somero sugiere que este depocentro fue casi totalmente invertido y el relleno del sin-rift fue extruido verticalmente y parcialmente erosionado principalmente en el Neógeno.

Adicionalmente, el mapa de la figura 129, sugiere de NW a E-W un fallamiento menor. El mapa muestra compartimentos entre cuencas, formando altos y bajos estructurales. Estos compartimentos se pudieron haber generado en la compartimentación del rift original o por posteriores inversiones transpresivas contraccionales. Los Procesos tectónicos Cenozoicos no solo invirtieron las grandes fallas normales sin-rift sino que levantaron la Cordillera y dividieron la cuenca principal en tres bajos estructurales.

Figura 129: Mapa del tope del basamento pre-Cretácico de la cuenca de la Cordillera Oriental.



Fuente: Tomado de Graterol, V., et al., (2009) (Citado por Sarmiento, (2011).

4.8.4 SISTEMA PETROLIFERO

La evolución geológica de la cuenca de la Cordillera Oriental y los procesos que la consolidaron crearon las condiciones requeridas para la generación, migración y almacenamiento de hidrocarburos. En la figura 130 se muestra el sistema petrolífero del Eoceno superior para las cuencas que formaban parte de la Mega cuenca del Mesozoico, Valle Medio del Magdalena, Valle Superior del Magdalena, Cordillera Oriental y Llanos Orientales, en esta figura se detallan los elementos esenciales del sistema: Roca Generadora, Roca Reservorio y Roca sello y los procesos del sistema: Generación, Trampas y Migración.

Los elementos que definen el sistema petrolífero son:

- Rocas generadoras: Las formaciones Hilo, San Gil, Fómeque, Churuvita, La frontera, San Rafael, Chipaque, Conejo y Grupo Villette.

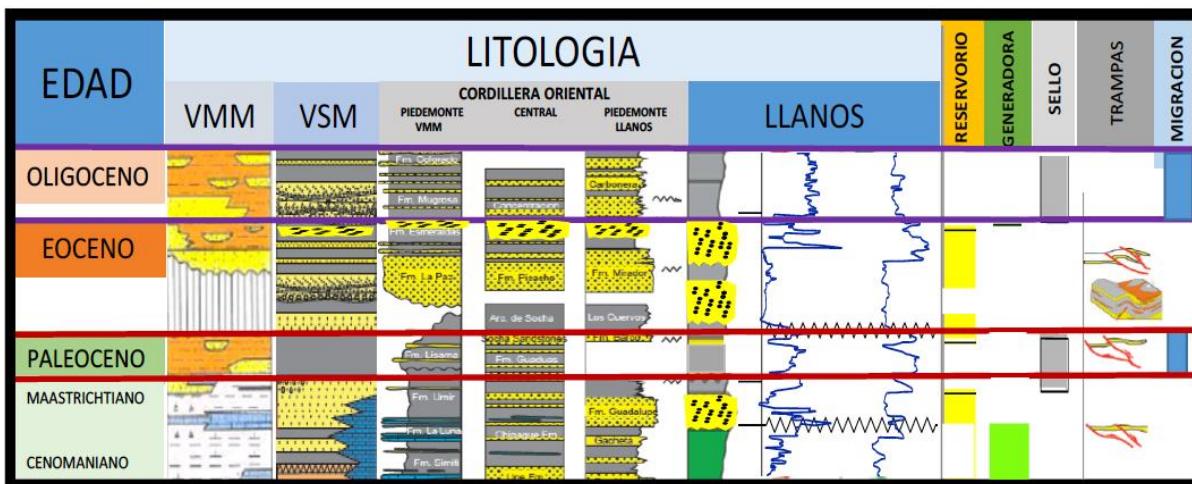
En general, la principal roca generadora es de edad Turoniano (Fm. Chipaque), que tiene unas características optimas como: COT actual 7%, COT original 8,4% y Ro: 0,7 a 1,2 %.

Esta roca fuente se encuentra en la ventana de generación de petróleo y gas, y se han determinado eventos de generación y migración durante el Oligoceno y Mioceno Superior.

Los hidrocarburos generados, migraron a través de rutas, que están controladas por la relación estratigráfica y estructural o la combinación de estas sobre todo por la discordancia del Eoceno inferior, como se muestra en la figura 131.

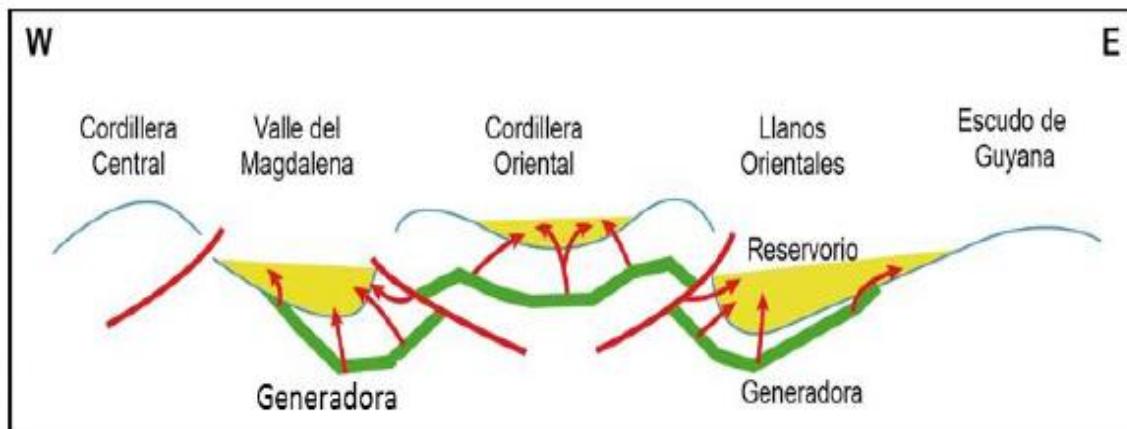
- Roca reservorio: las formaciones Une, arenisca de Socha, Picacho, Guaduas y Grupo Guadalupe
- Roca sello: Las formaciones Fómeque, Chipaque, La Frontera, Conejo y Guaduas y diapiros de sal.
- Las trampas: son básicamente de tipo estructural, con pliegues y fallas del Cenozoico.
- Manifestaciones de Hidrocarburos: en la figura 132 se presenta el mapa de rezumaderos de petróleo (Oil Seeps), lo cual indica la existencia de sistemas petrolíferos activos en la cuenca.

Figura 130: Elementos del sistema petrolífero Eoceno superior Megacuenca formada por las cuencas VMM, VSM, Cordillera Oriental y Llanos Orientales



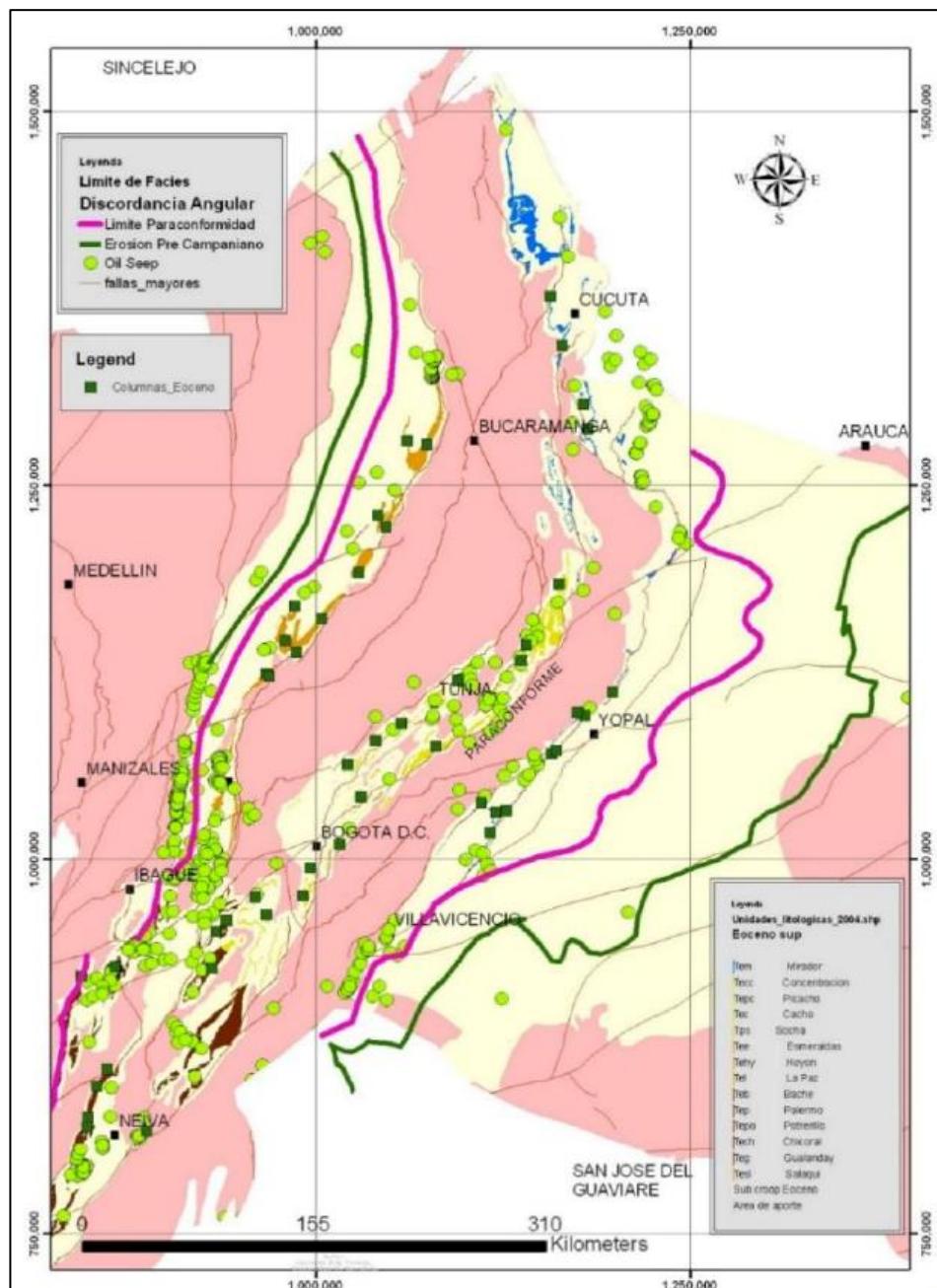
Fuente: Tomado de Díaz, (2016).

Figura 131: Modelo conceptual de rutas de migración desde la roca generadora Turoniano – Cenomaniano hacia los reservorios del Eoceno Superior Eoceno superior.



Fuente: Tomado de Díaz, (2016).

Figura 132: Mapa de rezumaderos de petróleo (Oil Seeps) en la cuenca de la Cordillera Oriental.

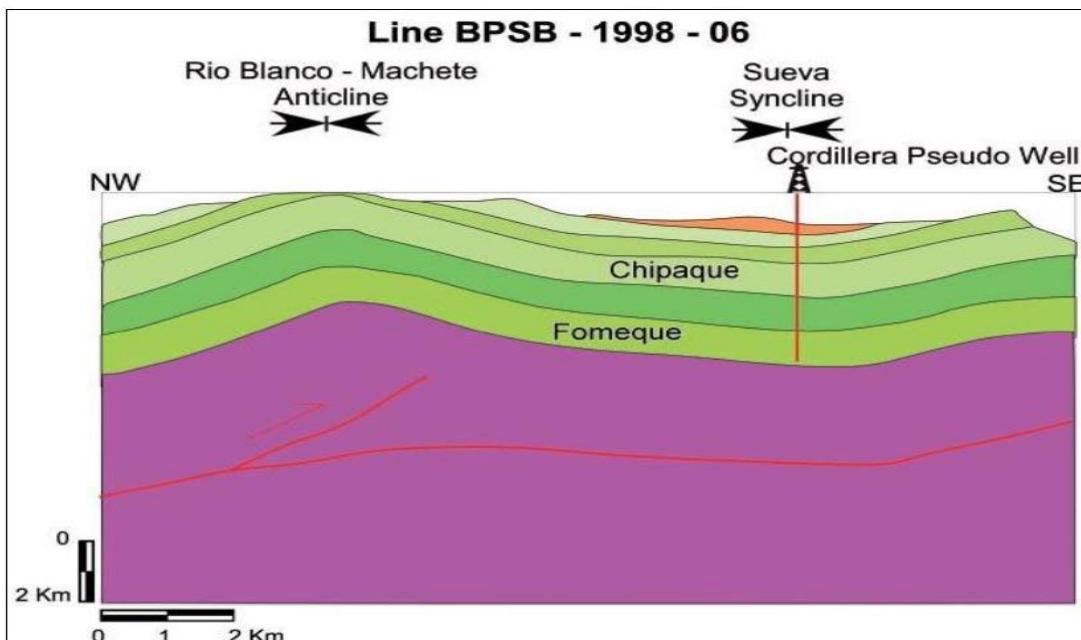


Fuente: Tomado de Díaz, (2016)

Para modelar geológicamente los procesos de generación y expulsión de hidrocarburos, se tomaron en cuenta las propiedades de la materia orgánica de la roca fuente, tales como: cantidad de materia orgánica (% COT), temperatura y porcentaje de Vitrinita (%Ro).

Para esto se tomaron muestras superficiales y de pozo, y el pseudo pozo Cordillera (figura 133) que atraviesa la secuencia sedimentaria en uno de los lugares de mayor profundidad dentro de la cuenca; los análisis tienen como resultado que la mayoría de las muestras presentan una pobre cantidad de materia orgánica (0 a 2 %TOC), temperaturas entre 430 y 450 °C y %Ro de 0.8 a 1; los valores de estas tres variables evidencian la madurez de las rocas muestreadas.

Figura 133: Ubicación del pseudo pozo Cordillera en la línea sísmica VPSB-1988-06 de la cuenca de la Cordillera Oriental.



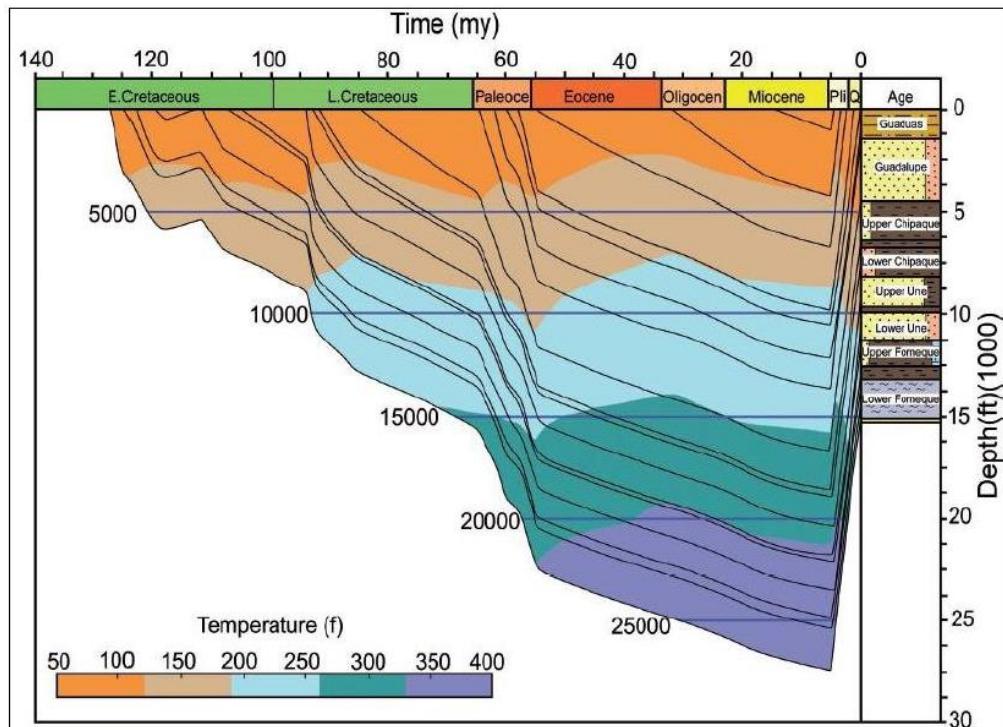
Se muestra que el pseudo-pozo atraviesa las formaciones Chipaque y Fómeque entre otras.

Fuente: Tomado de (Sarmiento, 2011).

Los resultados del modelamiento muestran que las secuencias alcanzan temperaturas y profundidades máximas en el plioceno, en los siguientes períodos estas variables presentan los siguientes valores (figura 134):

- En el cretácico temprano alcanzo una profundidad de 27.000 pies y una temperatura de 390 °F.
- En el cretácico tardío alcanzo una profundidad de 21.000 pies y una temperatura de 325 °F.
- En el Paleoceno alcanzo una profundidad de 14.000 pies y una temperatura de 260 °F.
- En el Eoceno alcanzo una profundidad de 7.000 pies y una temperatura de 190 °F.
- En el Oligoceno alcanzo una profundidad de 5.000 pies y una temperatura de 125 °F.
- En el Mioceno alcanzo una profundidad de 2.000 pies y una temperatura de 75 °F.

Figura 134: Curvas de enterramiento de la secuencia estratigráfica de la cuenca de la Cordillera Oriental.



Se evidencia como a partir del Plioceno tardío, la secuencia sufre exhumación.

Fuente: Tomado de (Sarmiento, 2011).

4.8.5 GAS ASOCIADO AL CARBÓN (GAC)

En el final del Cretáceo al comienzo del Paleógeno la cuenca de la Cordillera oriental estuvo sujeta a una configuración tectónica que facilitó la presencia de ambientes parálicos e hizo posible la acumulación de turbas que en gran parte quedaron en el registro estratigráfico de la cuenca como mantos de carbón (Sarmiento 1992, Cooper 1995, Guatame & Sarmiento 2004, Amaya et al. 2010, Sarmiento 2011). La importancia económica de los carbones de la Cordillera Oriental es indiscutible, principalmente por su calidad (gran parte de los carbones tienen calidades coquizables) y el hecho de encontrarse cercano a poblaciones con una alta demanda de energía. Estas dos razones son también importantes en proyectos de exploración de GAC (Gas Asociado al Carbón) o CBM (CoalBed Methane). Así, el área de la Cordillera Oriental con seguridad es de las más prolíficas de Colombia en cuanto a prospectos de GAC. En este capítulo se expondrán las parámetros geológicos que son importantes a la hora de evaluar la cuenca, para posibles prospectos de exploración y explotación de hidrocarburos no convencionales de gas asociado a mantos de carbón.

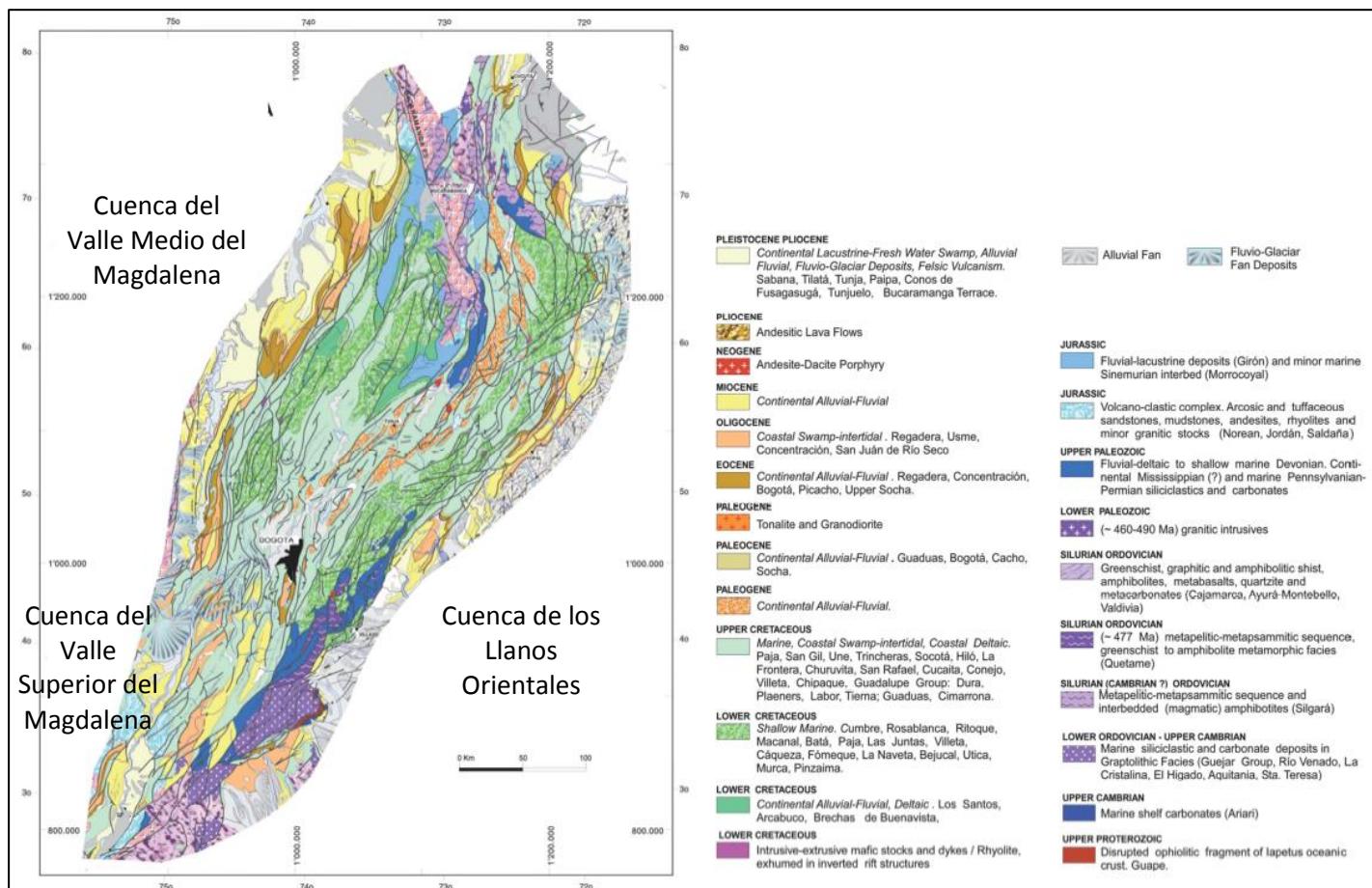
En general la Cordillera Oriental de Colombia es un orógeno divergente limitado al este por el sistema de fallas de Guaicaramo con vergencia general hacia el este, limitando la cuenca con la cuenca de los Llanos (figura 135). Al oeste limitando la cuenca con el valle del Magdalena se encuentra el sistema de fallas de Bituima – La Salina, con vergencia hacia el oeste. La cuenca de la cordillera Oriental al igual que otras cuencas andinas, tiene una compleja historia tectónica (Cooper et al. 1995, Sarmiento 2001, Mora et al. 2006, Horton et al. 2010). Sarmiento (2001) hace un estudio detallado usando información de superficie y subsuelo. Este autor expone que durante el Mesozoico ocurren en Colombia pulsos de extensión litosférica, generando rifts y consecuentemente sedimentación que se vio limitada por fallas normales. En tanto, al oeste se encontraba un arco magmático cuyo registro litológico se encuentra en la Cordillera Central.

Durante el Cretácico Superior ocurre una etapa de subsidencia termal post-rift, que transicionalmente se transforma en una cuenca de foreland, presente hasta el Eoceno medio. Sin embargo, ya para el Paleoceno se tiene evidencia de la formación incipiente de algunas estructuras (pliegues) que se registra en la sedimentación (e.g. Julivert 1963). A esta etapa de transición tectónica son asociados los carbones con importancia económica en la cuenca de la Cordillera Oriental. Durante el Mesozoico la marcada subsidencia permitió la continua presencia de ambientes marinos en el interior de Colombia (Etayo et al. 1976). Luego durante el final del Cretáceo y Paleoceno una regresión generalizada ocurre

en la cuenca lo que quedo registrado con el empilamiento del Grupo Guadalupe y de la Formación Guaduas (Sarmiento 2011).

Específicamente entre el Maastrichtiano tardío y el Paleoceno temprano ocurre una sedimentación de facies finas predominantemente, asociadas a ambientes parálicos de llanuras costeras y planicies de inundación aluviales (Sarmiento 1992).

Figura 135: Mapa Geológico de la cuenca de la Cordillera Oriental.



Fuente: Tomado de (Sarmiento, 2011, citado en ANH-GEMS, 2013)

El desarrollo de estos ambientes estuvo fuertemente influenciado por el periodo tectónico de transición a la cuenca de foreland, con incipiente inversión tectónica de algunas estructuras (Sarmiento 2001). El tope de la Formación Guaduas es

interpretado como una discordancia erosiva regional, que aumenta su efecto al este, llegando a no estar presente o presentar un espesor muy delgado en el piedemonte de la cuenca de los Llanos (e.g. Cooper et al. 1995, Sarmiento 1992). Sarmiento (1993) sugiere a partir de la distribución de las facies, que algunas fallas controlaron la sedimentación y que los bloques con mayor subsidencia se encontraban en el flanco oeste de la Cordillera Oriental. Por otro lado, Sarmiento (1993) afirma que el límite inferior de la Formación Guaduas corresponde con una superficie de inundación marina regional; y en general de base a tope se registra un periodo de regresión donde los ambientes cambian gradualmente de costeros marinos a planicies aluviales.

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 136.

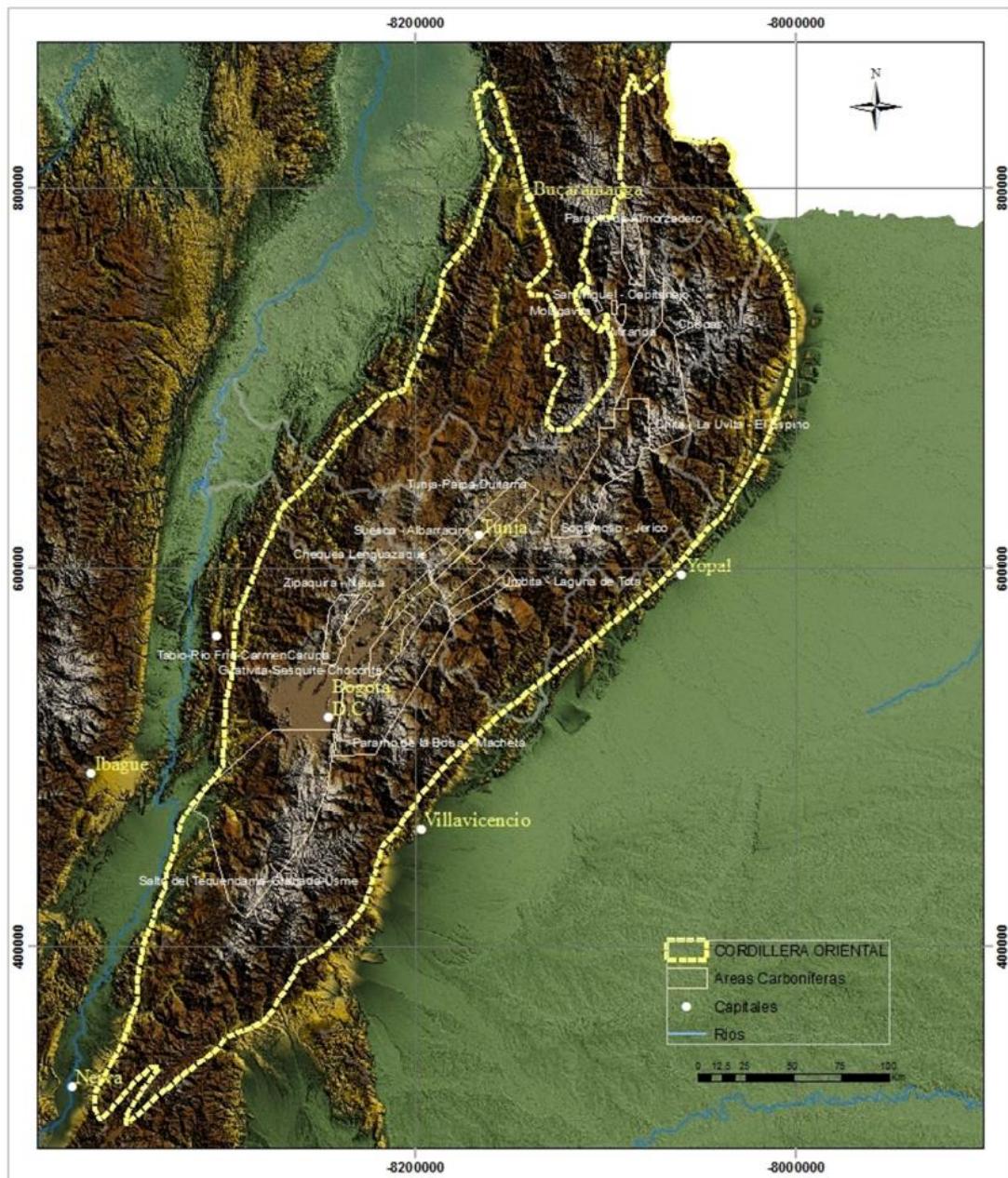
Recursos y reservas

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.

Área	> 18000 Km2
Formación Carbonífera/Edad	Guaduas/K superior -Paleoceno
Espesor neto de carbón	12 - 60 ft
Reservas de carbón	> 5 BTon
Gas in place	> 6 TCF
Contenido de gas	200 - 400 scf/Ton
Rango del Carbón	Bituminoso
Reflectancia de Vitrinita (Ro)	0,5 - 0,9 %

Tabla 24. Características Geológicas de la cuenca Cordillera Oriental.

Figura 136: Zonas Carboníferas de la Cordillera Oriental.



Fuente: Tomado de (ANH-GEMS, 2013)

4.8.6 HIDROCARBURO POR DESCUBRIR

Se han realizado varios estudios de YTF (Yet To Find) para las diferentes cuencas colombianas incluyendo la de la Cordillera Oriental, cuyos resultados se presentan en la Tabla 18 para yacimientos convencionales y en la tabla 19 para Gas Asociado al Carbón.

Estudios YTF (Convencional)				
Año	Compañía	Metodología	Hidrocarburo Generado / Disponibles MBP	Hidrocarburo por Descubrir MBP
1998	Ecopetrol	Balance de masas		2,600
2009	ANH-UIS	Balance de masas (p50)	180	
2012	ANH-U NAL	Combinada (p50)	1.082.000 ²²	

Tabla 25. Estudios YTF cuencas colombianas incluyendo la de la Cordillera Oriental

Fuente: ECOPETROL – ANH

Estudios YTF (GAC)			
Año	Compañía	Metodología	GAC por Descubrir TPCG ²³
2012	ANH-U NAL	Volumétrica	1 - 15
2013	ANH-GEMS	Volumétrica	6

Tabla 26. Estudios YTF Gas Asociado al Carbón

Fuente: – ANH

Para los hidrocarburos en yacimientos convencionales, dado que la cuenca está relativamente inexplorada y tiene dos campos comerciales, tomaremos el YTF (Yet To Find) más conservador de 180 MBPE (ANH-UIS, 2009), a 2018, se han encontrado dos campos con POESE (Petróleo Original En Sitio Equivalente) de 12.5 MBPE quedando por encontrar 167.5 MBPE.

²² Hidrocarburo Generado

²³ TPCG = Tera Pies Cúbicos de Gas

Para el Gas Asociado al Carbón solo se presenta su potencialidad 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 2018 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.

4.8.7 HISTORIA EXPLORATORIA

La historia exploratoria de la cuenca de la Cordillera Oriental comenzó en la década de los 1940's con la perforación del pozo Tunja-1 con muestras de hidrocarburos.

- 1940's, se perforó el pozo Tunja-1, el cual tuvo muestras de petróleo.
- 1950's, en esta década no se perforaron pozos exploratorios en la cuenca de la Cordillera Oriental.
- 1960's, se perforaron 3 pozos,, encontrando gas en el pozo Suesca-1.
- 1970's, en esta década no se perforaron pozos exploratorios en la cuenca de la Cordillera Oriental.
- 1980's, se perforaron 6 pozos, y se descubrió el campo Bolívar con POES de 2.5 MBPE.
- 1990's, se perforaron 3 pozos, y se descubrió el campo Corrales con POES cerca de 10 MBPE.
- 2000's, se perforaron 2 pozos con aviso de descubrimiento en el pozo Bochica-1.
- 2010's, se perforaron 9 pozos con aviso de descubrimiento en los pozos Santander-1 y Corrales-1D.

4.8.8 PROSPECTIVIDAD CUENCA CORDILLERA ORIENTAL

El empleo de nuevas tecnologías en la prospección de hidrocarburos, en la Cordillera Oriental y particularmente en la zona axial (Departamento de Cundinamarca y Boyacá) permiten desarrollar nuevos conceptos exploratorios para la evaluación de yacimientos de petróleo y gas.

Las nuevas tecnologías desarrolladas como la termo-cronología, los análisis AFTA, los estudios de proveniencia de la roca-almacén, la implementación de secciones estructurales balanceadas y su restauración, el mayor conocimiento de las

relaciones espacio – tiempo de las unidades estratigráficas, con lo que llevan a un mayor entendimiento de los sistemas petrolíferos de la Cordillera Oriental y su dinámica.

Con base a las relaciones estructurales, estratigráficas y geoquímicas y con el objeto de incrementar las reservas comerciales del país, creemos que la metodología de exploración de hidrocarburos debe dirigirse a:

1. Modelamiento estructural detallado, mediante la elaboración de secciones estructurales balanceadas a escala regional y seguido de una restauración (Palinpastía) que permite definir potencial roca-almacén en posiciones “sub-thrust”.
2. Determinación de áreas de generación de hidrocarburos en las relaciones espacio – tiempo que permitan la diferenciación de facies orgánicas y así conocer áreas selectivas.
3. Análisis de proveniencia y petrología sedimentaria, permitirán definir zonas de homogeneidad textural de la roca-almacén, disminuyendo el riesgo en la calidad y propiedades petrofísicas.
4. Acometer una densa campaña exploratoria en el flanco oeste de la cuenca para determinar la potencialidad de la misma, particularmente en el piedemonte oeste.

4.8.8.1 CAMPOS COMERCIALES EN LA CUENCA DE LA CORDILLERA ORIENTAL

Dada baja actividad exploratoria en la cuenca y que el 80% del área está inexplorado, un buen ejercicio relacionado con la zona axial de la cuenca, es presentar un análisis de los campos Corrales y Bolívar del Bloque Buenavista, operados por la Unión Temporal (UT) Omega Energy.

BLOQUE BUENA VISTA

Presenta una extensión de 8.063 hectáreas (20.190 acres); estratigráficamente el área está conformada hacia el Oeste, por rocas que varían desde el Pre – Cámbrico hasta el Jura – Triásico, que conforman el Macizo de la Floresta, y hacia el Oriente por una secuencia de rocas marinas (Cretácicas) y rocas continentales (Terciario) distribuida en 3.670 pies, el total de la pila sedimentaria es de 10.300 pies.

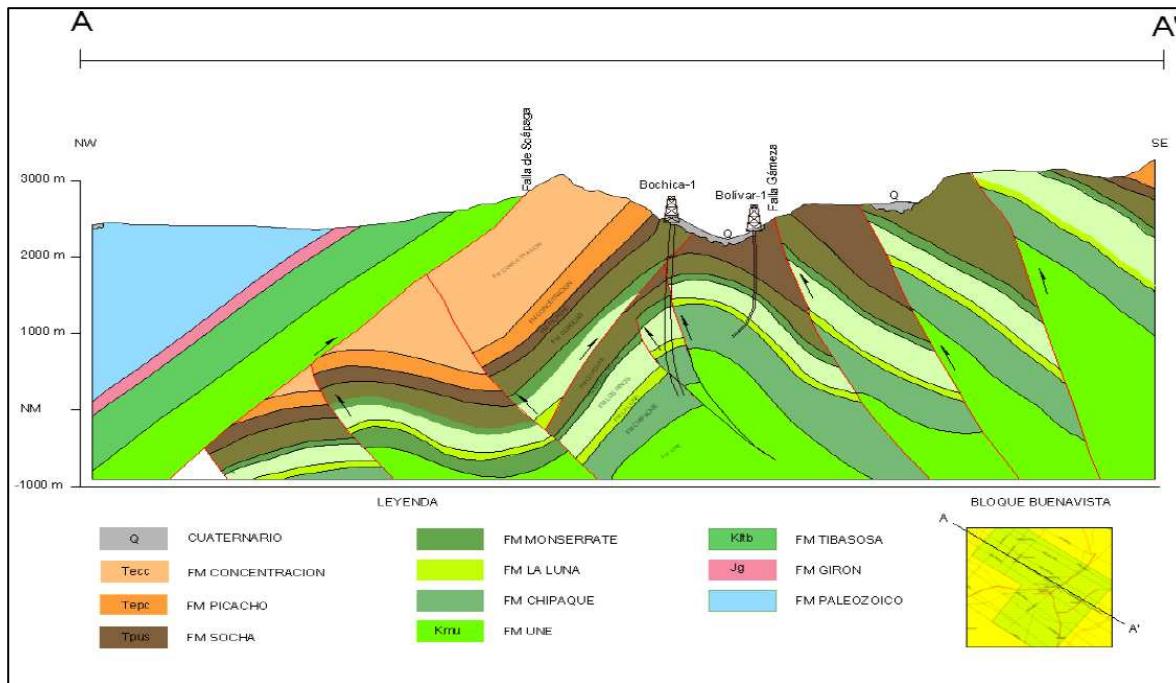
➤ ESTRUCTURA GEOLÓGICA

En una ubicación estructural del área, en ella los ejes estructurales principales presentan una orientación preferencial en forma de arco, con dirección en el extremo Sur SW – NE, en el sector Central N – S y en extremo Norte SE – NW, con cuerpos longitudinales rígidos (Macizo de la Floresta) en el sector Central, afectado por un sistema de fallas inverso, que levantan este basamento con respecto a la cobertura cretácica y terciaria que lo circunda (ANH – Geoestudios 2005) (figura 137).

Dos provincias tectónicas:

- Macizo de la Floresta, zona con una densa escamación gruesa (thick skin), en el bloque colgante de la falla de Soapaga.
- Cinturón Plegado, de escama delgada (thin skin), representada por una serie de fallas direccionales de rumbo NE – SW, que desplazan rocas cretácicas y terciarias en el bloque yacente de la falla de Soapaga.

Figura 137: Corte estructural Bloque Buenavista.



4.8.8.1.1 CAMPO CORRALES

La estructura geológica que controla la acumulación de petróleo y gas del Campo Corrales, se relaciona al bloque levantado de un sistema de fallas inversas con vergencia Este.

El campo se localiza en el flanco Oriental del Sinclinal de Beteiva, y se encuentra afectado por fallas inversas de alto ángulo (70°), la cual pone en contacto lateral, rocas del cretácico superior con la Fm Concentración.

- **RESERVORIO:** El reservorio del campo Corrales, se relaciona con sedimentos de la formación Picacho. Presenta un espesor de 287 pies y esta conformado por Cuarzo – Arenitas, blancas, de grano medio a conglomerático, cemento silicio, entrelazado con arcillolitas grises, con manchamiento de hidrocarburos (impregnada de petróleo pesado).

PETROFÍSICA (Fm Picachos Inferior).

POZO	INTERVALO	LITOLOGIA	VSH	POROSIDAD%	SW%
Corrales 1	2125/41	Arenas	0.77	0,0016%	0.49
	2314/25	Arenas	0.90	0,09%	0.07
	2340/50	Arenas	0.88	0,05%	0.03
	2430/40	Arenas	0	0,04%	0.03

PRUEBAS

POZO	OPERADOR	FORMACION	INTERVALO	PAY	BAPD	API
Corrales1	Exxon	Picacho	2132/47	15'	-	11.5
Corrales1D	Tecnopetrol	Guadalupe	5448/42	19'	1.900	23.2
			4034/49			
			5331/38	20'	2100	23.2.
			5313/25			

PRODUCCIÓN (INFORME ESTADÍSTICO 2017 – JUNIO 2018)

CORRALES						
	2017			2018		
	1stQ	2NQ	3rdQ	4thQ	1stQ	2ndQ
Gas (MPCG)	10.90	14,05	22,81	24,53	29,96	17,15
Petróleo (BPPD)	9,88	6,81	9,77	14,37	9,58	5,00

4.8.8.1.2 CAMPO BOLIVAR

Esta conformado por un pliegue generado por propagación de falla (fold related fault), es una estructura estrecha, limitada por un sistema de fallas inversas.

- RESERVORIO: Lo constituye rocas asociadas a la formación Guadalupe.

ARENISCA TIERRA: Tiene un espesor de 62 pies constituida, por una arenisca, cuarzosa de color gris, grano medio, cemento silíceo, matriz arcillosa, friable.

MIEMBRO PLAENERS.

1. Arenisca fosfática (fosforita) grano medio, bien sorteada friable, con oolitas y pellets fosforita espesor = 25 pies.
2. Arenisca cuarzoso, espesor 60 pies, tamaño de grano medio a grueso bien sorteado, cemento silíceos, glauconítico, ferruginosa, matriz arcillosa.

PETROFÍSICA

POZO	MIEMBRO	LITOLOGÍA	INTERVALO	VSH%	O%	SW%
Bolivar-1	Tierna	Ar	1750/80	0,010	12	85
	Tierna	Ar	1816/36	0,09	11	84
	Plaeners	Chert	2890/2938	0.55	5	95
	Plaeners	Ch/Ls	2954/68	0.14	8	53
	Chipaque	L	3.600	0,67	5	-

Fuente: (ANH – 2008 : Ronda 2008 Área Cordillera – Informe de Prospectividad).

PRUEBAS

POZO	OPERADOR	FORMACIÓN	INTERVALO	NET PAY	BPPD	API
Bolivar-1	Exxon	Tierra	1750/80	30		
			1826/36	10		14
			2520/50	30		
			2854/62	14	58	19

SINTESIS GEOQUÍMICA EVALUACIÓN ROCA – FUENTE.

FORMACIÓN	COT%	CALIDAD	MADUREZ	POTENCIAL GENÉTICO
Guaduas	1.0-4.0%/	II/III	Inmaduro	Gas – Prone
Chipaque	menor 2.0%	II	Inmaduro	Oil – Prone
			Tmax 428-450	
Tibasosa	0.1-4%	II	Maduro	Oil – Prone
			Tmax 428-450	

/% COT asociado a mantos de carbón.

NOTA: Los shales de la Fm Chipaque, presentan una reflectancia de la vitrinita (%Ro - 0.55-0.70), se encuentran en ventana de generación de petróleo. Los shales de la Fm Tibasosa, (Ro%=0.7-1.3), estarían en ventana de generación de aceite y gas seco.

CALIDAD DEL PETROLEO

POZO	API	% AZUFRE	NI(PPN)	V(PPN)
Bolivar-1	14	0.3-1.0	54,88	30,93

ANÁLISIS SARA:

% saturados = 47%, aromáticos 28% NDS= 25%

CONSIDERACIONES EXPLORATORIAS

- Por el estilo estructural, se observa que el tamaño de las trampas, está controlado totalmente por el mecanismo de fallamiento, generando

potenciales sistemas almacenadores, limitados por la aptitud estructural del basamento y las grandes variaciones en la geometría de la trampa.

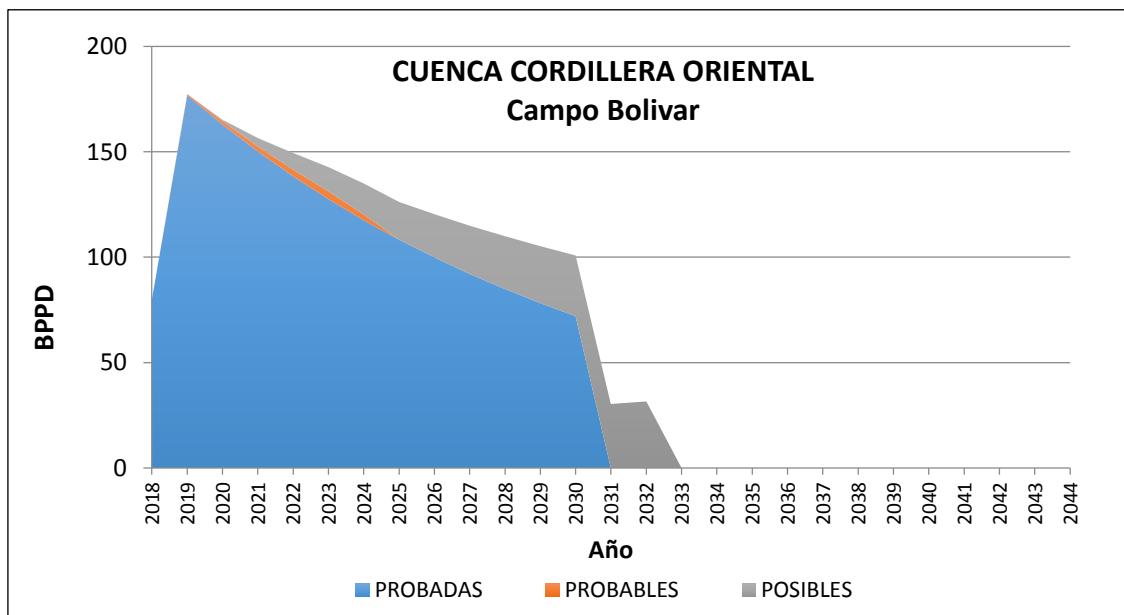
- Requiere de un avanzado modelamiento estructural y que la posición de la estructura con relación al pod de generación, esté adecuadamente situada para la carga efectiva de hidrocarburo.

4.8.9 ESCENARIO CONSOLIDADO DE RECURSOS DE PETRÓLEO Y GAS CAMPOS BOLIVAR Y CORRALES

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

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

Figura 138: Escenario Producción petróleo campo Bolívar - Cordillera Oriental.

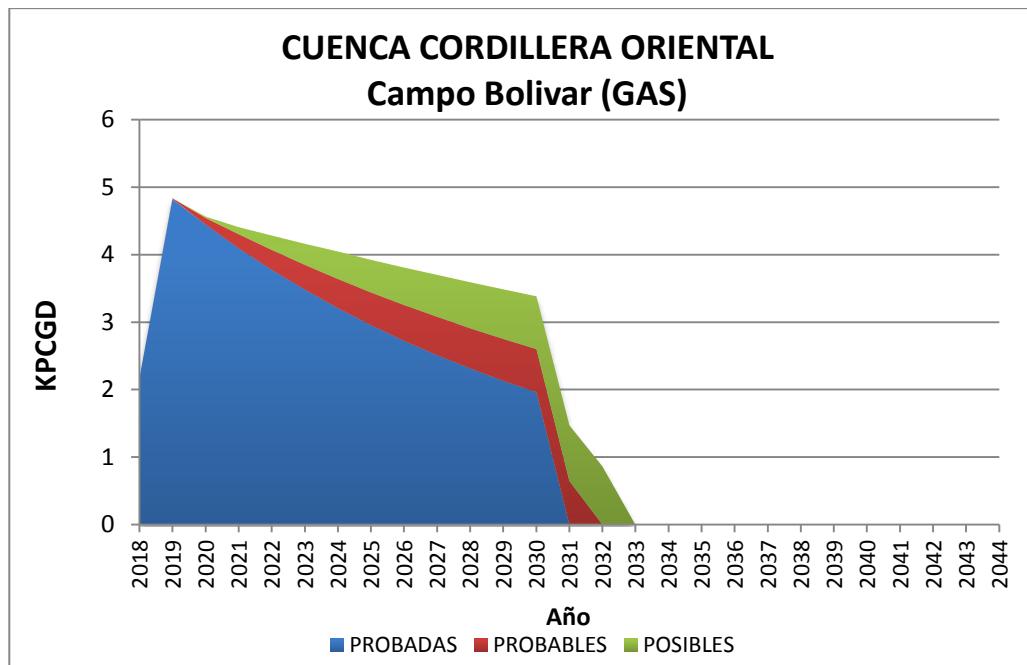


Fuente: Cálculos propios

En el campo Bolívar se observa el gradual aporte de reservas probables y posibles cuyas características más importantes son:

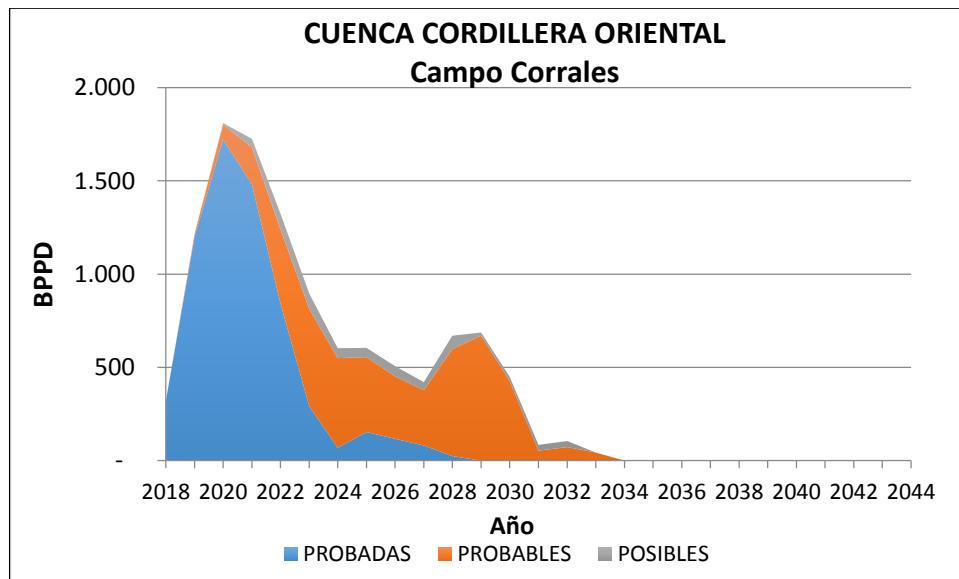
- De un máximo de producción de 178 BPPD (2019) la producción de reservas probadas presenta una declinación continua hasta el año 2030 situándose en 72 BPPD.
- La incorporación de reservas probables en 2019 a 2024, no representa un incremento sustancial en la producción del campo.
- La incorporación de reservas posibles en la producción a partir 2020 hasta 2032 con un aporte del 408% de la producción total del campo en el 2032.
- En materia de gas, es poco el aporte del campo como se muestra en la figura 139.

Figura 139: Escenario Producción Gas campo Bolívar - Cordillera Oriental.



Fuente: Cálculos propios

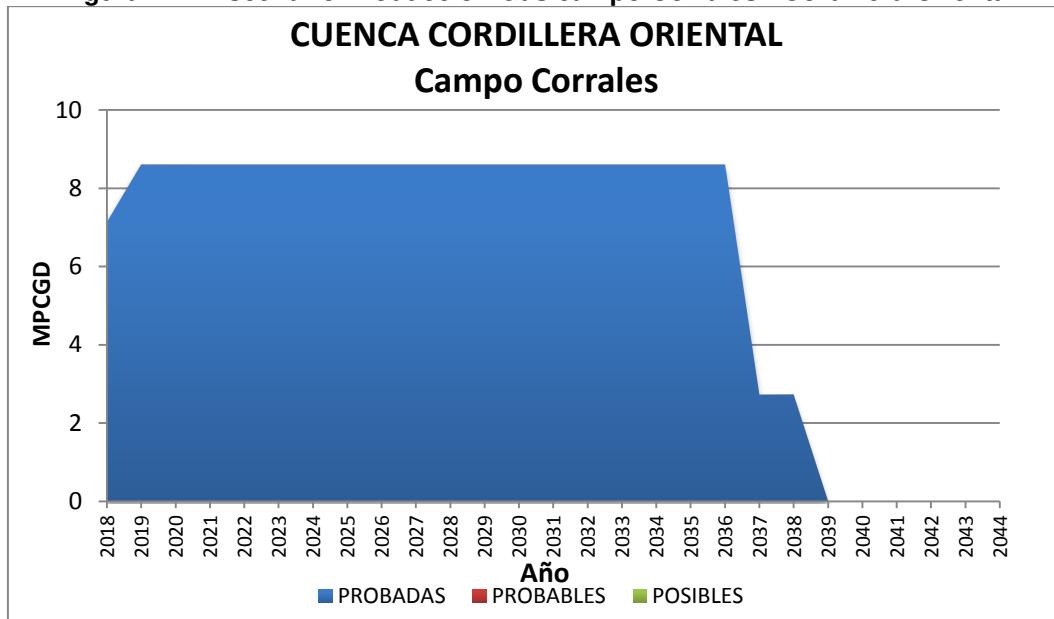
Figura 140: Escenario Producción petróleo campo Corrales - Cordillera Oriental.



Fuente: cálculos propios

Para el campo Corrales se presentan las siguientes características:

- Un incremento de la producción de las reservas probadas de 320 BPPD (2018) a un máximo 1.725 BPPD (2020) y una rápida declinación en 2024 con una tasa de producción de 69 BPPD.
- La incorporación de reservas probables a la producción a partir 2019 de 15 BPPD hasta un máximo de 670 BPPD en 2029.
- La incorporación de reservas posibles a partir de 2020 (9 BPPD) con un máximo de 72 BPPD en 2028.
- En materia de Gas, este campo tiene un impacto superior al campo Bolívar.

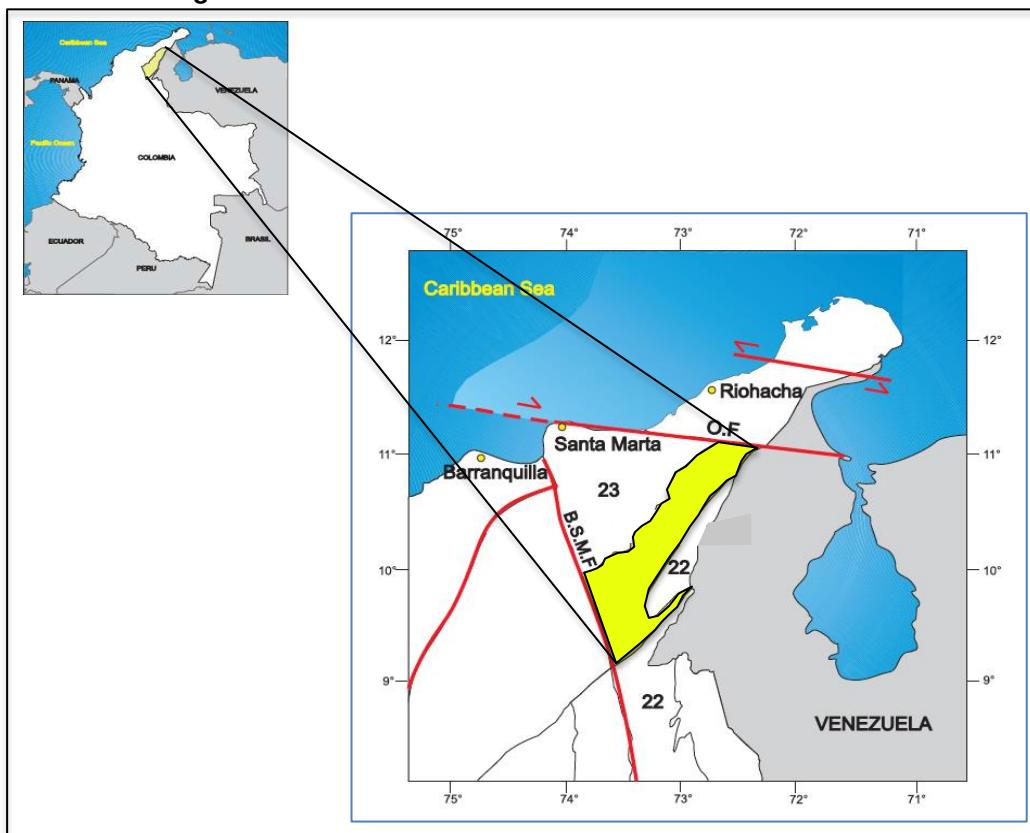
Figura 141: Escenario Producción Gas campo Corrales - Cordillera Oriental.


Fuente: cálculos propios

4.9 CUENCA CESAR - RANCHERÍA

La cuenca Cesar - Ranchería localizada al NE de Colombia, (figura 142) entre la Sierra Nevada de Santa Marta y la Sierra de Perijá, cubriendo un área aproximada entre 11.500 y 12.000 Km² que incluyen parcialmente los Departamentos de Cesar y de La Guajira.

Geológicamente la Cuenca Cesar-Ranchería está limitada al Norte por la Falla de Oca, al Este por la Falla Cerrejón, al Suroeste por el Sistema de fallas Bucaramanga-Santa Marta y al Noroeste por la Sierra Nevada de Santa Marta, hace parte de la sub-placa de Maracaibo. Es una depresión con orientación N30°E, de forma alongada y asimétrica, que está dividida en dos sub-cuenca por el Alto de Verdesia; la sub- cuenca Cesar al sur y la sub-cuenca de Ranchería al norte.

Figura 142: Localización de la Cuenca Cesar - Ranchería


Fuente: Tomada de (Barrero et al, 2007)

La evolución tectónica del Norte de Colombia tiene su explicación en la convergencia de dos placas oceánicas Nazca y Caribe contra la placa continental de Suramérica, los eventos de colisión entre estas placas son los responsables de la deformación de la corteza y de la configuración actual de la esquina Noroccidental de Suramérica. La interacción entre estas placas ha dado origen a cuatro provincias con diferentes propiedades composicionales y estilos estructurales denominadas placa de Suramérica, Corteza continental deformada, Corteza Oceánica deformada y Corteza Oceánica no deformada (Ingeominas, 2004). El área de cubrimiento geográfico sobre la cual se encuentra localizada la Cuenca Cesar-Ranchería involucra las provincias de la placa Suramérica y Corteza Continental deformada.

En el norte de los Andes tres eventos tectónicos caracterizan el origen y evolución de la cuenca Cesar – Ranchería: 1) Orogenia Grenviliana o Colisión Orinoquense, 2) Orogenia Paleozoica tipo cordillera y 3) el evento descrito por Cediel, Shaw, &

Cáceres, (2003), como el Aulacógeno Bolívar. Estos autores también consideran que en la sub placa de Maracaibo (MSP) se encuentran la Cuenca Cesar-Ranchería, la Sierra Nevada de Santa Marta (SM), la Sierra de Mérida (SM), la Serranía de Perijá (SP) y el macizo de Santander (MS) (figura 143).

Colisión Orinoquense (Orogenia Grenviliana, 1.200 Ma)

Los cinturones metamórficos i.e. facies granulítica afloran en los macizos de Garzón y Santander, y en la Sierra Nevada de Santa Marta, representando los remanentes de la colisión continental Grenviliana, que ocurrió entre el bloque de Norteamérica y el escudo de Guyana de la placa Suramérica, aproximadamente 1.200 Ma. (Según Mesa & Rengifo, (2011))

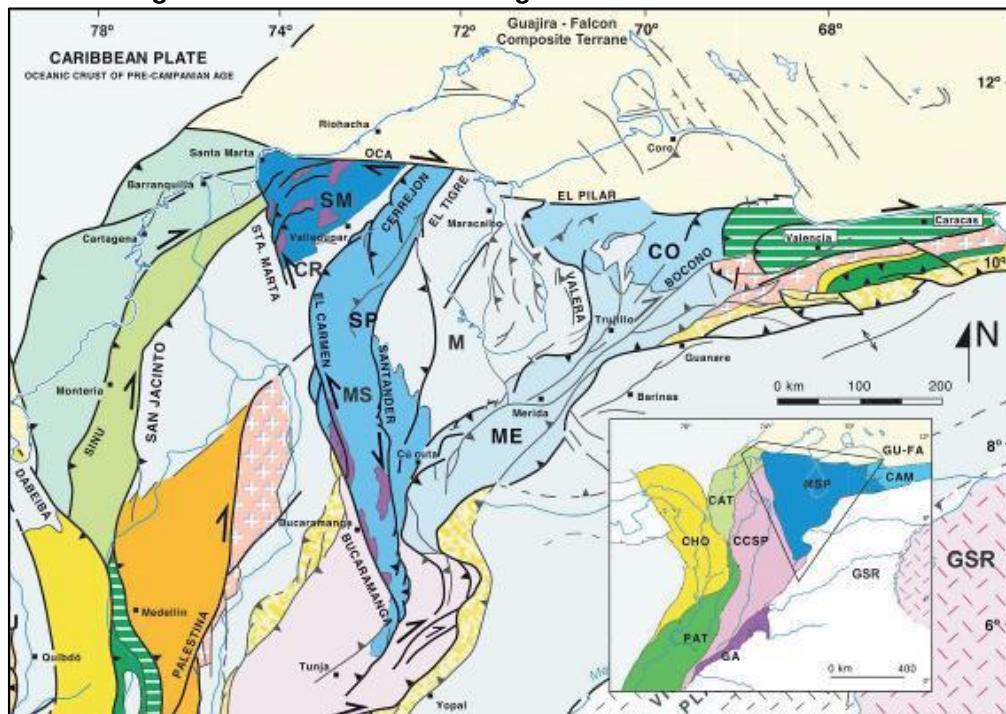
Orogenia Tipo-Cordillerana (Ordoviciano medio-Siluriano)

En Colombia es conocido como Orogenia Quetame, que se da cuando sucesiones marinas epicontinentales se depositan sobre un basamento en proceso de subsidencia en la margen W del Escudo de la Guyana y sufren deformación y metamorfismo de facies esquisto verde o menor durante el Ordoviciano y Siluriano (Cediel et al., 2003). Este evento es registrado en la Cordillera Oriental (Grupo Quetame), cinturón Santander-Perijá (Grupo Silgará), Sierra Nevada de Santa Marta, Sierra de Mérida y la Cordillera Real (unidad Chiguinda).

Aulacógeno Bolívar (Paleozoico tardío-Cretácico temprano)

El NW de Suramérica (sub-placas de la Cordillera Central y Maracaibo) fue afectado desde el Paleozoico hasta el Cretácico por tafrogénesis continental (distensión con formación de fallas de gran ángulo y fosas tectónicas) produciendo un conjunto extensional de mega-estructuras que inicio con la apertura de un rift intercontinental que fue relleno durante el Pensilvaniano-Permiano por sucesiones marinas.

Durante el Permiano, el régimen tectónico cambio a transpresivo, brevemente, y continuó extensivo durante todo el Triásico (depositación de las formaciones Luisa, Payandé) y el Jurásico con predominancia de depósitos continentales y vulcanoclásticos (formaciones Girón, La Quinta y Jordán). El régimen extensional regional terminó durante el Cretácico temprano con la apertura del rift del Valle Alto y el cambio a un régimen compresivo como se registra en el hiatus estratigráfico del Aptiano inferior (Cediel & Cáceres, 2000).

Figura 143: Marco tectónico regional del norte de los Andes.


SM=Sierra Nevada de Santa Marta; ME = Sierra de Mérida; SP = Serranía de Perijá; MS = Macizo de Santander; CR = Cuenca de Cesar-Ranchería; M = Cuenca de Maracaibo.

Fuente: Tomado de (Mesa & Rengifo, 2011) citado en Lozano & Zamora (2014)

Otros autores postulan la formación de la cuenca con la evolución tectónica de la orogenia Norandina, tal como se explica a continuación.

Orogenia Norandina (Cretácico tardío-Neógeno)

La orogenia de norte de los Andes inicia en el Aptiano-Albiano con el cambio en dirección de deriva y velocidad de las placas Farallones y Suramérica, lo que resultó en la colisión oblicua, subducción, obducción y formación de nuevas placas oceánicas (Sistema del Caribe y Nazca) y el desprendimiento de la sub-placa continental de Maracaibo que constituye el NW del Escudo de Guyana (Mesozoico-Cenozoico) (Cediel et al., 2003).

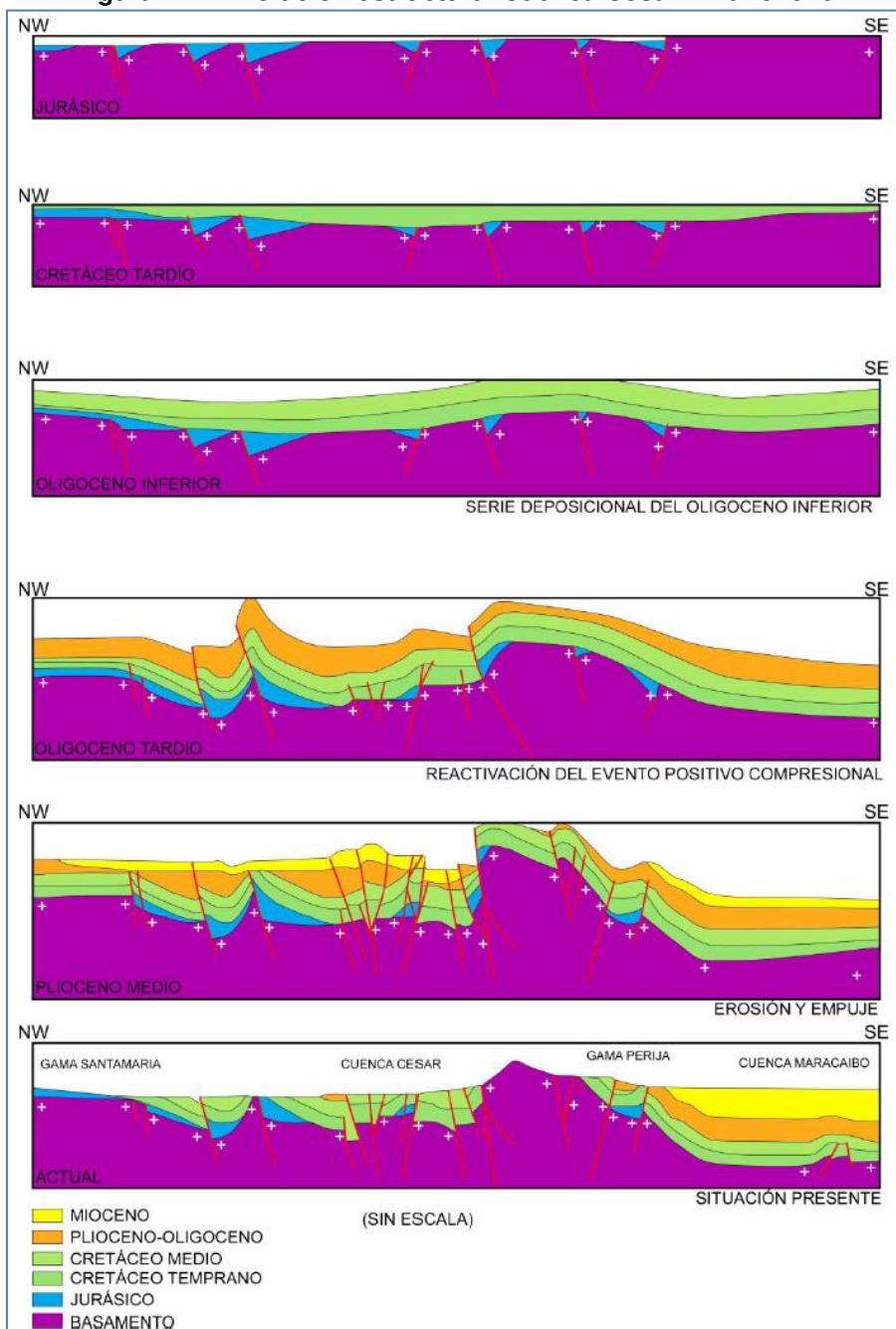
Según Cediel et al. (2003), la migración hacia el NW de la sub-placa de Maracaibo (MSP) a lo largo de los sistemas de fallas de Santa Marta, Bucaramanga y Oca-El Pilar, ocurrió sincrónicamente con la formación de la Sierra de Mérida, el Cinturón

de Santander-Perijá y la Sierra Nevada de Santa Marta, lo que indica que la deformación de la MSP tiene tres fases:

- Durante el Cretácico el desprendimiento de la corteza media y migración al NW de la MSP debido a la reactivación de los sistemas de falla de Bucaramanga-Santa Marta y Oca-El Pilar, generó el levantamiento del Macizo de Santander y los patrones de deposición marina que rodea el Arco de Mérida.
- Durante el Paleoceno, el plegamiento transpresional a lo largo de las fallas Bucaramanga y Oca-El Pilar y el levantamiento de los terrenos de la Guajira-Falcón a lo largo de la margen del Caribe, dio como resultado la formación de una cuenca antepaís en el Eoceno sobre la margen norte de la MSP (Lugo & Mann, 1995); también se da la obducción al E de los terrenos montañosos del Caribe.
- En el intervalo del Mioceno al presente se desprenden la Sierra de Mérida, Serranía del Perijá y la Sierra Nevada de Santa Marta (SNSM) a lo largo de la fosa vergente al NW. Rocas metamórficas del Cretácico que forman la SNSM (Doolan, 1970) fueron exhumadas a medida que la MSP fue empujada hacia la placa del Caribe, mientras que los plutones tonalíticos-dioríticos del Paleógeno, parte también de la SNSM, intruyeron rocas del Cretácico, lo que sugiere una fusión parcial por debajo de la misma.

El desarrollo de la Cuenca Cesar-Ranchería se puede resumir desde el post-Triásico en los siguientes eventos:

- El fallamiento extensional Jurásico con formación de rift, localizado en el Cesar, en los sectores occidentales de Ranchería y en la Sierra de Perijá.
- Una subsidencia térmica ocurrida durante el Cretáceo temprano a medio, desarrollando una espesa mega secuencia “post-rift”, separada del margen pasivo del proto-Caribe por el Bloque de la Sierra Nevada de Santa Marta, desarrollada durante el Mesozoico.
- En el Oligoceno se presenta compresión y cabalgamiento dentro de la Cuenca Cesar-Ranchería y en margen oeste de la Serranía de Perijá.
- Fallamiento de rumbo durante el Plioceno y desarrollo de las Fallas de Santa Marta y Oca. En general la reactivación de fallas y erosión masiva de todos los elementos estructurales caracterizan la historia del Plioceno en la región. (figura 144).

Figura 144: Evolución estructural Cuenca Cesar – Ranchería.


Fuente: (Tomado del informe cuencas Catatumbo, Cesar – Ranchería 1990.) citado en ANH-GEMS, (2014)

4.9.1 ESTRATIGRAFÍA

La Cuenca del Cesar-Ranchería es una cuenca antepaís cuyos límites se definen al N por la dirección E-W del sistema de mega-cizalla dextral de Oca, al SW por el sistema de mega-cizalla sinestral de Santa Marta con orientación NNW-SSE y al SE el frente de inversión del Perijá; y cuyo basamento está inclinado hacia el SE controlando el traslape NW de las unidades Mesozoicas y Cenozoicas.

El basamento está constituido en la Sierra Nevada de Santa Marta (SNSM) de rocas ígneas intrusivas, rocas metamórficas y volcano-sedimentarias del Precámbrico al Mesozoico, en la Serranía del Perijá volcano-sedimentitas del Mesozoico, sedimentitas Paleozoicas y metamorfitas de muy bajo grado, y el cual está cubierto por depósitos aluviales del Mesozoico y Cenozoico.

Una generalización de la estratigrafía de esta Cuenca se presenta en la figura 145. El lado izquierdo corresponde al flanco oriental de la Sierra Nevada de Santa Marta, y el Valle de Ranchería; el lado derecho corresponde a la Serranía de Perijá y el Valle del Cesar.

Sierra Nevada de Santa Marta (SNSM)

El basamento al E de la SNSM, compuesto por rocas metamórficas de facie granulítica asociadas a la orogenia Grenviliana (Proterozoico a Jurásico), está cubierto por la Formación Corual, caracterizada por rocas volcánicas y volcanoclásticas del Permiano tardío al Triásico (Tschanz, Jimeno, & Vesga, 1969). En el Mesozoico se encuentra la Formación Guatapurí que consiste en rocas volcánicas, volcanoclásticas y sedimentarias (Tschanz et al., 1969). Estas dos unidades sedimentarias fueron depositadas durante un periodo de tectónica extensional.

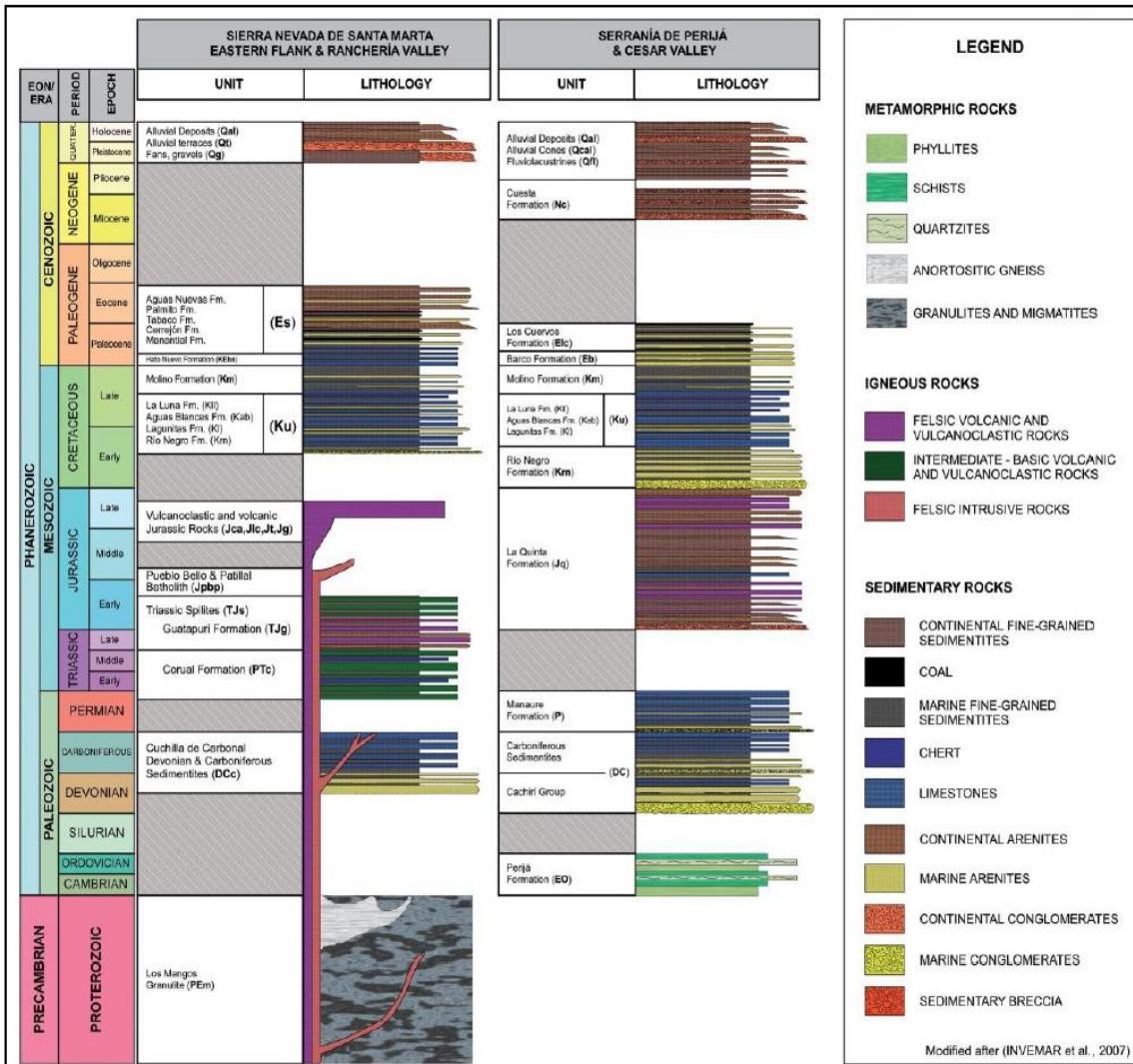
Según Tschanz et al., (1969); la prueba del magmatismo del Mesozoico está dado por la presencia de las rocas acidas de Pueblo Bello, los Batolitos de Patillal y el Granito Porfirítico Antiguo, todos de edad Jurásica y el Granito Porfirítico Cretácico de composición acida a intermedia con tracitas, riolitas, dacitas, tobas andesíticas e ignimbritas.

Serranía del Perijá

Para Forero (1970) las rocas de la Serranía del Perijá son del Paleozoico al Mesozoico y de edad Cambro-Ordovísico? para las más antiguas que han sido

registradas. La formación Perijá definida por Bowen en Venezuela, en el área de Manaure es definida por Forero (1970) como sucesiones filíticas, cuarcíticas y meta-arcosicas, que pueden estar relacionadas con la Orogenia tipo cordillera.

Figura 145: Columnas Estratigráficas Generalizadas de la Cuenca de Cesar-Ranchería.



Fuente: Tomado de (Mesa & Rengifo, 2011), citado en Lozano & Zamora, (2014)

Así mismo, Forero, (1970) describió la sucesión del Devoniano (Grupo Cachirí) al W de la serranía como sedimentos conglomeráticos, areniscas calcáreas y ferruginosas y lutitas calcáreas y fosilíferas, cuya base es discordante y cuya

depositación ocurrió en un ambiente marino somero (intermareal a plataforma interna).

Para Manaure detalló la sucesión del Pensilvaniano tardío, a la base inconformable angularmente, dividida en un segmento calcáreo y uno arenáceo, depositadas en un ambiente marino somero.

Las areniscas y lodoletas de la parte inferior del Paleozoico que afloran al NW de Valledupar entre las unidades Cuchilla de Carbonal y Río Seco (Arias & Morales, 1999) se correlacionan con la sucesión Devoniense de Manaure; y las calizas de la parte superior bioestratigráficamente son comparables con el Carbonífero de Manaure. El nombre Grupo Cachirí es usado para los sedimentos del Devónico y Carbonífero al W de la Serranía (Cáceres, Camacho, & Reyes, 1980) que se correlacionan con las formaciones Caño del Oeste y Campo Chico en el E de la Serranía.

Debido a la ausencia de un contacto discordante y a las similitudes en litología y fauna, el límite entre el Carbonífero y el Pérmico no es claro (Forero, 1970), por lo que se describe una sola formación para este intervalo; las Calizas de Manaure, que consisten en su parte inferior de arenas calcáreas fosilíferas silicificadas y lodoletas, suprayacidas por marlas, calizas y arenas, depositadas en un ambiente de plataforma transgresivo medio a exterior, producido por un régimen transpresivo (Cediel et al., 2003).

Las formaciones La Quinta y Río Negro, llenaron un rift en el área de la Serranía, registrando el régimen extensional del Mesozoico. La Formación La Quinta según Forero, (1970) consiste de base a tope de conglomerados (areniscas rojas y rocas volcánicas), arenas rojas y lodoletas, arenas rojas y tobas y finalmente tobas riolíticas, depositadas en un ambiente fluvial con influencia de actividad volcánica, y baja tasa de sedimentación que lleva a altas condiciones de oxidación y contacto discordante con el Paleozoico.

La Formación Río Negro es conformada por arenas y conglomerados de tamaño de grano variable y composición, con intercalaciones ocasionales de lodoletas y arcillolitas, de ambiente fluvial a transicional y que representa el final del relleno del rift siendo más espesa hacia el centro del mismo.

Valles de Cesar y Ranchería

- Cretácico

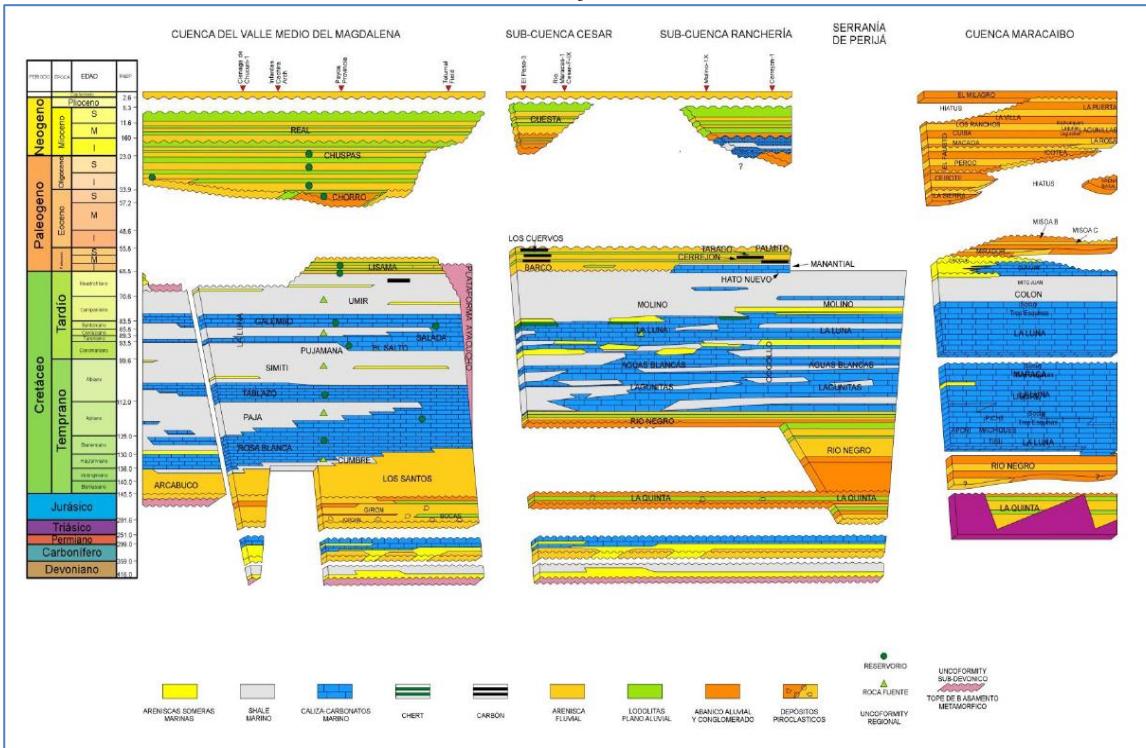
Los sedimentos del Aptiano tardío al Maastrichtiano muestran acumulación en una cuenca subsidente en un régimen de margen pasiva. Estas sucesiones son la Formación Lagunitas y la Formación La Luna.

La Formación Lagunitas, nombrada así por Neelands Tropical (Cáceres et al., 1980) consiste de capas gruesas de calizas fosilíferas y capas muy delgadas fosilíferas, se depositó en un ambiente marino de plataforma interior a media, así como la Formación Aguas Blancas, que consiste de calizas biomicríticas y fosilíferas, shales ricos en materia orgánica, areniscas glauconíticas, lodolitas y calizas arenáceas. Estas dos formaciones marcan el inicio de la deposición del Cretácico.

La Formación La Luna, cuyo intervalo basal corresponde a la máxima superficie de inundación del Turoniano, consiste de biomicritas bituminosas (calizas pelágicas), lodolitas calcáreas ricas en materia orgánica, chert, concreciones y abundante contenido de foraminíferos planctónicos y bentónicos, amonitas y restos de peces, depositados en un ambiente de plataforma media a externa.

La Formación Molino tiene dos miembros, el miembro basal llamado Tres Esquinas que consiste de shales carbonáceas y calcáreas, con laminación ondular y abundantes foraminíferos planctónicos y bentónicos y el miembro superior (Miembro Socuy) de lodolitas calcáreas y biomicritas, depositados en un ambiente de plataforma interna a media, representando la parte quieta de la cuenca. Esta formación ha sido correlacionada con las formaciones Colón - Mito Juan de la Cuenca Maracaibo y a la Formación Umir de la Cuenca Catatumbo y, también con el miembro Galembo de la Formación La Luna del Valle Medio del Magdalena (Figura 146).

Figura 146: Correlación Cronoestratigráfica entre las Cuencas Valle Medio del Magdalena, Cuenca Cesar-Ranchería y la Cuenca de Maracaibo.



Fuente: Tomado de (ANH-GEMS, 2014)

- Cenozoico

Los depósitos de esta Era son el relleno de la cuenca durante los episodios de los Andes, lo que tuvo un impacto diferente en cada una de las sub-cuenca de Cesar y Ranchería. Así, la nomenclatura de las formaciones arriba de las Formación Molino difiere en las sub-cuenca.

En la sub-cuenca del Cesar, la Formación Barco, reposa discordante sobre el Cretácico, de edad Paleoceno temprano, consiste de cuarzo arenitas con finas intercalaciones de lodolitas y carbón, interpretada como ambiente parálico a planicie costera (Notestein, Hubman, & Bowler, 1944) y correlacionable con las Formaciones Manantial y Hato Nuevo en la sub-cuenca de Ranchería que yacen también en forma discordante sobre la Formación Molino, la última consiste de calizas fosilíferas, calizas arenáceas, areniscas y shales que fueron depositados en un ambiente marino somero a transicional.

Para el Paleoceno medio y tardío las formaciones Los Cuervos (sub-cuenca Cesar) (Notestein et al., 1944) y Cerrejón (sub-cuenca Ranchería) llamada así por Oppenheim, se depositaron en ambientes similares, es decir, deltaico transicional o lagunar con breves períodos de influencia marina, lo que permitió la acumulación de materia orgánica con amplios depósitos de carbón.

Las formaciones del Eoceno descansan discordantemente sobre las formaciones del Paleoceno, en la sub-cuenca del Cesar. En el sinclinal de La Jagua de Ibirico se describe la Formación Mirador como intercalaciones de cuarzo arenitas conglomeráticas con arcillolitas carbonáceas (Hernández, 2003). Para la sub-cuenca de Ranchería, la Formación Aguas Nuevas, que consiste de areniscas conglomeráticas, areniscas glauconíticas, areniscas arcósicas y shales rojizos (Hubach & Alvarado citado por (Instituto de Investigaciones Marinas y Costeras «Jose Benito Vives de Andreis» [INVEMAR] et al., 2007), la deposición se dio en un ambiente fluvial a transicional deltaico.

En la sub-cuenca del Cesar no hay registro del Eoceno Tardío al Oligoceno, pero para la sub-cuenca de Ranchería, Cáceres, Molina & Bernal (citados por Geopetrocol, 1998) describen la unidad Conjunto Calcáreo de La Guajira como conglomerado basal polimítico y micrítico, calizas glauconítico y fosilífero con intercalaciones de lodoletas y areniscas, correspondiente a acumulación de sedimentos pertenecientes a un arrecife cerca de la línea de costa con influencia de mareas.

En la sub-cuenca Ranchería, la unidad del Mioceno Tardío, es llamada Conjunto Conglomerático y consiste de conglomerados polimíticos con intercalaciones de lodoletas (Cáceres & Bernal citado por Geopetrocol, 1998), que se correlaciona con la Formación San Antonio o Cuesta de la sub-cuenca Cesar, del Mioceno medio al Plioceno, que según Intera Information Technologies-Bioss, (1995) consiste de conglomerados con abundantes fragmentos de caliza provenientes de la erosión de la Serranía del Perijá y la Sierra Nevada.

4.9.2 ELEMENTOS ESTRUCTURALES PRINCIPALES

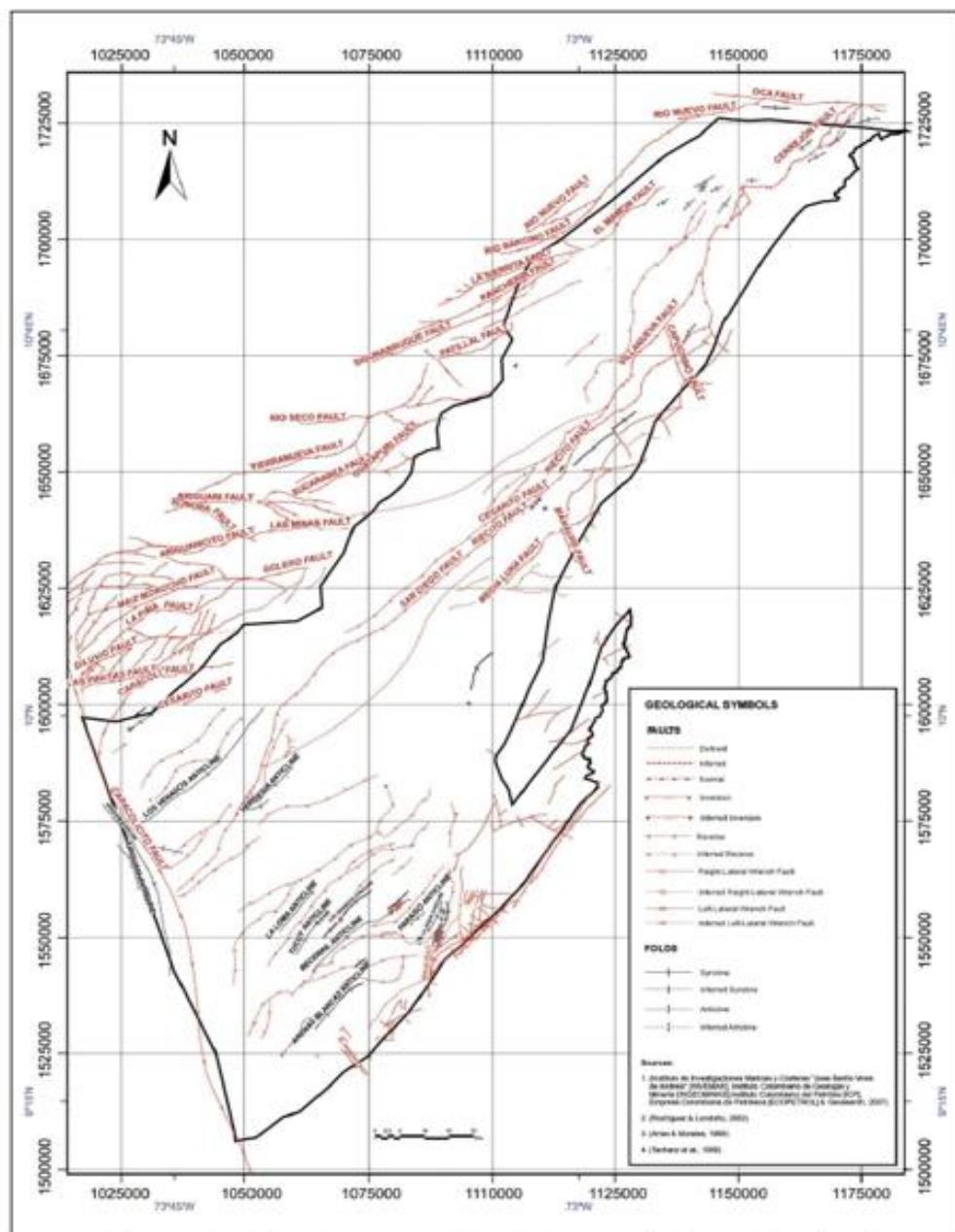
La Cuenca de Cesar-Ranchería se ubica entre la SNSM y la Serranía del Perijá, tiene forma elongada con dirección WSW-ENE, limita con la Falla de Oca al norte y la Falla de Santa Marta al W, que separa las sub-cuenca de la Baja Guajira y Plato. El basamento que aflora en la SNSM conserva la misma pendiente desde el NE de la cuenca hasta la Serranía del Perijá, y está cubierto por sedimentos del

Mesozoico-Cenozoico, los cuales tienen forma prismática y se van adelgazando desde la Serranía del Perijá a la SNSM.

Durante el Mesozoico el área actual de la Serranía del Perijá fue una zona de rift (Valle de Cesar - Ranchería) que desde el Jurásico fue rellenada por sedimentos, que se acuñan y se hacen más delgados hacia el SE de la SNSM. La inclinación E-SE de la SNSM inicio en el Paleozoico tardío (al menos en el Triásico) lo que se evidencia en el traslape del Cretácico basal sobre el basamento cristalino. Las formaciones del Cretácico (Formación Río negro) en el valle Cesar-Ranchería se adelgazan y acuñan en la menor inclinación de la SNSM.

Durante el Mesozoico se inició el levantamiento de la SNSM lo que no permitió la depositación de unidades de edad Jurásica ni Cretácica. Al final de esta misma era (Cretácico) la inversión estructural del rift del Perijá debido a un régimen compresivo inicia la formación de la cuenca antepaís de Cesar-Ranchería y el levantamiento de la Serranía del Perijá debido a la inversión de fallas normales rompiendo con los atajos de bajo ángulo de las principales fallas inversas, generando pliegues de propagación.

El origen del Alto de Verdesia en el Cretácico ha sido relacionado con la propagación al este de la falla de Ariguaní/Ariguanicito, la cual ha sido descrita como una falla lateral derecha con desplazamiento vertical (Instituto de Investigaciones Marinas y Costeras «José Benito Vives de Andreis» [INVEMAR] et al., 2007). Este alto ha actuado como barrera estructural entre dos facies heterogéneas e isocrónicas, lo cual indica ambientes de deposición diferente, además de ser divisorio de aguas entre las dos sub-cuenca (Figura 147).

Figura 147: Elementos Estructurales de la Cuenca de Cesar-Ranchería.


Fuente: Tomado de (Mesa & Rengifo, 2011), citado en Lozano & Zamora, (2014)

4.9.3 SISTEMA PETROLIFERO

Los primeros estudios de evaluación de sistemas petrolíferos en la Cuenca Cesar-Ranchería fueron realizados por la ANH en 2007. En general, los sistemas petrolíferos propuestos fueron hipotéticos debido a la ausencia de correlaciones crudo-roca y reconocían la existencia de más de un intervalo generador en la cuenca.

Se conoce hasta ahora que el sistema petrolífero de la cuenca está compuesto por las siguientes rocas:

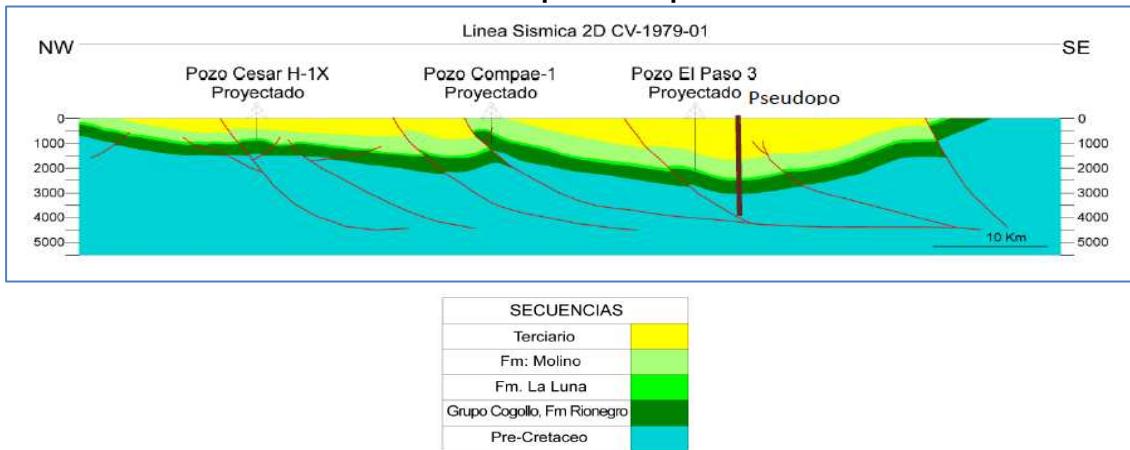
- Roca Generadora: En la Cuenca de Cesar-Ranchería, las rocas fuente están constituidas por la secuencia cretácica, que comprende el Grupo Cogollo, la Formación La Luna y la Formación Molino, de edades que van desde el Aptiano hasta el Maastrichtiano. Las características geoquímicas originales se basan en la correlación con los ambientes de depósito y analogías con unidades similares que están inmaduras en otras cuencas como el Valle Medio del Magdalena ya que la información del pozo Compae-1 muestra que las rocas ya han sufrido procesos de transformación importantes. De acuerdo con estas propiedades y la historia térmica utilizada, las rocas generadoras del cretácico alcanzaron eficiencias de expulsión y tasas de transformación entre 80 y 90. El predominio de kerógeno del tipo II la Formación La Luna muestra que el mayor volumen de hidrocarburos expulsados están asociados a los líquidos, con una menor cantidad de gas. La tasa de expulsión de hidrocarburos muestra un pico de expulsión temprana a partir de los intervalos generadores de las Formaciones Aguas Blancas y La Luna. Este pico ocurrió durante el paleoceno y está asociado al depósito de la Formación Barco. Como consecuencia de esta historia de expulsión de hidrocarburos, las trampas asociadas al primer evento de deformación tectónica presentan un bajo riesgo por sincronismo, mientras que las trampas más jóvenes asociadas a los eventos tectónicos del Eoceno tardío y el Plioceno temprano tienen un riesgo alto en la carga por sincronismo.
- Roca Reservorio: Las areniscas basales de la Formación Río Negro, las calizas fracturadas de la Formación Lagunitas, las areniscas del Miembro Tocuy, la Formación Aguas Blancas, las calizas y los cherts fracturados de la Formación La Luna y las areniscas del Miembro Socuy, Formación Molino. Las rocas reservorio del Paleógeno, están constituidas principalmente por los mantos de carbón de las formaciones Cuervo y Cerrejón, yacimientos que se conocen como no convencionales de gas asociado al carbón (GAC). Las arenas de edad Eoceno, sin nombre formal, en la subcuenca de Cesar y que en la subcuenca de Ranchería se denominan Formación Tabaco, son

correlacionables con la Formación Misoa, de la Cuenca de Maracaibo, la cual es un importante reservorio de gas y petróleo.

A partir de las manifestaciones de hidrocarburos no comerciales encontradas en la cuenca puede concluirse que yacimientos naturalmente fracturados están presentes tanto en el Grupo Cogollo como en la Formación La Luna. Desde el punto de vista de yacimientos convencionales con clásticos, la Formación Molino representa de forma conceptual el reservorio más importante en la cuenca, ya que presenta niveles de areniscas que suprayacen los intervalos generadores de la Formación La Luna.

- Roca Sello: Aunque en la cuenca no se observa un sello regional claro y de gran espesor, de forma local se pueden presentar sellos asociados a niveles de shales y lutitas presentes en la Formaciones Aguas Blancas, La Luna, Molino y Barco. Para los reservorios cretácicos la sección basal de la Formación Molino, con shales y calizas podría representar el sello de carácter más regional.
- Las trampas: son el producto de los eventos compresivos que afectaron la cuenca y que se concentran en tres períodos principales; el límite Maastrichtiano-Paleoceno, el cual generaría las trampas más antiguas y de menor riesgo geológico por sincronismo. El segundo periodo de formación de trampas se ubica durante el Eoceno tardío posterior al depósito de los sedimentos del Eoceno, mientras que el último evento se presentó durante el Mioceno tardío posterior al depósito de la Formación Cuesta.
- La roca de sobrecarga está representada por la secuencia del Cretácico tardío y el Mesozoico. Debido a la inversión tectónica ligada al paroxismo andino, se presenta en la cuenca un alto nivel de erosión de las unidades del Terciario.
- La simulación de los procesos de generación y expulsión de hidrocarburos en la Cuenca Cesar – Ranchería se realizó a partir de un Pseudopozo localizado al este del pozo Compaé-1 (figura 148).

Figura 148: Localización geográfica y estructural del Pseudopozo modelado al Este del pozo Compae-1.



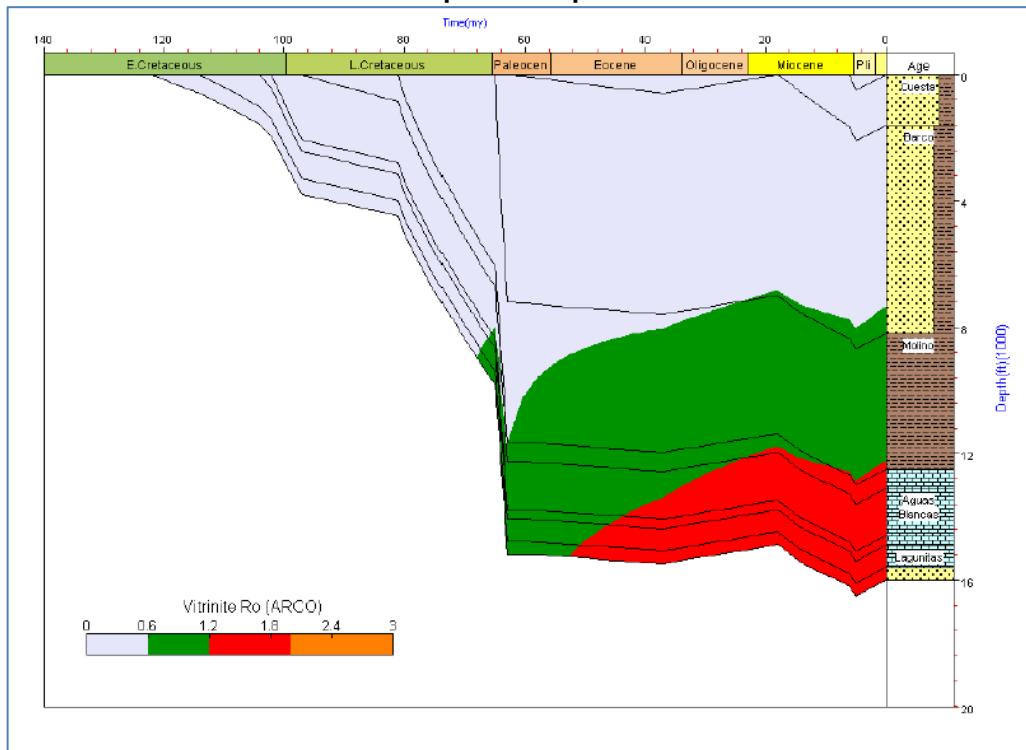
Fuente: Tomado de (ANH-GEMS, 2014)

La historia de enterramiento del Pseudopozo muestra que la máxima profundidad de enterramiento fue alcanzada hace 3 Ma. (Plioceno temprano). Durante el Cretácico temprano, Cretácico tardío y el Cenozoico se alternaron episodios de subsidencia, hiatos y levantamientos. El nivel de madurez térmico alcanzado en las secciones Cretácico temprano y parte del Cretácico tardío, al tiempo de la máxima profundidad de enterramiento, corresponde con la ventana de gas. La sección estratigráfica del Maastrichtiano - Paleoceno temprano alcanzó la ventana de aceite mientras el resto de la sección del Neógeno se encuentra inmadura (figura 149). Es importante mencionar que la máxima profundidad de enterramiento alcanzada en el Plioceno es muy similar a la alcanzó durante el Paleoceno, razón por la cual la temperatura durante todo el Terciario se mantuvo muy constante a nivel de los intervalos generadores cretácicos.

Subcuenca CESAR

La mayoría del sistema Cretácico muestra un alto grado de madurez con valores de temperatura máxima (T_{max}) entre los 430°C y 475°C y %Ro sobre 1.4. Los valores termales de las Formaciones; La Luna, Agua Blanca, y Lagunitas, corresponden a rocas maduras a postmaduras para la generación de crudo, con un buen potencial de generación de gas. De acuerdo al modelo de evolución geológica en esta área, la secuencia de la base del Aptiano alcanzó la máxima profundidad de enterramiento durante el Plioceno temprano a los 16.500 pies (5.03 Km) y temperaturas máximas de 312°F .

Figura 149: Historia de enterramiento y madurez térmica del Pseudopozo modelado al este del pozo Compae-1.



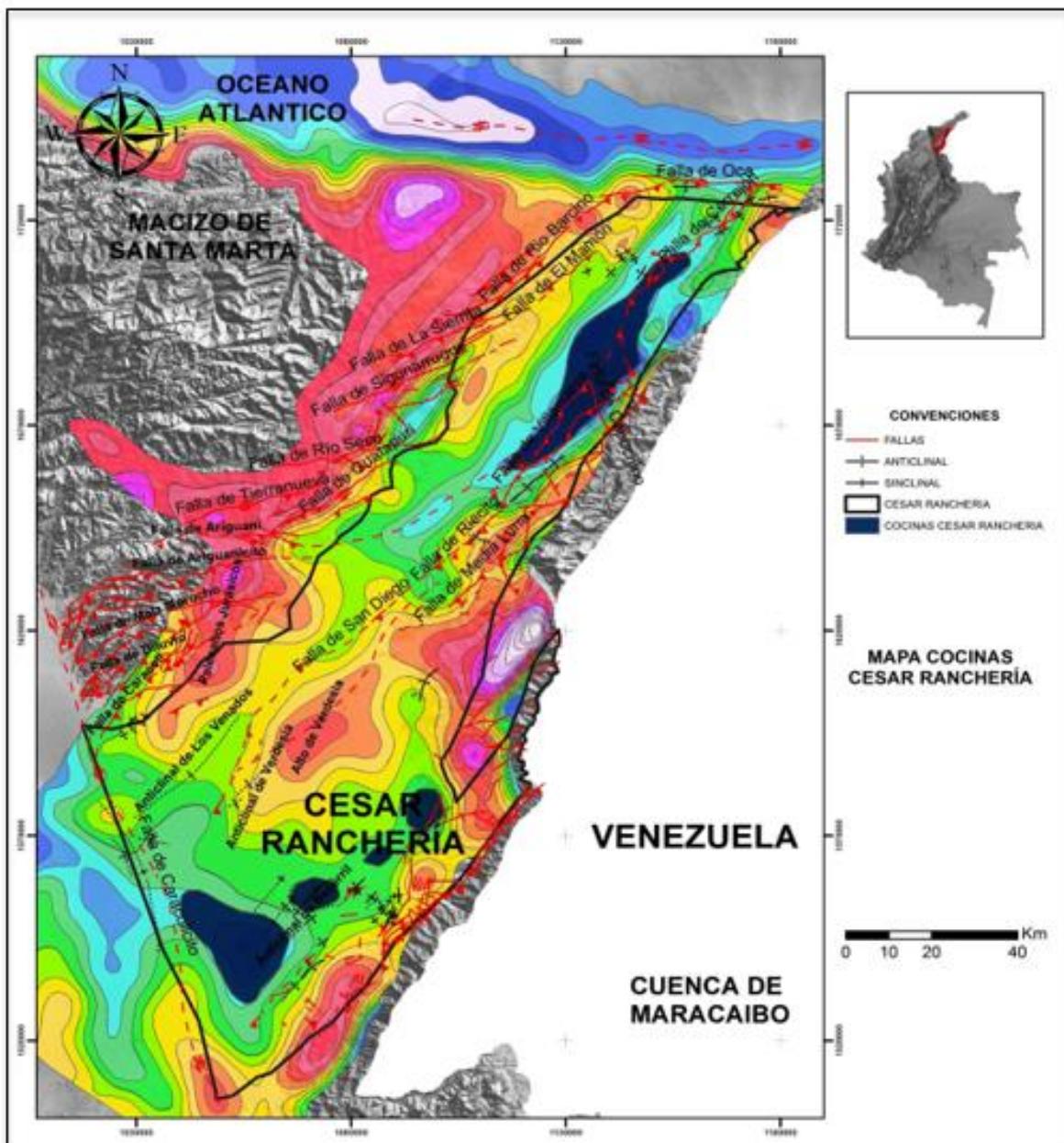
Fuente: Tomado de (ANH-GEMS, 2014)

Subcuenca RANCHERIA

Los valores máximos de temperatura (T_{max}) menores a 444°C muestran que la roca de interés está en una etapa termal entre inmadura a madura (ventana de generación temprana de crudo). García et al., (2008) reporta datos de reflectancia de vitrinita (Ro) menores a 0.68 en los pozos El Cerrejón-1 y Papayal-1 y clasifica las rocas encontradas en estos pozos como inmaduras a ligeramente maduras. En esta subcuenca existe una gran incertidumbre de la generación y expulsión de hidrocarburos debido a la ausencia de una espesa secuencia sedimentaria y/ o el poco conocimiento de la roca generadora.

Las áreas de generación de la cuenca Cesar – Ranchería se muestran en la figura 150.

Figura 150: Áreas de Generación Cuenca Cesar – Ranchería.



Fuente: Tomado de (ANH-GEMS, 2014)

4.9.4 GAS ASOCIADO AL CARBÓN (GAC)

El GAC (Gas Asociado al Carbón) o CBM (Coal Bed Methane) es una forma de gas natural extraída de las capas de carbón, el cual es generado y almacenado en el mismo horizonte. Por lo tanto en estos yacimientos el carbón actúa tanto como roca fuente y como reservorio a la vez para el metano (Dallegge & Barker, 2009).

A diferencia de los reservorios tradicionales de arenitas gasíferas u otros reservorios convencionales de gas (gas libre dentro de los poros), el metano en los reservorios de GAC es almacenado dentro del carbón mediante un proceso llamado sorción (adsorción/absorción) y se encuentra en un estado casi líquido recubriendo el interior de los poros dentro del carbón (llamado matriz) (Yee et al, 1993; en: Diamond & Schatzel). Las fracturas abiertas en el carbón (llamadas cleats) pueden contener también gas libre o pueden estar saturadas con agua (Yee et al, 1993; en: Diamond & Schatzel). En el subsuelo los mantos de carbón se encuentran generalmente saturados con agua, el metano es mantenido en el carbón por la presión del agua.

El GAC contiene muy pocos hidrocarburos pesados tales como propano o butano y ausencia de condensado de gas natural. Este frecuentemente contiene un porcentaje bajo de dióxido de carbono. El gas contenido en GAC es principalmente metano y cantidades traza de etano, nitrógeno, dióxido de carbono y otros pocos gases. No obstante el GAC es considerado como una fuente económica de metano pipeline-quality (Dallegge & Barker, 2009), término con el cual se denomina a la forma de gas natural (CH_4) purificado y procesado que tiene entre 97 a 98% de líquidos de gas natural (hidrocarburos en estado natural gaseoso que pueden separarse del gas como líquidos), mientras que las impurezas y contaminantes tales como H_2S son removidos para satisfacer los requerimientos del gas pipeline-quality. Esto hace al gas natural útil para los usos comercial, residencial e industrial.

El gas es generado por procesos microbiano (biogénico) o térmico (termogénico) que operan inmediatamente después del enterramiento y durante todo el ciclo diagenético. La mayoría de este gas es físicamente adsorbido en las superficies de carbón donde este presenta microporosidad. Un gramo de carbón puede contener gas suficiente para cubrir superficialmente el área de varios campos de fútbol y por lo tanto es capaz de adsorber grandes cantidades de metano. Una tonelada corta (907,18 Kg) de carbón puede producir alrededor de 1.300 m^3 de metano. La presión hidráulica más que la presión ejercida por el sello o el cierre de la estructura (común para los yacimientos convencionales) es la fuerza de mayor de entrampamiento para el GAC.

La mayoría de carbones contienen metano, aunque no puede desarrollarse una producción de gas sin la presencia de fracturas naturales (cleats) para conectar los poros (Dallegge & Barker, 2009).

Origen del GAC

Según Einsele (2000) el proceso de conversión de la turba a antracita denominado carbonificación (coalification), conduce a una serie de cambios físicos y químicos (figura 151) en la materia orgánica. El resultado neto de estos procesos es un relativo enriquecimiento de carbono con el incremento y profundidad de la temperatura (o rango de carbón). Estos cambios son acompañados de expulsión de agua, generación y liberación de bióxido de carbono e hidrocarburos. Los productos son los siguientes:

- A profundidad de enterramiento menor: dióxido de carbono y metano biogénico
- A profundidad media de enterramiento (rango del carbón bituminoso con contenidos medios de volátiles): grandes cantidades de metano y volúmenes menores de hidrocarburos pesados que incluyen aceite.
- A una gran profundidad de enterramiento: Metano. Parte de los hidrocarburos generados pueden ser almacenados en el carbón bajo alta presión insitu y temperatura (Einsele, 2000). En este caso el metano generado por el carbón (GAC) es preservado en los mantos por una alta presión hidrostática. Una vez el metano es generado es absorbido o ligado por atracciones moleculares débiles (fuerzas de Van der Waals) a los materiales orgánicos que conforman el carbón. Los procesos biogenéticos cesan cuando estos materiales se transforman en carbón de rango más alto y son expuestos a mayor temperatura. Los procesos biogenéticos pueden reiterarse si el movimiento de los fluidos aporta nuevos microorganismos para que se alimenten del carbón (Al-Jubori, et al, 2009).

Reservorio

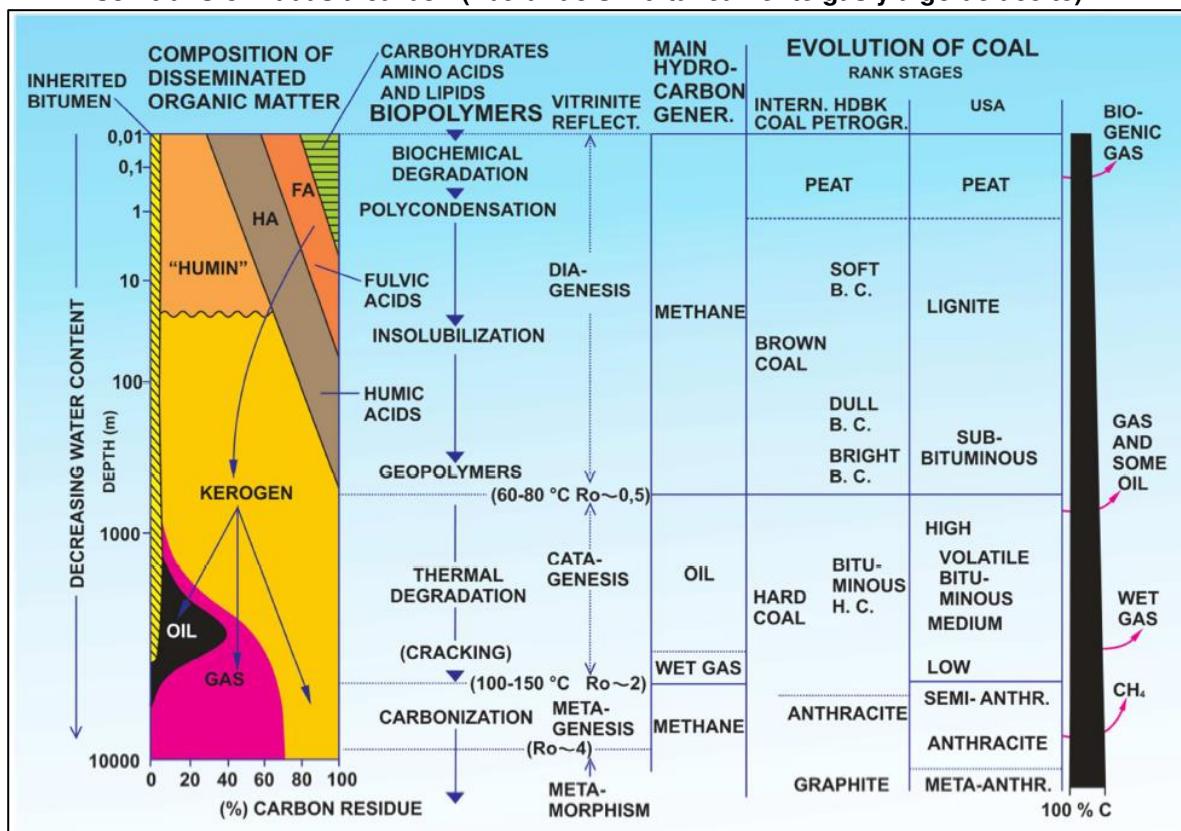
El mecanismo de acumulación del GAC es diferente al de los reservorios convencionales de gas (Magoon & Dow, 1994; en: Song et al., 2012). Qiant et al (1997; en: Song et al., 2012) clasificaron las acumulaciones de GAC en cinco tipos basados en sus mecanismos de pooling:

- a. Reservorio de GAC en sinclinal sellado por la presión del agua
- b. Reservorio de GAC en monoclinal sellado por presión de agua
- c. Reservorio de GAC en sinclinal sellado por presión de gas

- d. Reservorio de GAC en anticlinal
- e. Reservorios de GAC relacionados con baja presión.

La estructura más importante para el entrampamiento hidrostático de GAC corresponde a los sinclinales, a diferencia de los yacimientos convencionales en donde los anticlinales son los que cumplen esta función.

Figura 151: Esquema de evolución de materia orgánica desde los sedimentos ricos en componentes orgánicos o turba hasta la zona profunda de enterramiento donde tienen lugar los procesos del metamorfismo. Las rocas fuente generan hidrocarburos (aceite y gas) o son transformadas a carbón (liberando simultáneamente gas y algo de aceite).



Fuente: Tomada de Einsele, (2000), citado en ANH-GEMS, (2013)

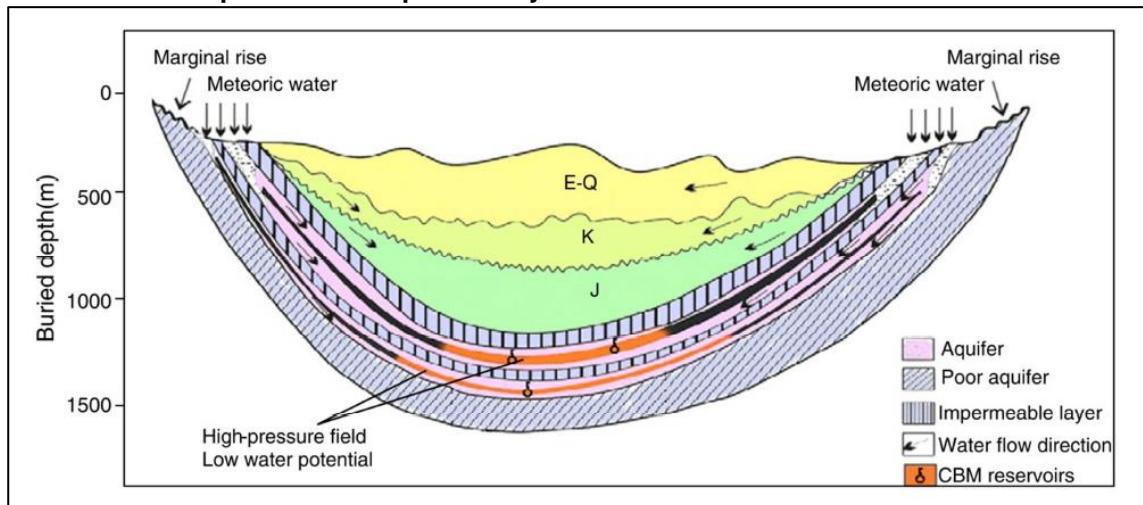
Según Song et al. (2012) existen a nivel mundial extensas acumulaciones de GAC en reservorios localizados en sinclinales. Los reservorios de GAC en sinclinales son frecuentemente caracterizados por una alta abundancia de metano en el eje de las estructuras, la cual decrece gradualmente pendiente arriba hacia las zonas de

alteración. La presencia de una espesa sobrecarga de estratos por encima de los mantos de carbón cerca al eje de los sinclinales es también favorable para la acumulación y preservación de GAC.

Song et al. (2012) proponen un modelo de acumulación de GAC para reservorios localizados en sinclinales (figura 152). En un sinclinal regional el agua superficial puede filtrarse a través de los afloramientos cerca a los márgenes elevados de la estructura y fluye hacia abajo en dirección al eje por gravedad, dando origen a una zona de flujo convergente en el centro del sinclinal. En esta área el agua tiene un alto contenido de sal disuelta (TDS) formando sellos en ambos flancos de la estructura por flujo descendente lo cual genera unas excelentes condiciones de preservación para GAC. A diferencia de los flancos del sinclinal el CoalBed en la parte central del sinclinal está bajo una presión de reservorio alta debido a la presencia de una sobrecarga de sedimentos más espesa. Esto resulta en una capacidad de absorción más alta en los mantos de carbón. Así mismo el eje central del sinclinal puede haber experimentado una evolución térmica relativamente alta comparada con el área de los flancos debido a su mayor profundidad de enterramiento y de esta manera condiciones más propicias para la generación de metano.

Adicionalmente el área axial es estructuralmente estable y menos susceptible a fracturamiento con rocas sello espesas y estables por encima. Por lo tanto el área axial central de un sinclinal es el lugar más favorable para la acumulación y preservación de GAC, usualmente con la abundancia más alta y saturación. La abundancia de GAC decrece gradualmente hacia arriba en dirección a los flancos donde se tiene el contenido más bajo de GAC (Song et al., 2012).

Figura 152: Modelo generalizado para la acumulación de GAC en un sinclinal mostrando varios tipos de entrampamiento y distribución de los reservorios de GAC.



Fuente: Tomado de Song et al. (2012), citado en ANH-GEMS, (2013)

4.9.4.1 ZONA CARBONÍFERA DE LA CUENCA CESAR - RANCHERÍA.

Las primeras explotaciones se iniciaron a mediados de 1970, en el municipio de La Jagua de Ibirico, localizado en la parte central del departamento. Las explotaciones fueron adelantadas en forma manual, donde se extraían pequeñas cantidades que se consumían en un ingenio azucarero, localizado a 20 km de las minas. A partir de 1980, aparecen los primeros registros de producción de manera oficial, obtenidos de cuatro minas en el sector del Sinclinal de la Jagua de Ibirico, cuyo volumen para ese año fue de 766 toneladas. Para el año de 1986, se presenta una mayor actividad minera, considerándose esta fecha como el punto de partida para el inicio de lo que es hoy la zona, la cual ocupa el segundo lugar en la producción nacional (Ingeominas, 2004).

En 1986 Drummond Ltd adquiere la concesión minera en el sector de La Loma, iniciando la mina Pribbenow, así como el desarrollo de la infraestructura de tren y puerto en la década de los noventa.

El número de minas de carbón que han sido identificadas en el departamento, entre los años 1982 al 2002, ha venido sufriendo modificaciones, ya que en el año de 1982 sólo se contabilizaban cinco. En 1995, esa cantidad pasó a 19 y luego descendió a 14 en el 2002, de las cuales cinco se encuentran en etapa de explotación. Esta situación se presenta por la integración de áreas, lo que ha

permitido una mejor racionalización en el manejo del yacimiento (Ingeominas, 2004).

En 1995 Glencore (propietaria del grupo Prodeco) adquiere la Mina Calenturitas, en el centro del Cesar iniciando producción en el 2004.

En 1997 Drummond adquiere la concesión minera del El Descanso, iniciando la fase de producción del bloque en el 2009. En el 2011 ITOCHU Corporation adquiere el 20% de participación de las operaciones de Drummond en Colombia.

De otro lado, El Sinclinal de La Jagua es una mina de carbón a cielo abierto que se compone de cinco títulos mineros, originados de la integración de áreas de pequeños títulos existentes, como se menciona anteriormente, en poder de tres sociedades propiedad de Glencore: Carbones de La Jagua S.A. (CDJ) adquirida en 2005 a Carbones del Caribe, Consorcio Minero Unido S.A. (CMU) adquirida en 2006 y Carbones El Tesoro S.A. (CET) adquirida en 2007. Después de comprar la totalidad de estas operaciones, Glencore procedió a integrarlas en una sola, con la aprobación del Instituto Colombiano de Geología y Minería y del Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible.

La Mina La Francia de propiedad de Carbones del Cesar, subsidiaria de CoalCorp Mining, fue vendida en el 2010 al conglomerado financiero Goldman Sachs en cabeza de su filial Colombian Natural Resources CNR. Posteriormente CNR, compró en el 2012, los activos de la brasileña Vale en Colombia. Los bienes consisten en las minas de carbón térmico El Hatillo y Cerro Largo, en el departamento del Cesar (Portafolio 2012).

Las principales explotaciones en el Cesar son:

- Drummond Ltd: Con sus proyectos en explotación La Loma, mina Pribbenow, y El Descanso.
- Prodeco (Glencore): Proyectos Calenturitas y Sinclinal de la Jagua (CDJ).
- CNR (Goldman Sachs): El Hatillo y La Francia.
- Pacific Coal: Proyecto La Divisa en Cerro Largo.

La Formación Cerrejón es la unidad de interés para GAC ya que alberga los potentes mantos de carbón explotados en la cuenca. Al sur, en la subcuenca del Cesar, se ha empleado la nomenclatura estratigráfica de Catatumbo razón por la cual se ha utilizado el nombre Formación Cuervos en vez de Formación Cerrejón, unidad portadora de los mantos de carbón.

En la cuenca Cesar - Ranchería Ingeominas (2004) definió dos zonas carboníferas:

Guajira y Cesar localizadas en las subcuenca de Ranchería y Cesar respectivamente; las cuales se describen a continuación.

4.9.4.2 ZONA CARBONÍFERA LA GUAJIRA

Localizada en la subcuenca de Ranchería al norte de la Cuenca Cesar - Ranchería (Barrero et al., 2007). Los mantos de carbón en esta zona se encuentran ubicados en la Formación Cerrejón (en el sentido de Oppenheim 1940; en: Ingeominas 2004) la cual suprayace a la Formación Manantial, (calizas de origen marino) en contacto transicional, localizado hacia el tope de la última capa gruesa de caliza, antes de la aparición de la última capa de carbón de techo a base. El contacto con la unidad suprayacente, la Formación Tabaco, es discordante y ha sido localizado donde aparece la primera arenisca conglomerática (Ingeominas, 2004).

La Formación Cerrejón tiene un espesor de 900 a 1.100 m, lo que permite una buena correlación de los mantos a través de toda la zona. Está compuesta predominantemente de lodoletas y arcillolitas, localmente arenitas de cuarzo y feldespato. Hacia la parte inferior de la unidad son frecuentes calizas en capas delgadas que contienen numerosos mantos de carbón distribuidos en forma regular a lo largo de toda la columna estratigráfica (Ingeominas, 2004).

Bayona et al. (2004; En: Moron et al., 2007) han establecido para la Formación Cerrejón 13 zonas palinológicas con un promedio de 48 m estratigráficos por zona, asignando una edad Paleoceno Tardío y un tiempo de deposición de 2 ma. Con base en la distribución y espesor de los mantos, la Formación Cerrejón ha sido subdividida en tres niveles (Inferior, Medio y Superior) para cada uno de las áreas (Ingeominas, 2004), así:

- Nivel Inferior: En la parte norte los mantos son considerados más delgados con espesores de hasta 2 m. El porcentaje de arcillolitas y lutitas es mayor que el porcentaje de areniscas y limolitas, en la parte central. Tiene un espesor de 267 m y está constituido por un conjunto de lodoletas y arcillolitas, intercaladas con arenitas de cuarzo. En esta sucesión se presentan ocho mantos de carbón, con espesores entre 0,70 y 2,10 m. Hacia el sector sur esta unidad aumenta su espesor a 340 m (Ingeominas, 2004).
- Nivel Medio: En la parte norte tiene 300 m de espesor (en el sector Central alcanza un espesor de 355m) y está caracterizado por la presencia de mantos gruesos de carbón, con espesores entre 0,90 y 6 m. Las areniscas y limolitas se presentan en proporciones más o menos iguales a las arcillolitas

y lutitas. Consta de una secuencia intercalada de arcillolitas grises laminadas con restos de vegetales, limolitas de cuarzo, arenitas finas a medias cuarzo feldespáticas. En la parte sur esta unidad tiene un espesor de 260 m (Ingeominas, 2004).

- Nivel Superior: En el sector Cerrejón Norte el espesor de esta unidad es de aproximadamente 400 m y se caracteriza por la presencia de mantos de carbón más gruesos, que varían entre 1,40 y 10 m de espesor. Las areniscas y limolitas predominan sobre las arcillolitas y lutitas. En la zona central del Cerrejón la unidad consiste en una sucesión de unos 390 m de arcillolitas grises oscuras laminadas, con intercalaciones de arenitas finas a gruesas, cuarzo feldespáticas, se presentan 14 mantos de carbón. En el sector Sur del Cerrejón presenta un espesor de 400 m (Ingeominas, 2004).

Recursos y Reservas

- Para el área Carbonífera El Cerrejón Norte se puede establecer que el potencial es de 3.000 millones de toneladas a 300 m de profundidad en la categoría de medidas, lo cual la convierte en el área más importante del país; no se han calculado para esta área reservas agotadas (Ingeominas, 2004).
- El Área Carbonífera El Cerrejón Central área cuenta con 670 millones de toneladas de reservas medidas; un potencial que la convierte en una de las más importantes del país (Ingeominas, 2004).
- La categoría de recursos medidos, indicados e inferidos para el área de El Cerrejón Sur se trata de un área promisoria, lo cual deberá ser comprobado mediante los estudios adicionales que se están ejecutando y el potencial en el Sector Campoalegre es de 866.837.209 t (Ingeominas, 2004).
- Con el potencial de los carbones descritos, para la Subcuenca Ranchería se tiene un potencial estimado de GAC de 6 TPCG²⁴ (TCF) (Tabla 20).

²⁴ TPCG: Tera Pies Cubicos de Gas (TCF sigla en inglés – Tera Cubic Feet)

Área	2500 Km ²
Formación Carbonífera/Edad	Cerrejón/Paleoceno
Espesor neto de carbón	360 ft
Reservas de carbón	20 BTon
Gas in place	> 6 TCF
Contenido de gas	200 - 300 scf/Ton
Rango del Carbón	Bituminoso a sub-bituminoso
Reflectancia de Vitrinita (Ro)	0,4 - 0,8 %

Tabla 27. Características geológicas de la subcuenca Ranchería - GAC.

Tomado de ANH-GEMS, (2013)

4.9.4.3 ZONA CARBONÍFERA CESAR

Se localiza en la subcuenca Cesar y se ha dividido en dos áreas carboníferas:

- **Área Carbonífera La Loma:** Se encuentra localizada en la parte central del departamento 100 km al sur de la capital, ciudad de Valledupar, en jurisdicción de los municipios de Chiriguaná, Becerril, El Paso (con su corregimiento La Loma) y La Jagua Ibirico. Tiene una extensión aproximada de 570 Km². El cauce principal del área es el Río Cesar que nace en la Sierra Nevada de Santa Marta y desemboca en el Río Magdalena. Se accede al área por la carretera que de Bogotá y Bucaramanga se dirige a Santa Marta y Barranquilla y por el ramal que partiendo de la localidad de San Roque, conduce a Valledupar y Riohacha. Existen, además, carreteras y carreteables que van a los sitios de explotación. El área está atravesada por la vía del Ferrocarril del Atlántico (Ingeominas, 2004).
- **Área Carbonífera La Jagua de Ibirico:** Se encuentra localizada al suroeste del departamento del Cesar, a una distancia de 115 Km de la ciudad de Valledupar, en jurisdicción del municipio de La Jagua de Ibirico. Posee una extensión de 24 Km² (Ingeominas, 2004).

En esta zona correspondiente a la subcuenca del Cesar se ha aplicado la nomenclatura estratigráfica de Catatumbo razón por la cual se ha empleado el nombre Formación Cuervos en vez de Formación Cerrejón para definir la unidad que alberga los mantos de carbón. Esta unidad, Formación Los Cuervos (Formación Cerrejón al norte), reposa sobre la Formación Barco en contacto transicional. La Formación Los Cuervos varía de espesor entre 245 m hasta

1.600 m. Los mantos de carbón se presentan aproximadamente a 300 m sobre la base de la unidad. Se ha dividido en tres conjuntos (Ingeominas, 2004):

- Conjunto Inferior: Compuesto de arcillolitas y limolitas de color gris a gris medio, intercaladas con bancos de areniscas, cintas y mantos de carbón (Ingeominas, 2004).
- Conjunto Medio: Conforma básicamente el nivel carbonífero productivo y está constituido por un conjunto de arcillolitas, limolitas, arenitas y hasta 60 capas y mantos de carbón (Ingeominas, 2004).
- Conjunto Superior: Se compone de arenitas de color gris claro a medio, grano fino a medio, cuarzosas, intercaladas con limolitas y arcillolitas (Ingeominas, 2004).

Recursos y Reservas

- El potencial del Área Carbonífera La Loma es de 6.291.802.875 t, en las categorías de reservas y recursos medidos, indicados, inferidos e hipotéticos, que la convierte en una de las más importantes del país (Ingeominas, 2004).
- El potencial del Área Carbonífera La Jagua de Ibirico es de 258.300.000 t, en la categoría de reservas medidas. En esta área no se reportan cálculos en la categoría de recursos (Ingeominas, 2004).
- Con el potencial carbonífero descrito, para la subcuenca Cesar se tiene un potencial estimado de GAC de 4 TCF (Tabla 21).

Área	8300 Km2
Formación Carbonífera/Edad	Cuervos/Paleoceno
Espesor neto de carbón	131 ft
Reservas de carbón	7,5 BTon
Gas in place	> 4 TCF
Contenido de gas	200 - 300 scf/Ton
Rango del Carbón	Bituminoso a sub-bituminoso
Reflectancia de Vitrinita (Ro)	0,5 - 0,9 %

Tabla 28. Características geológicas de la subcuenca Cesar - GAC.

Tomado de ANH-GEMS, (2013)

4.9.5 HIDROCARBURO POR DESCUBRIR

Se han realizado varios estudios de YTF (Yet To Find) para las diferentes cuencas colombianas incluyendo la de Cesar - Ranchería cuyos resultados se presentan en la Tabla 22, para yacimientos convencionales y en la Tabla 23 para Gas Asociado al Carbón.

Estudios YTF (Convencional)				
Año	Compañía	Metodología	Hidrocarburo Generado / Disponibles MBPE	Hidrocarburo por Descubrir MBPE
1998	Ecopetrol	Balance de masas		800
2009	ANH-UIS	Balance de masas (p50)	3,980	
2012	ANH-U NAL	Combinada (p50)	38,000	1,135
2014	ANH-GEMS	Balance de masas	912	912

Tabla 29. Estudios YTF cuencas colombianas incluyendo la de Cesar - Ranchería

Fuente: ECOPETROL - ANH

Estudios YTF (GAC)			
Año	Compañía	Metodología	GAC por Descubrir TPCG
2012	ANH-U NAL	Volumétrica	4
2013	ANH-GEMS	Volumétrica	10

Tabla 30. Estudios YTF Gas asociado al carbón

Fuente: ECOPETROL – ANH

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

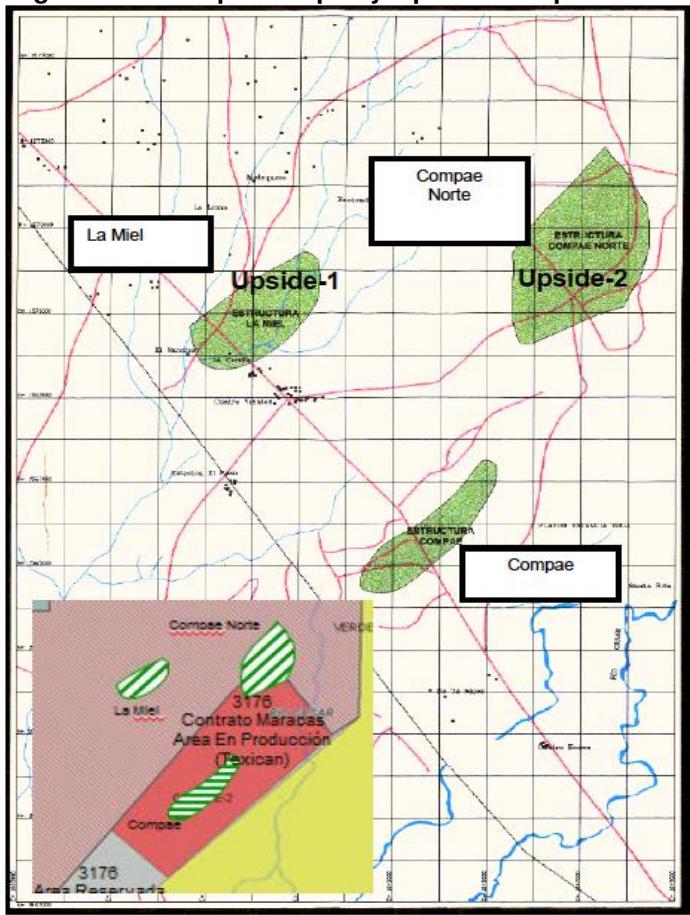
Para yacimientos de Gas Asociado al Carbón, tomaremos el valor dado en el estudio de GEMS de 10 TPCG, dado que para el campo La Loma, el operador ha estimado un potencial de reservas de 5 TPCG, superando el calculo del estudio ANH-UNAL, 2012.

Con la información de la cuenca, su historia exploratoria, su prospectividad, el estimado de producción solo se proyectara con los campos descubiertos a 2018, el campo Compae (1997) y La Loma de GAC (2006), los cuales inician su producción comercial 10 años mas tarde, un nuevo descubrimiento no aportaría producción dentro del horizonte de tiempo de este estudio.

4.9.6 EVALUACIÓN DE APORTE VOLUMÉTRICO DE RESERVAS Y PRODUCCIÓN DE LA CUENCA DEL CESAR RANCHERÍA. GAS

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

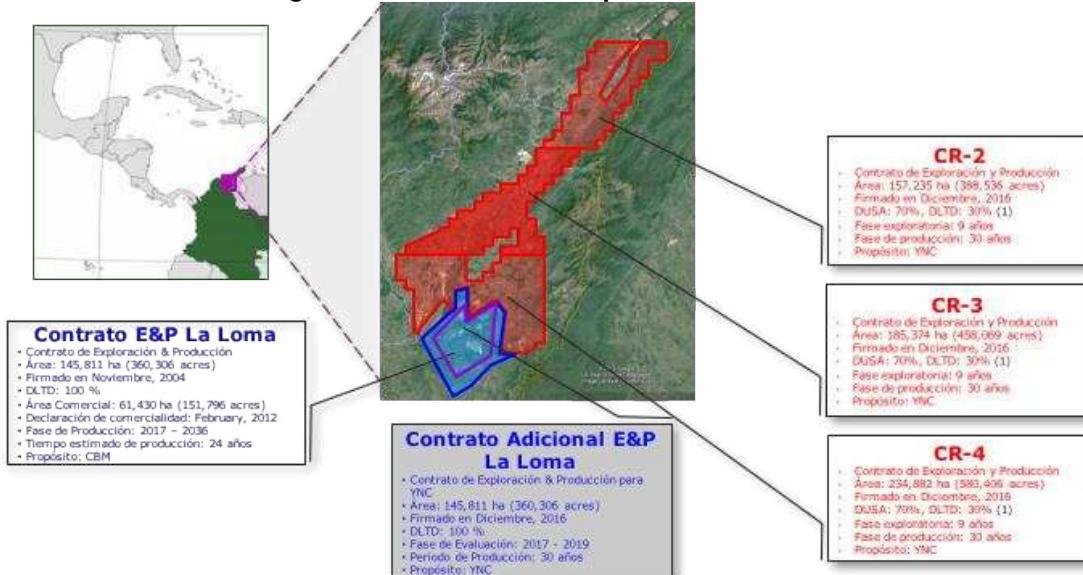
En Compae se perforaron 4 pozos, uno de ellos por debajo del contacto de agua. En la formación la Luna se produjeron en pruebas tres pozos con potenciales individuales de 3 a 14 MPCGD, e incertidumbre por no tener información suficiente de presiones. Estos pozos están listos para entrar a producción desde el año 2003 y solo se inició producción comercial en el año 2016 con una producción de 2 MPCGD y una proyección para alcanzar entre 3 y 4 MPCGD alrededor del año 2020. Se requiere inversiones y una preparación especial para el manejo del H₂S para cualquier ampliación. La última evaluación del campo planteo reservas desarrolladas por producción de 6,4 giga pies cúbicos.

Figura 153: Campo Compae y Opciones Exploratorias.


Fuente: Ecopetrol 2012.

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

Figura 154: Contratos con potencialidad CBM.



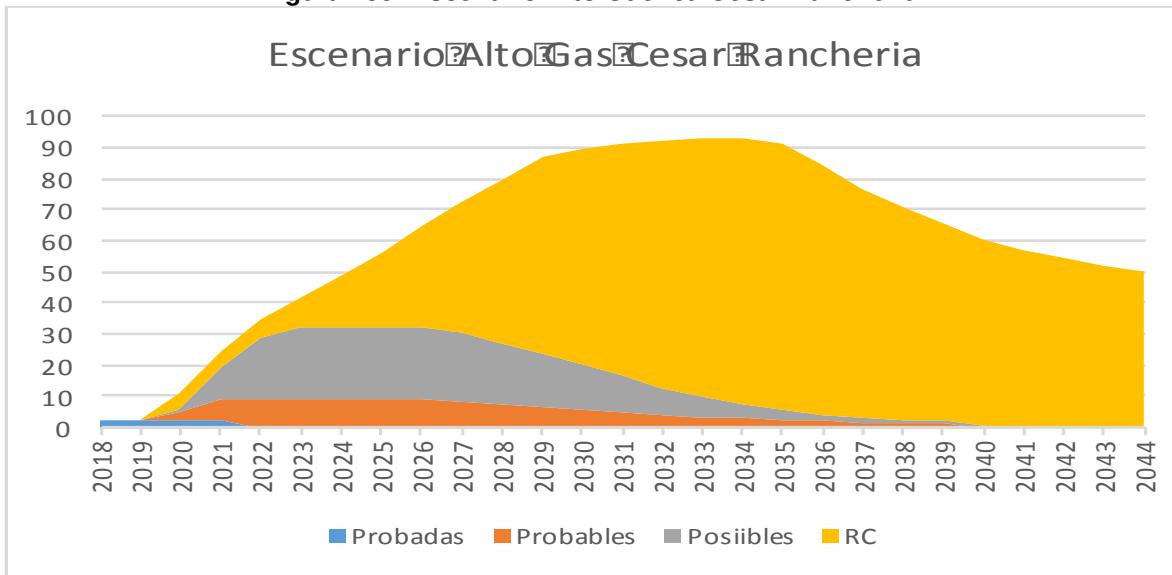
Fuente ANH 2017.

Escenario Alto de gas

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

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

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

Figura 155: Escenario Alto Cuenca Cesar Ranchería.


Fuente: cálculos propios

Es deseable efectuar un análisis YTF para los demás bloques un año después de que los pozos en evaluación en La Loma estabilicen su producción de gas.

4.9.7 FACTORES CRÍTICOS DE ÉXITO QUE IMPACTAN LA ADICIÓN DE RESERVAS EN LA CUENCA

Actividad Exploratoria

La actividad exploratoria se concentra en el contrato La Loma y su desarrollo es fundamental para el futuro de la cuenca. Igualmente poner a producir los pozos en el bloque Las Maracas, campo Compae, para lo cual la ANH y los socios del bloque podrían buscar las opciones que les sean convenientes.

Aspectos Sociales (Consulta previa, protestas sociales)

Este es un factor crítico de alto impacto en todas las Cuenca, la protesta ciudadana está ligada a diferencias de manejo complejo entre el operador y las comunidades en donde el Ministerio de Minas y el del interior son claves para los futuros desarrollos.

Potencial geológico

Las pruebas piloto de los 15 pozos perforados en el presente año en la Loma que a la fecha continúan produciendo agua, comportamiento normal en todos los yacimientos de CBM darán una información fundamental para lo que sigue.

Costos de producción (Incluyendo transporte)

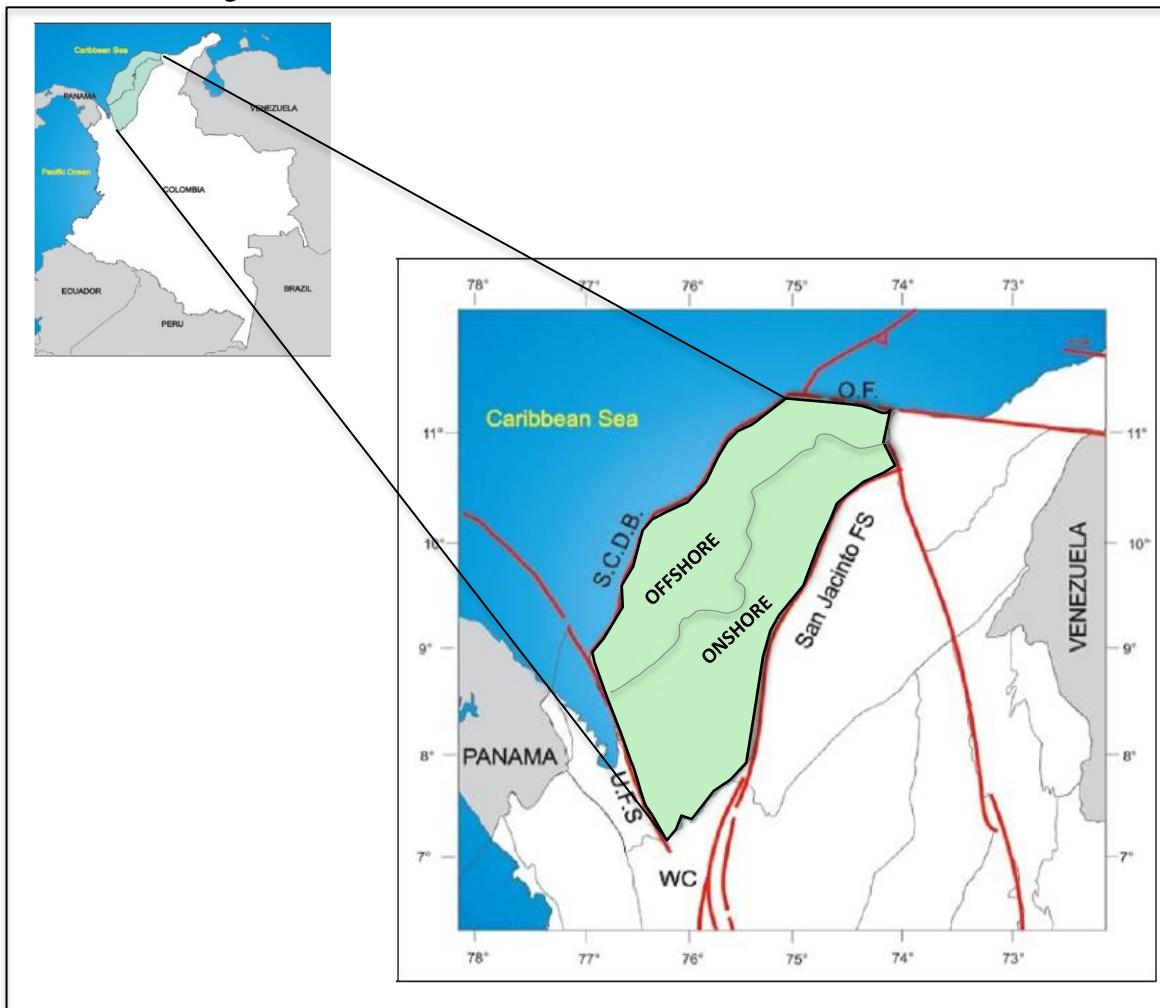
Su ubicación y cercanía a infraestructura, permiten que proyectos con volúmenes importantes se puedan desarrollar. Cuando los volúmenes son bajos los costos de explotación no permitirían desarrollos comerciales.

Precios del gas

Se requieren precios por encima de 4 US \$ /MMBTU

4.10 CUENCA SINÚ – SAN JACINTO

La cuenca de Sinú-San Jacinto se encuentra al NW del país, entre el sistema de Fallas de San Jacinto al E, la Falla de Oca (OF) al N, el frente de deformación del Cinturón del Caribe al NW, el sistema de Fallas de Uramita (U.F.S) al SW, y la Cordillera Occidental (WC) al S (figura 156).

Figura 156: Localización de la Cuenca del Sinú –San Jacinto.


Fuente: Tomada de (Barrero et al, 2007)

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

4.10.1 ESTRATIGRAFÍA

Debido a la complejidad del área, la estratigrafía de la cuenca Sinú-San Jacinto (figura 157 y figura 158) ha sido descrita por varios autores y compañías petroleras. En la literatura se han encontrado más de 90 unidades, algunas sin soporte bioestratigráfico, por tal motivo en esta compilación se muestran las unidades mejor descritas.

- Cretácico Tardío

La formación más antigua es la Formación Cansona, que se encuentra discordante sobre el basamento y consiste de arenitas, lodositas calcáreas con alto contenido de foraminíferos, cherts y conglomerados dentro de una secuencia transgresiva-regresiva. Con un espesor de 400 m (Alfonso et al., 2009) que se adelgaza hacia este, que de acuerdo a la paleogeografía del Cretácico tardío al Paleoceno temprano, puede indicar el desarrollo de una línea de costa cerca al límite actual del Valle Inferior del Magdalena. La información bioestratigráfica sugiere una edad de Santoniano-Maastrichtiano para la citada formación.

El ambiente de deposición de la Formación Cansona ha sido interpretado por varios autores como: a) ambiente batial profundo a pelágico (Guzmán, Clavijo, & Barrera, 1994); b) ambiente marino incluyendo nerítico medio a batial (GEOTEC, 1997); c) ambiente de baja energía y niveles superficiales del mar (100 a 20 m de profundidad) en el sector de Chalán – cinturón plegado de San Jacinto – (Alfonso et al., 2009) y, d) ambiente subóxico a anóxico que progresivamente se eleva a un ambiente marino proximal (Juliao, Carvalho, Torres, Plata, & Parra, 2011).

- Paleoceno Temprano

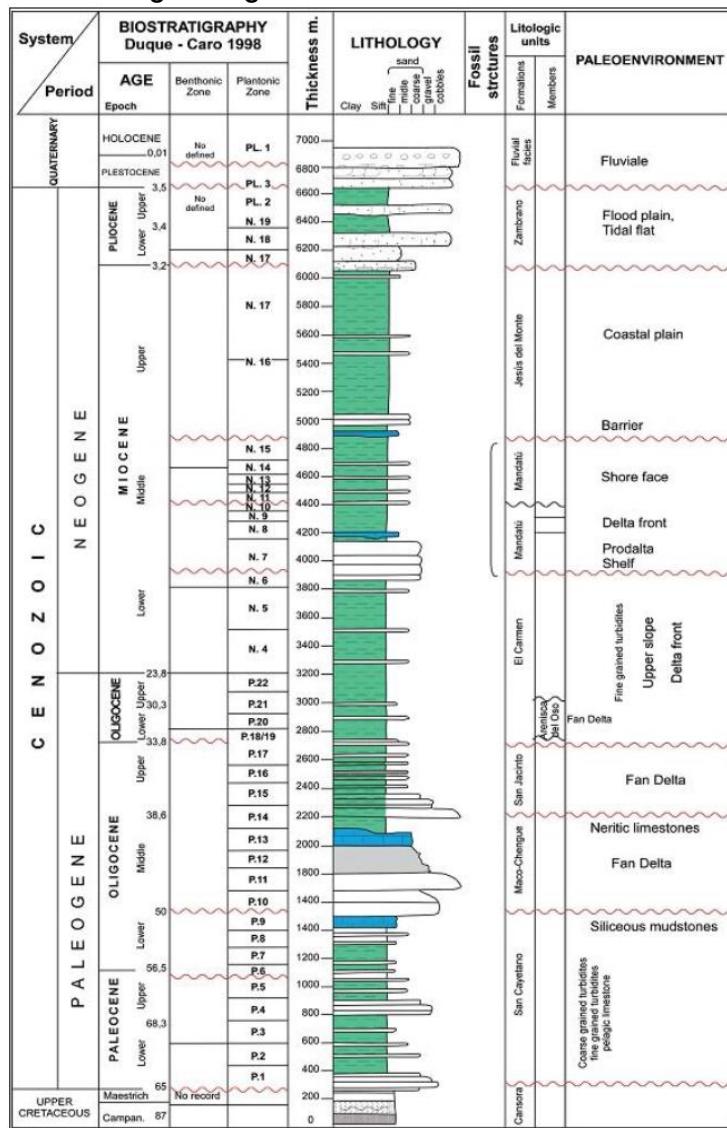
En este periodo se registra un hiato representado por la inconformidad entre la Formación Cansona y las formaciones suprayacentes, que indica la erosión de la misma (Aguilera, 2011). De igual forma, afloramientos de esta formación en algunos lugares del Cinturón San Jacinto, son producto del levantamiento del Paleoceno temprano (Aguilera, 2011).

- Paleoceno Medio a Tardío y Eoceno Temprano

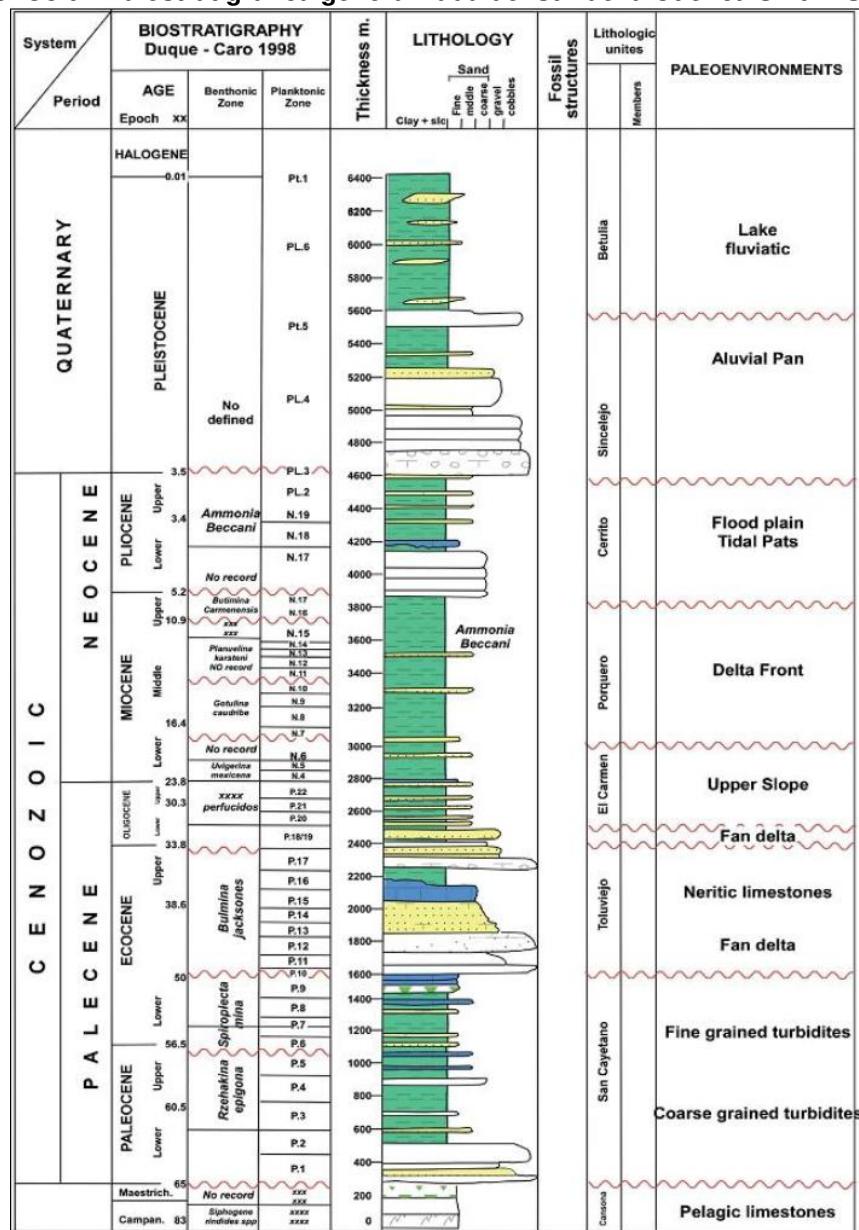
El desarrollo de la cuenca Sinú-San Jacinto está registrado en la Formación Arroyo Seco, donde una tectónica activa generó el espacio de acomodación de los

sedimentos que consisten en depósitos agradacionales de abanico deltaico (Bermúdez & Hincapié, 2008).

Figura 157: Columna estratigráfica generalizada del norte de la Cuenca Sinú – San Jacinto.



Fuente: Tomado de Guzmán (2004) (Citado por Aguilera, 2011)

Figura 158: Columna estratigráfica generalizada del sur de la Cuenca Sinú – San Jacinto.


Fuente: Tomado de Guzmán (2004) (Citado por Aguilera, 2011)

La parte inferior de la Formación Arroyo Seco en el área de Chalán se correlaciona con la Formación San Cayetano en el Cinturón de San Jacinto (Alfonso et al., 2009). Guzmán et al., (1994) describe la Formación San Cayetano como una secuencia grano decreciente de arenitas líticas arcosas, desde conglomeráticas a grano fino, cemento silíceo y calcáreo, con algunas intercalaciones de lodolitas con arenas finas a medias, con cemento calcáreo y abundante yeso y sulfuro. Mientras que Alfonso et al., (2009) la describen como conglomerados clasto soportados, compuestos por chert, fragmento de andesitas-riolitas y limolitas, bloques de calizas y areniscas, dispuesta en capas discontinuas lateralmente con gradación normal.

De acuerdo a varios autores (Duque-Caro, 1972, 1973, 1978; Guzmán et al., 1994; ICP-GOX, 2001; Mutti & Ricci Lucchi, 1978; Zimmerle, 1968) la Formación San Cayetano es de origen turbidítico, probablemente de un ambiente de abanico proximal medio a interno, sin embargo, Alfonso et al., (2009) propone para la Formación Arroyo Seco un ambiente deltaico, relativamente superficial, asociado a eventos de alta energía así como depósitos de río, adyacentes al área costera.

- Límite Eoceno Temprano al Eoceno Medio

Para Guzmán, Londoño, & Serrano, (2004), este límite corresponde a un hiato que es representado por una disconformidad entre las formaciones San Cayetano y Maco, mientras que para (Alfonso et al., 2009) se define el límite (cambio transicional) entre los miembros superior e inferior de la Formación Arroyo Seco en el área de Chalán.

- Eoceno Medio

Para este intervalo de tiempo, de acuerdo a la estratigrafía, corresponden las Formaciones Maco, Arroyo Seco (Miembro Superior) y Chengue.

Guzmán et al., (2004) describe la Formación Maco, como una secuencia de litoarenitas arkosicas de grano medio a conglomerado con matriz arena, en capas medias a gruesas, de color amarillo oscuro con algunos fragmentos calcáreos naranja pálido, y fragmentos angulares de calizas y rocas ígneas e intercalaciones de lodolitas color café, de ambiente de abanico deltaico desarrollado en plataforma marina.

Alfonso et al., (2009) en el sector de Chalán definió el Miembro Superior de la Formación Arroyo Seco como intercalaciones de capas de litoarenitas de grano fino y estratificación cruzada, con lodolitas silíceas de color verdoso oscuro y

laminación paralela y ligeramente ondulada. Este se correlaciona al sur con la Formación Maco.

La Formación Chengue suprayace la Formación Maco, y corresponde a la parte superior del Eoceno Medio. Guzmán et al., (2004) la describen como una serie de calizas bioesparísticas con algas y lodoletas calcáreas (margas) con laminación plano paralela y contenido de microfauna de ambiente marino poco profundo.

- Eoceno Tardío a Oligoceno Tardío

Bermúdez & Hincapié, (2008) describen para este periodo una relativa elevación del nivel del mar, depositándose carbonatos y formación de ambientes deltaicos, que progradan sobre la plataforma continental.

La parte inferior del Eoceno tardío en la sub-cuenca de San Jacinto está representada por una inconformidad regional y para la subcuenca del Sinú se inicia la descripción de las formaciones, esto porque no se han perforado pozos más allá de este límite.

La subcuenca del Sinú espacialmente se caracteriza: al sur, por la Formación Maralú del Eoceno Tardío; al norte, por la Formación San Jacinto del Eoceno Tardío hasta Oligoceno temprano y las Formaciones Arjona y Carmen del Oligoceno temprano al Mioceno temprano y la parte central, por la Formación Toluviejo del Oligoceno Temprano y las Formaciones Ciénaga de Oro y el Floral del Oligoceno Tardío.

La Formación Maralú la describe Guzmán et al., (2004) como una serie de marlas intercaladas con lutitas carbonáceas con alto contenido de foraminíferos, localmente con intercalaciones de litoarenitas de grano fino a muy fino o micritas grises con fuerte olor a hidrocarburos. Estas características sugieren que se depositó en un ambiente marino somero, calmado, quizás en plataforma hundida con predominancia de precipitación química al oeste y al este terrígenos de grano fino, lo que propone una gran proximidad al área de aporte (Geotec, 1997 citado por Guzmán et al., 2004).

Alfonso et al., (2009) describe la Formación Toluviejo como una secuencia depositada en un ambiente de arrecife dominado por algas a profundidades de menos de 30 m, de alta energía, en áreas de mareas a submareales, características propias de barreras, playas y barras y caracterizada por capas irregulares y gruesas de calizas grainstone, con laminación ondular, con gránulos de cuarzo que en algunas partes son conglomerados con cemento calcáreo; hacia el tope las calizas

son más limpias (sin elementos terrígenos) en capas medias, con ondulación biconvexa (biohermos), en donde son comunes los restos de corales, algas, pectínidos y equinodermos y en algunos sectores incluye estratos biológicos de oncolitos y pectínidos y capas de equinodermos.

La parte inferior de la Formación Maralú se correlaciona con la Formación Toluviejo en el área de Chalán, debido a cambios laterales de facies producto de variaciones del ambiente marino somero a plataforma carbonatada.

La Formación Ciénaga de Oro depositada en un ambiente deltaico transicional (Dueñas Jiménez, 1986) está compuesta de areniscas conglomeráticas alternadas con areniscas de grano fino, limolitas bioturbadas, en capas plano paralelas, grises, shales ligeramente calcáreos, carbonáceos y carbón (Dueñas y Duque-Caro, 1981 citado en Guzmán et al., 2004).

Alfonso et al., (2009) en el sector de Chalán definió la Formación El Floral, en su base, como capas irregulares, medianas a gruesas, de litoarenitas con cemento calcáreo, ricas en foraminíferos, con capas gruesas a medias de limolitas, meteorizadas y laminación ondular. Hacia el techo, las capas arenáceas desaparecen y la unidad se hace más lodosa y calcárea con laminación plano paralela borrosa en capas muy gruesas con yeso. Esta sección se depositó en un ambiente inicial marino somero entre la plataforma interna y la zona de transición, finalizando en un ambiente marino nerítico anóxico, a una profundidad entre 100 y 200 m.

La Formación San Jacinto está depositada en el área de Chalán en capas gruesas a medias, plano paralelas y consiste en su parte inferior de capas gruesas de areniscas cuarzosas sub-arcosicas, de grano fino, grueso a conglomerático, con glauconita y cemento calcáreo (conchas de ostras y restos de plantas) y hacia arriba conglomerados con clastos de tamaño grava, y fragmentos de lodoletas ferruginosas y calcáreas, granito y pórfidos, clastos de caliza, cuarzo lechoso y chert (Guzmán et al., 2004). En el área de Carmen de Bolívar – San Juan Nepomuceno, los depósitos se encuentran asociados a abanicos deltaicos proximales, donde las variaciones de facies son causadas por la evolución tectónica (Duarte Lenaertss, 1998).

Guzmán et al., (2004) describe la Formación Arjona en el cinturón de San Jacinto como una serie de lodoletas inter-estratificadas con capas gruesas de areniscas conglomeráticas hacia la base, con estratificación ondular y nódulos de esparita, indicando un ambiente de deposición marino somero a deltaico en algunos lugares. Se puede observar una dispersa continuidad lateral de las capas, que

corresponde a canales llenos con material clástico, bioturbación, intercalación con arcillas y limos, con abundante materia orgánica y restos de plantas y estructuras de deslizamiento sugiriendo deposición por flujos gravitacionales.

La Formación El Carmen al este del cinturón de San Jacinto se compone de lodolitas bioturbadas con algunos foraminíferos planctónicos y venas de yeso y sulfuro (Guzmán et al., 2004), depositadas en un ambiente interno de cuenca marginal, restringida y relativamente anóxica con aporte de limos, lodos y precipitación de carbonatos y relativa bioturbación, en condiciones marinas entre los 200 y 600 metros de profundidad (Clavijo & Barrera, 1999; Duque-Caro, Guzmán, & Hernández, 1996).

- Mioceno Temprano

Corresponde a una disconformidad que pone en contacto a las formaciones del Oligoceno con las de Mioceno medio.

- Mioceno Medio

Al sur de la cuenca, de W a E, están las Formaciones Pavo y Floresanto en el cinturón del Sinú y Porquera en el Cinturón de San Jacinto. En el área central de Chalán las formaciones Jesús del Monte y Rancho y finalmente en el norte la Formación Hibácharo.

Según GEOTEC, (1997), la Formación Pavo en su parte inferior presenta capas gruesas de areniscas líticas a sub-líticas de grano medio a conglomerático (pebble) con fragmentos de ostras y restos de plantas, selección moderada, cemento calcáreo, intercalada con capas delgadas a medias de lutitas y algunas de turba; estratificación cruzada, laminación ondulada discontinua de carbón o asfalto, marcas de erosión, bioturbación e ichnofósiles; y en la parte superior, hay lutitas y algunos niveles arenáceos a la base, con restos de plantas y bioclastos de ostras y madrigueras. La estratificación cruzada indica un ambiente de deposición deltaico transicional.

La Formación Pavo se correlaciona al E con la Formación Floresanto, la cual hacia su base tiene una serie de areniscas de grano medio, ligeramente calcáreas, con grano decrecimiento y capas cada vez más finas y hacia el tope se encuentran capas delgadas a gruesas de lutitas intercaladas con limolitas calcáreas y areniscas líticas. Se encuentran restos de plantas, carbón y conchas de bivalvos. Según GEOTEC, (1997), esta unidad se depositó en un ambiente marino en profundidades batiales.

La Formación Porquera del cinturón de San Jacinto, se correlaciona con la Formación Floresanto y consiste de material calcáreo varicoloreado con macrofósiles y concreciones calcáreas hacia el tope. Hacia el NE es más arenáceo y corresponde a un ambiente de deposición marino entre los 200 y 600 metros de profundidad (Dueñas Jiménez & Duque-Caro, 1981).

La Formación Rancho la describe (Guzmán et al., 2004) como una secuencia de arenas con algunas limolitas arcillosas, expuesta en el arroyo de Alférez e interpretada por Petters & Sarmiento, (1956) como una deposición en ambiente nerítico (entre los 200 y 400 m) con un sustrato con contenido bajo en oxígeno, mientras que Duque-Caro et al., (1996) determinaron que esta formación se depositó en un ambiente batial inferior (entre 2000 y 1000 m) con forma lobular, asociado a facies de abanico con predominancia de arenas y lodos transportados hacia la plataforma y canalizadas por el cañón submarino.

Guzmán et al., (2004), describen la Formación Jesús del Monte como una secuencia depositada en un ambiente marino somero, que consiste hacia la base de arcillolitas verdes en capas gruesas y hacia el tope, arcillolitas con lentes arenáceos y limolíticos, intercalados con capas delgadas de arenas líticas, calcáreas, de grano fino a muy fino con glauconita. Se encuentra macrofauna como moluscos, gasterópodos, además bioturbación a la base de la formación.

Al norte las formaciones Rancho y Jesús del monte se correlacionan con la Formación Porquera y con la Formación Hibácharo (más hacia el norte) la cual consiste de capas muy gruesas a gruesas de arenas de grano muy fino a conglomerático, con intercalaciones de lodolitas y arcillolitas, en capas medias a gruesas, con abundantes fragmentos fósiles hacia el tope que corresponden a los encontrados en la Formación Tubará (Guzmán et al., 2004). Barrera (1999 citado por Guzmán et al., 2004) postula un ambiente de deposición marino de plataforma interior al tope y hacia la base un ambiente de plataforma externa a batial superior, en una secuencia regresiva.

Bermúdez & Hincapié, (2008) describen en el Mioceno Tardío una caída del mar que permite la progradación de los ambientes de costa y facies arenáceas en el cinturón plegado de San Jacinto, representando la Formación el Cerrito y sus equivalentes. Así mismo, este periodo representa la inconformidad que pone en contacto la Formación Porquera con la Formación Cerrito, en el cinturón de San Jacinto, al norte del mismo, las formaciones Jesús del Monte y Hibácharo con la Formación Tubará y en el área del Sinú las formaciones Pavo y Floresanto con la Formación Pajuil.

- Mioceno Tardío y Plioceno

La Formación Pajuil del Mioceno tardío inferior, consiste hacia la base de areniscas calcáreas intercaladas con lutitas grises y limolitas con restos de plantas y hacia el tope es una secuencia predominantemente lutítica, con algunas areniscas, restos de plantas, moluscos y conchas (Guzmán et al., 2004), depositada en un ambiente batial superior a marino nerítico (Geotec, 1997 citado por Guzmán et al., 2004). Según Oppenheim (1957) (citado por Guzmán et al., 2004) consiste de shales grises azulosas intercaladas con areniscas y shales arenáceos, con niveles de concreciones y calizas.

Geotec (1997) (citado por Guzmán et al., 2004) divide la Formación Mocorroy – El Pantano de edad Mioceno tardío superior, en cuatro subunidades de base a tope: a) Está compuesta por capas gruesas a muy gruesas de areniscas líticas friables localmente calcáreas, que gradan a limolitas, lodolitas y arcillolitas en láminas gruesas a capas medias; b) consiste de areniscas líticas en capas delgadas a gruesas, estratificación cruzada, plano paralela, con intercalaciones de lutitas con restos de plantas; c) capas gruesas a muy gruesas de conglomerados arenáceos bioclásticos que varían lateralmente y verticalmente en capas de areniscas líticas intercaladas con limolitas fosilíferas y lutitas; d) lutitas rojizas en capas gruesas a muy gruesas con intercalaciones de areniscas lutíticas amarillo claro y moluscos. Según Guzmán et al., (2004) la Formación Arenas Monas (Mioceno tardío superior-Plioceno temprano) se depositó en ambiente influenciado por tectonismo lo que resulta en abanicos aluviales conglomeráticos, conglomerados arenáceos de pebble, areniscas conglomeráticas, depositados en corrientes de alta energía al inicio y posteriormente sedimentos muy finos, areniscas grises y lutitas de ambientes inter-distributarios.

La Formación Corpa se correlaciona con la parte superior de la Formación Arenas Monas en el Sinú, su parte inferior consiste de conglomerados arenáceos polimíticos, clasto soportado que varía a areniscas líticas, cuarzosas, en capas muy gruesas y limolitas laminadas, con estratificación cruzada ondulada y superficies de erosión, demostrando un ambiente de deposición continental de abanico aluvial proximal. La parte superior es descrita como capas medias a muy gruesas de areniscas de grano fino a areniscas conglomeráticas, compuesta de cuarzo lechoso, chert, limonita, muscovita, con bioturbación que trunca la estratificación, lo que probablemente corresponde a un ambiente continental fluvial. La Formación Cerrito representa el Mioceno al Plioceno; en el cinturón de San Jacinto se correlaciona con las formaciones Bayunca, Tubará y El Descanso, y consiste de conglomerados hacia la base y hacia el tope de areniscas calcáreas con bioclastos con grano decrecimiento, limolitas y arcillolitas verdes intercaladas de

concreciones de limolitas calcáreas (Guzmán et al., 2004). Clavijo & Barrera, (1999) interpretaron esta formación como un ambiente marino nerítico superior, con transporte de conchas.

La Formación El Descanso depositada en ríos meándricos con sus correspondientes planicies de inundación, consiste de capas medias de litoarenitas conglomeráticas con capas delgadas de lodolitas rojas en las que el desarrollo de paleosuelos es común (Guzmán et al., 2004).

Guzmán et al., (2004) describe la Formación Bayunca como un depósito formado en una zona de canales inter-mareales con abundante concentración de conchas y areniscas rellenando canales abandonados con contactos erosivos, estratificación ondular paralela que pudo ser destruida por la intensa bioturbación y consiste a la base de areniscas de grano muy fino en capas medias a delgadas intercaladas con limolitas moteadas, lodolitas bioturbadas y capas nodulares de arenisca calcárea de grano muy fino. Hacia el tope son areniscas de grano grueso a conglomeráticas.

La Formación Tubará hacia la base muestra alternancia entre areniscas conglomeráticas y conglomerados con clastos de cuarzo lechoso, limolitas, chert y rocas ígneas en una matriz arenácea, también areniscas en capas muy gruesas a medias, con grano crecimiento, intercalada con arcillolitas y lodolitas. Según Guzmán et al., (2004), hacia el tope esta formación presenta calizas terrígenas que pueden transformarse en areniscas de grano fino con presencia de fragmentos de bivalvos, demostrando que se depositó en un ambiente marino somero asociado a lagoon debido a material carbonífero y yeso laminar (selenita). Según Duque-Caro, (1973), esta unidad corresponde a una facie turbidítica, sin embargo litológicamente se interpreta como un ambiente detrás de la playa (canales distributarios y lagoon).

4.10.2 ELEMENTOS ESTRUCTURALES PRINCIPALES

Los límites propuestos por Barrero, Pardo, Vargas, & Martínez, (2007) para la cuenca Sinú-San Jacinto son:

a. Para la zona offshore

Noreste: Falla de Oca

Noroeste: frente de deformación del Cinturón Deformado del Caribe Sur

Sureste: línea de costa actual

Suroeste: Sistema de fallas de Uramita

b. Para la zona Onshore

Nor-noroeste: Línea costera actual
Este: Sistema de Fallas de Romeral
Sur: Cordillera Occidental
Oeste: Línea costera actual
Suroeste: Sistema de Fallas de Uramita

El sistema de Fallas de Romeral (límite Este de la cuenca) presenta un problema en el área de Sinú-San Jacinto y en la cuenca del Valle Inferior del Magdalena que consiste en que dicha sutura no separa con claridad corteza oceánica de corteza continental puesto que no hay una clara evidencia geológica del sistema de fallas, ni expresión superficial de las mismas. En cambio, hacia el sur del país, el sistema está descrito como una sutura que separa con claridad la corteza oceánica al oeste de la corteza continental al este.

Un ejemplo de la compleja relación que existe entre la corteza oceánica y la continental al noroeste colombiano lo muestra Ruiz, Davis, Bentham, Price, & Carvajal, (2000), a partir de mediciones gravimétricas, al sugerir dos posibles modelos para explicar el gradiente gravimétrico al oeste, cerca de la Falla de Romeral: en el primero se plantea un promontorio pre-existente del Jurásico-Cretácico del margen continental, y en el segundo, el gradiente se explica a través de un bloque alloctono de corteza continental que ha sido acrecionado durante la formación del Cinturón Fallado de San Jacinto durante el Terciario temprano.

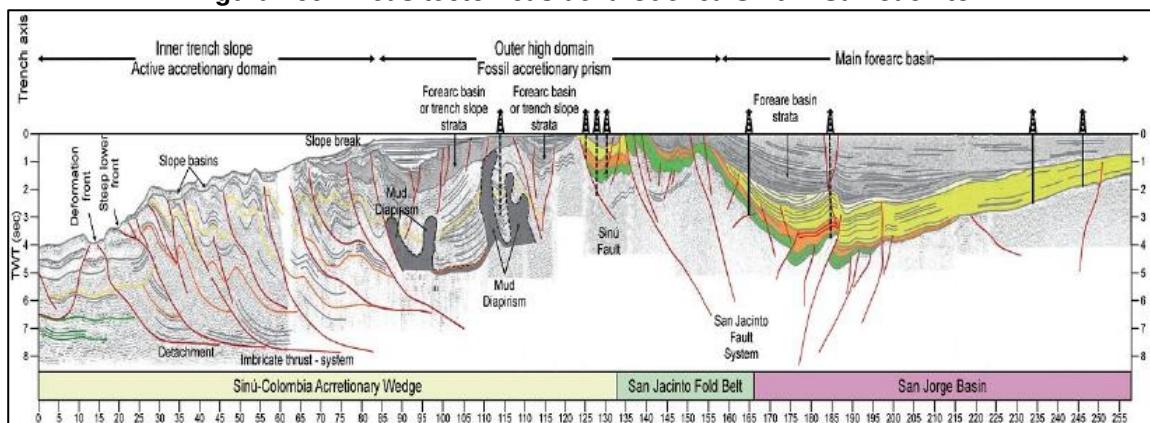
Cerón, Kellogg, & Ojeda, (2007), con la información gravimétrica disponible concluyen que no existe corteza oceánica en la Cuenca Sinú-San Jacinto, y postulan un basamento transicional. Llegaron a esta conclusión al comparar el modelo del basamento de la Cordillera Occidental de afinidad oceánica por las densidades utilizadas (2.8 y 2.9 g/cm³), con las densidades usadas en la cuenca citada, que fueron del orden de 2.6-2.67 g/cm³, densidades que caracterizan rocas de afinidad continental.

De otro lado, Mantilla-Pimiento, Jentzsch, Kley, & Alfonso-Pava, (2009), proponen tres áreas tectónicas principales, para la cuenca (figura 159):

- El alto exterior (prisma de acreción antiguo) en costa afuera caracterizado por fallamiento normal, pliegues de crecimiento y diapirismo de lodo, incluye el sector más hacia el este de la Cuña de Acreción del Sinú-Colombia y el cinturón plegado de San Jacinto, de edad Cretácico Superior a Mioceno Medio.

- Un sistema de fallas imbricado con vergencia hacia el mar que se desarrolla en el frente del prisma por deformación activa y acortamiento que dan un prisma de acreción activo desde el Mioceno Tardío al presente y corresponde al exterior de la Cuña de Acreción de Sinú-Colombia, del cual se concluye por modelación en 3D de la densidad, que la falla del Sinú no es el límite entre estos dos eventos acrecionarios.
- Entre el complejo de acreción antiguo y al arco se encuentra la Cuenca de Antearco de San Jorge - Plato (Valle Inferior del Magdalena).

Figura 159: Áreas tectónicas de la Cuenca Sinú – San Jacinto.



Fuente: Tomado de (Aguilera, 2011)

4.10.3 PROVINCIAS GEOLÓGICAS

La cuenca Sinú-San Jacinto involucra dos provincias geológicas bien diferenciadas: el Cinturón Plegado de San Jacinto (CPSJ) y el Cinturón Plegado del Sinú (CPSn), separados por el sistema de Fallas de San Jacinto.

Subdivisiones de la cuenca que se realizaron basados en cartografía por el lineamiento del Sinú caracterizado por; la falla del Sinú de dirección norte-sur y que controla el río Sinú, la falla de Villanueva-El Totumo al norte del Golfo de Morrosquillo y la falla de El Jinete al norte de la cuenca.

Cinturón Plegado de San Jacinto (CPSJ)

La sub-cuenca del Cinturón Plegado de San Jacinto está ubicada al W del Valle Inferior del Magdalena (VIM) y al E con el Cinturón Plegado del Sinú. Limita al este con el Sistema de Fallas de San Jacinto, al oeste con el lineamiento del Sinú, al norte con la falla de Oca y al sur con las estribaciones de la Cordillera Central.

Estructuralmente se caracteriza por un cinturón de pliegues elongados y alargados, resultado de fallas de propagación dextrales, fallas cabalgantes, en dirección NNE-SSW; evidencias de una tectónica compresiva y una zona de cizalla dextral (Bermúdez & Hincapié, 2008).

El CPSJ tiene su origen en la colisión oblicua entre la Placa Caribe y la Placa Suramericana (Bloque Andino), a partir del Eoceno medio (Flinch, 2003), evidencia de una tectónica de tipo compresiva; dando como resultado tres altos no mayores a 700 m que corresponden a los anticlinales de Luruaco, San Jacinto y San Jerónimo.

De acuerdo al modelo tectónico el prisma de acreción que se suelda al continente debe tener características oceánicas, sin embargo no existe claridad al respecto y los sedimentos suprayacentes de edad Cretácico tardío y Paleoceno, no corresponden a ambientes marinos sino a facies de litoral y plataforma donde la fuente puede ser el hoy VIM.

- Anticlinales de Luruaco y San Jacinto

Para las cadenas montañosas de Luruaco y San Jacinto, Bermúdez & Hincapié, (2008), describen fallas de rumbo dextrales, de alto ángulo con dirección NW y pliegues doblemente buzantes de dirección NNE-SSW, dispuestos oblicuamente en relación con las fallas.

- Anticlinal de San Jerónimo

Anticlinal localizado al W de la falla de Tucura, al E del sistema de Fallas de San Jacinto, al N del anticlinal de San Jacinto y al S de la Cordillera Occidental, regionalmente se observa que el anticlinorio buza hacia el N. Al norte del anticlinal las fallas y pliegues tienen una tendencia N-S y, al sur tienen tendencia NNE y NE, con transpresión de tipo dextro. Tectónica que expone afloramientos del basamento oceánico con rocas como; Peridotitas de Planeta Rica, Basaltos de Nuevo Paraíso y rocas ultramáficas de Cerro Matoso (Londoño & González, 1997).

Cinturón Plegado del Sinú (CPS)

El CPS está ubicado al este del lineamiento del Sinú, limita hacia el oeste con el Cinturón Deformado del Sur del Caribe y al suroeste con el sistema de Fallas de Uramita (Sistema de fallas de Urabá).

Se caracteriza por tener una gruesa secuencia sedimentaria que se muestra más completa en la data sísmica (Paleógeno o Cretácico) ya que no ha sido completamente perforada, solo se ha llegado a rocas de edad Oligoceno tardío o Mioceno temprano; secuencia que además ha sido afectada por diapirismo de lodo. El cinturón plegado tiene un estilo estructural de fallas inversas y pliegues, con una dirección SSW y fuerte deformación dentro del continente, debido a los mencionados diapiros de lodo.

Estructuralmente se puede separar en dos provincias; la Provincia de Deformación Onshore está asociada a procesos de diapirismo de lodo y compresión/extensión, y la Provincia de Deformación Offshore se localiza al límite de la plataforma y muestra el Frente de Deformación del Sinú.

- Provincia de Deformación Onshore

El área de Onshore en general consiste de estructuras en dirección NNE-SSW, pero hacia al sur en cercanías del Sistema de Fallas de Uramita tienden a tener dirección N-S. El diapirismo de lodo en la región ha producido particionismo en el prisma sedimentario del Neógeno, lo que da lugar a la formación de amplios sinclinales y estrechos anticlinales, los cuales han creado mini cuencas sedimentarias sucesivas, de forma ovalada en superficie y en la sub-superficie. Dentro de los sinclinales se desarrollan sucesiones sedimentarias asimétricas con pliegues de arrastre, estratos de crecimiento y desarrollo de inconformidades sindeposicionales del Plioceno, edad también asignada al diapirismo de lodo. Bermúdez & Hincapié, (2008) consideran que al sur de la cuenca hay transpresión sinestral con presencia de fallas y deflexión de las estructuras, producto de la colisión del bloque Choco-Panamá.

- Provincia de Deformación Offshore

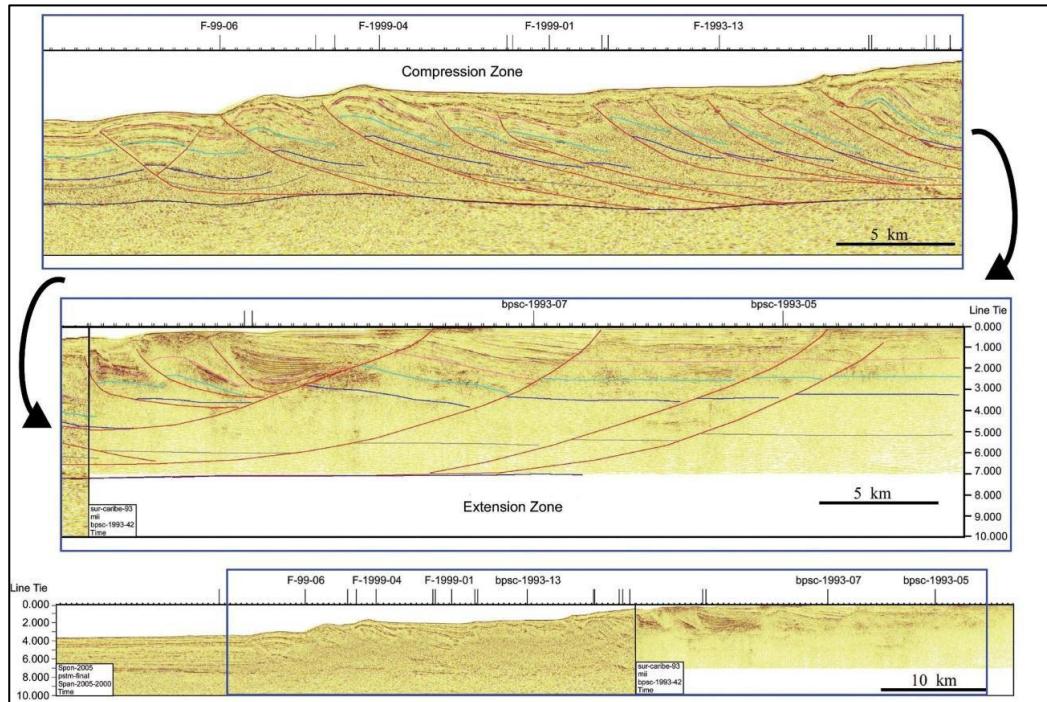
A través de información sísmica y batimetría se plantean dos áreas en la zona Offshore, una cerca a la costa, donde hay diapirismo de lodo que separa depocentros asimétricos y otra, al oeste de la anterior, donde fallas normales de dirección NW forman pliegues imbricados de tendencia NE-SW conocido como Frente de Deformación del Sinú.

El Frente de Deformación del Sinú es de forma arqueada y con eje axial al frente del Golfo de Morrosquillo; este frente de deformación (ArbiToto & Kellogg, 1992; Duncan & Hargraves, 1984; Flinch, 2003; Pindell., 1991) ha sido considerado como un prisma de acreción resultado de la subducción de la placa del Caribe debajo de la placa de Sur América. Moreno et al., (2009) explica la formación del prisma a

través de una serie de pliegues compresionales que se forman en aguas profundas en márgenes pasivas por mecanismos de tectónica gravitacional (deslizamientos y esparcimiento). También, los perfiles sísmicos muestran un espesor constante en las unidades sedimentarias, evento que sugiere que la secuencia se depositó antes que se iniciara la deformación, mecanismo propio de una zona de subducción y prueba de la deformación gravitacional.

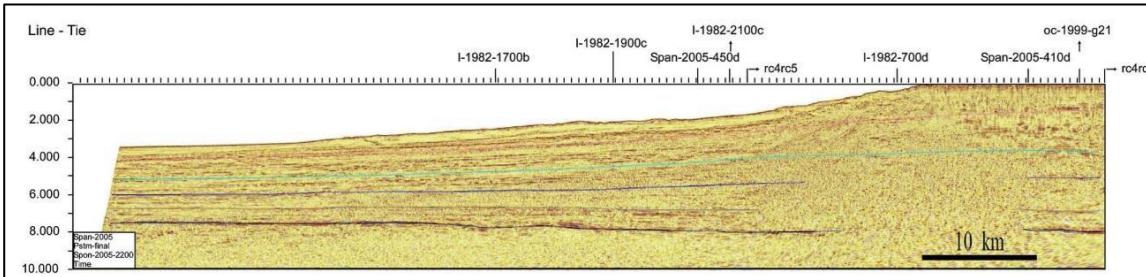
De otro lado, la extensión causada por estos mecanismos (figura 160) en la parte proximal es compensada por el desarrollo de deformación de cobertura compresional debajo de los niveles de desprendimiento regional (Rowan, Peel, & Vendeville, 2004), los cuales corresponden a niveles de materiales dúctiles, tales como sal o shales sobre-presionados. La evidencia que da soporte a esta teoría (Moreno et al., 2009) es que en los perfiles sísmicos a lo largo del delta del Magdalena (figura 161) se ve la falta de deformación por ausencia de un margen deformado activo. Además la sísmica sobre el cinturón plegado del Sinú muestra sistemas de pie de falla que en su relleno sedimentario no está casi deformado: indicativo de ninguna actividad estructural reciente, evento que no se espera en un arreglo subducido.

Figura 160: Sección sísmica interpretada de la Provincia de Deformación Offshore de la cuenca del Sinú.



Fuente: Tomado de (Aguilera, 2011)

Figura 161: Sección sísmica interpretada del Delta del Magdalena.



Fuente: Tomado de (Aguilera, 2011), citado en Lozano & Zamora, (2014)

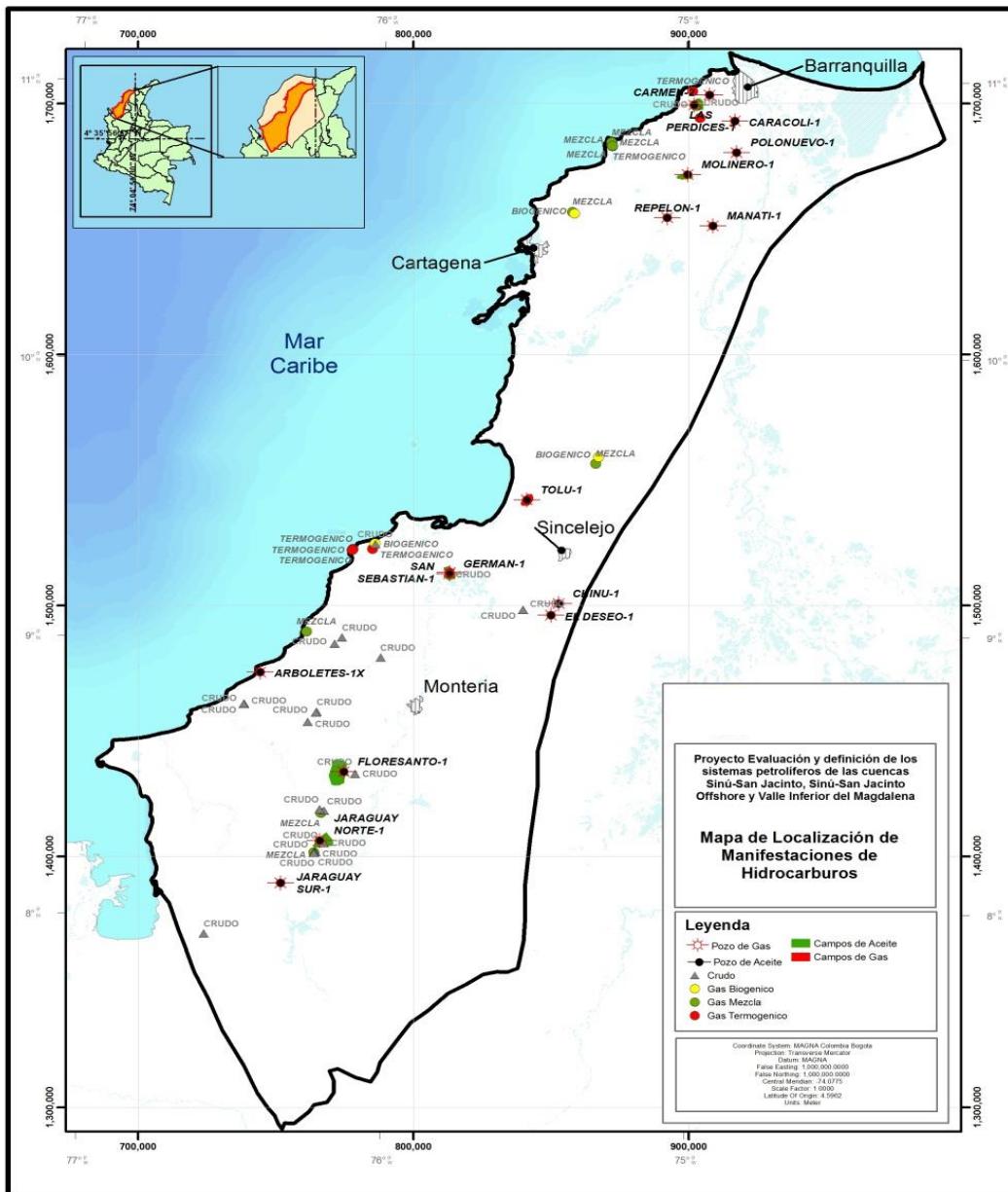
4.10.4 SISTEMA PETROLIFERO

En la cuenca Sinú – San Jacinto Onshore hay manifestaciones importantes de hidrocarburos representadas por campos de aceite y gas, manifestaciones de hidrocarburos en varios pozos no comerciales y numerosos manaderos de aceite y gas. La mayoría de estas manifestaciones han sido clasificadas como termogénicas. Todas las evidencias (figura 162) indican la existencia de sistemas petrolíferos activos en la cuenca. La cuenca Sinú – San Jacinto es la cuenca donde se presenta el mayor numero de manifestaciones de hidrocarburos en superficie del país. (figura 163)

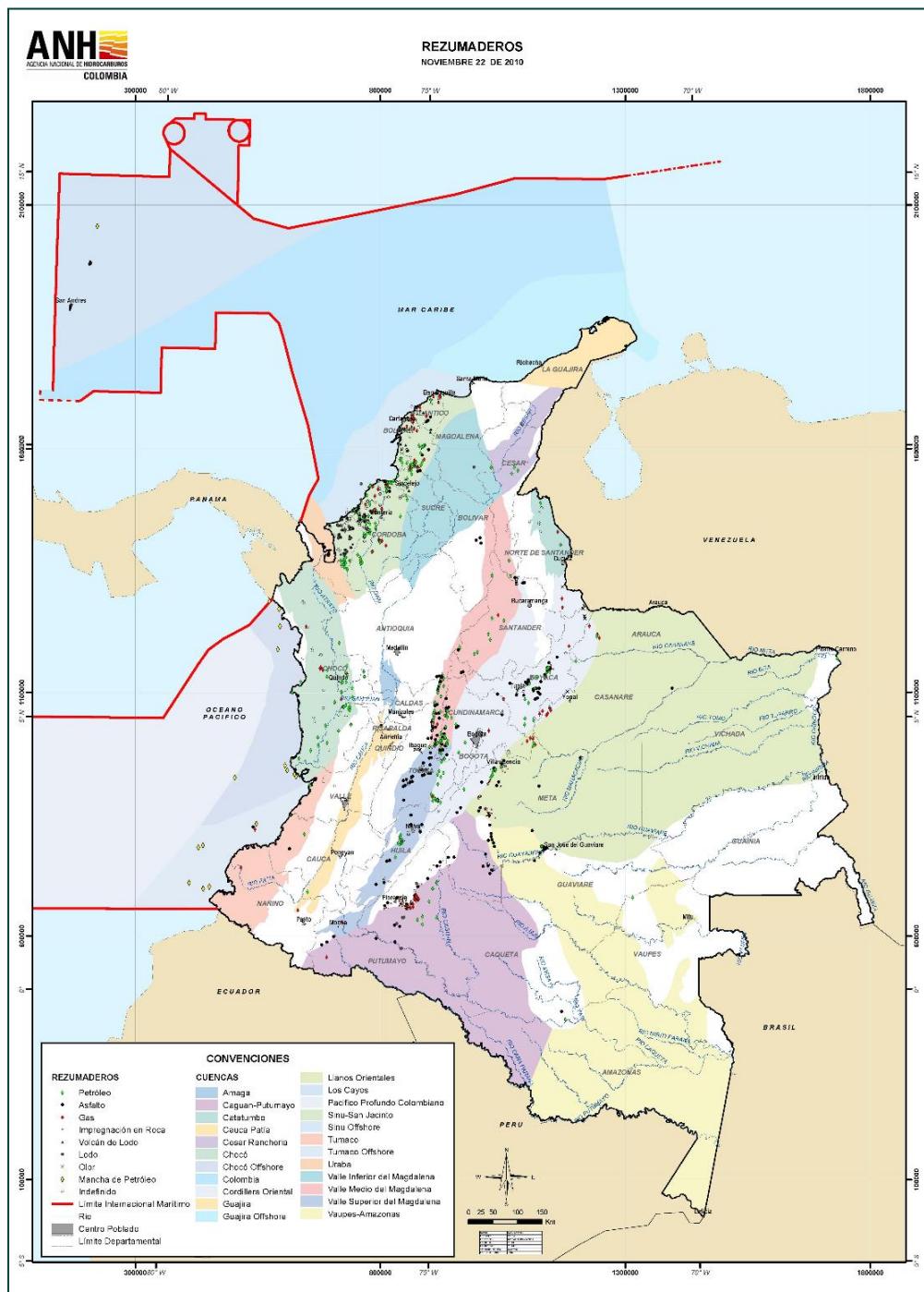
Se conoce hasta ahora que el sistema petrolífero de la cuenca está compuesto por las siguientes rocas:

- Roca Generadora: Las principales formaciones consideradas como roca generadora tanto en Sinú Onshore como Sinú Offshore son las Formaciones Cansona y Ciénaga de Oro. La Formación Cansona ha sido cartografiada y caracterizada en los cerros Cansona, Purgatorio y San Sebastián. Diferentes autores la dividen en un miembro inferior con abundantes lodos micríticos ricos en materia orgánica y una parte superior con porciones arcillosas, lutíticas y paquetes arenosos (Duque-Caro, 1972 y Guzmán, 1991). Se observan valores de riqueza orgánica buenos a excelentes, madurez en ventana o próximos a la ventana de generación de crudo y kerógenos predominantemente Tipo II. El ambiente de deposición ha sido señalado por Juliao et al., 2011, como de plataforma subóxica a anóxica a marino proximal somero. La Formación Ciénaga de Oro ha sido perforada en varios pozos en el norte de la cuenca y los datos geoquímicos muestran valores de riqueza orgánica que varían de pobres a buenos, algunos con buena riqueza orgánica en ventana de generación, especialmente en el pozo Morrosquillo-1.

**Figura 162: Localización de las manifestaciones de aceites (campos, pozos y rezumaderos).
Cuenca Sinú - San Jacinto Onshore.**



Fuente: Tomado de (ANH - HALLIBURTON 2013)

Figura 163: Mapa de rezumaderos de hidrocarburos en Colombia


Fuente: Tomado de (ANH, 2010)

La información de soporte la constituye los resultados de los análisis geoquímicos de pozos perforados:

- Sinú – Offshore

POZO	T.D	COT%	HIP	TMAZ 0°C	REMARKS
Fuerte 1	9.850	0.8-0.9		ro% = 0.4-0.7	strong oil & gas show - no commercial
Morrosquillo1	14.800	0.23-1.21	171,5	372-377	
Uvero1	14.500	0.8-1.5		ro% = 0.6-0.8	oil window, Porquero shale
San Bernard1X	5.682	0.17-1.95		ro% 1.0-1.2	oil & gas show, oil window, gas shows
Arboletes 1X		8.837			

- Sinú Onshore

ROCA FUENTE	COT%	S1	S2	TMAX	IH	IO	IP	PG (S1S2)	SI/TOC	RO%
ONSHORE										
PORQUERO SHALE										
Máximo	8,22	2,38	17.00	468	221	492	0.91	17.00	1.87	1.35
Media	1,01	0,11	0.87	428	60	103	0.17	1.00	0.12	1.00
Mínimo	0,23	0,01	0.01	286	2	18	-	0.04	-	0.30
CIENAGA DE ORO										
Máximo	45,80	3,84	76,94	526	374	316	1,0	77,99	3,03	0.79
Media	2,73	0,31	2,90	430	630	74	0.17	3,18	0,20	0,45
Mínimo	0,07	0,01	0,01	-	-	0,10	-	0,03	-	0,30
ARROYO SECO										
Máximo	12,20	5,43	38,92	547	374	181	0.61	39,71	2,17	-
Media	1,53	0,18	2,20	417	88	28	0.40	0,10	0,09	-
Mínimo	0,06	0,01	0,62	311	5	1	-	-	-	-
CANSONA										
Máximo	4,56	4,52	1,39	450	600	209	1.00	4.59	2,97	0,52
Medio	1,68	0,44	0,38	-	400	90	0.46	0.78	0,52	0,34
Mínimo	0,15	0,03	0,01	420	-	03	0.08	0.09	-	0,25
OFFSHORE										
CIENAGA DE ORO										
Máximo	1,93	0,82	1,38	452	149	300	0.77	1,90	1.58	1.29
Medio	0,71	0,12	0,41	424	54	137	0.21	0,53	0.21	1.25
Mínimo	0,17	0,02	0,08	336	11	63	0.05	0.11	0.02	1.21

A continuación se describen las formaciones que tienen potencial como roca generadora en la cuenca Sinú – San Jacinto:

- **Formación Porquero**

Litológicamente representada por una secuencia de arcillas, intercaladas con faces arenoso – arcillosas. La edad de la Fm Porquero es Mioceno Medio y fue depositada en un ambiente de plataforma externa geoquímica. La secuencia arcillosa presenta un máximo estadístico de 8,22% (COT) y uno medio de 1,01%.

El grado de madurez temprano, está definido por el Tmax = 468º C, sin embargo la Vitrinita, presenta un valor de 1,35% Ro, las relaciones IH, IO; indican que el Kerogeno es de tipo III, considerado generador de gas, recientemente Canacol en el VIM ha probado con éxito el sistema petrolífero Porquero – Porquero facies de arenas, lo cual comprueba que estas rocas son fuentes efectivas para la generación de gas biogénico.

- **Formación Ciénaga de Oro (oligoceno – mioceno)**

La formación se depositó en un ambiente de plataforma, donde sedimentos deltaicos y carbonatos, constituyen la litología representativa de esta unidad estratigráfica.

La evaluación geoquímica, resalta la alta riqueza orgánica de la unidad, con un máximo a medio valor estadístico de 46,30 a 2,73% COT. Termalmente la secuencia se asocia a la ventana de generación efectiva Tmax de 430ºC y un porcentaje de Vitrinita de 0,79VRo, las relaciones IH y IO; indican un Kerogeno tipo II, generados de recursos de petróleo.

En Offshore, la formación Ciénaga de Oro muestra un potencial de riqueza orgánica que varía de 0.71 – 1.93% COT; que lo clasifica como regular, los parámetros termales presentan una variación amplia, según el indicador Tmax, este se encuentra en el rango de madurez inicial a ventana de generación de aceite (427 – 452ºC), sin embargo los valores de la vitrinita son consistentes en el rango de 1.25 – 1.29% Ro, que define que el kerogeno es una mezcla de II Y III, generador de gas, sustentado por los datos de producción de los pozos offshore, particularmente Cartagena 2, 2X,3, Barranquilla 1, de tal manera que las unidades estratigráficas incluidas dentro de la plataforma interior, son acumuladores de recursos de gas.

- **Formación Arroyo Seco (San Cayetano)**

La formación Arroyo Seco, es predominante arenosa en la parte inferior y media, con facies arcillosas hacia la parte superior, depositada en un ambiente deltaicas.

La formación San Cayetano, constituye a un cambio de facies de la formación Arroyo Seco, y consta de un miembro inferior compuesto de Lutitas, grises y esporádico paquetes de arenas, el miembro superior es una facies de arenas que grada a conglomeradas con Lutitas negras al tope (ANH/LANDMARK – HALLIBURTON 2013).

Estadísticamente la riqueza orgánica varía de una media de 1,53% a un máximo de 12.13% COT; termalmente varía de un estado inmaduro (mayor 435°C Tmax) a sobre madura (menor a 500°C Tmax). Los índices IH & IO indican una mezcla de kerogeno tipo II Y III con un potencial generador variable.

- **Formación Cansona (cretácico tardío)**

Miembro inferior, presenta una secuencia de abundantes lodos micríticos ricos en materia orgánica y el miembro superior en porciones volumétricas de arcillolitas, lulitas y paquetes arenosos. El ambiente de deposición ha sido señalado como de plataforma subóxica a anóxica en un marino proximal somero.

Geoquímicamente, presentan valores de riqueza orgánica de buenas a excelentes, madurez en ventana a próximos a la ventana de generación y kerógenos predominante tipo II.

Otras rocas generadoras en el offshore:

➤ **unidades estratigráficas del Cretácico:**

En el rango de edades entre el Campaniano – Maastrichtiano (Cretáceo Superior) asociados a facies pelíticas, son portadores de una riqueza orgánica del orden de 1,1 – 6,2 % COT, disminuyendo su concentración al nivel estratigráfico del Maastrichtiano (tope de secuencia cretácica); de conformidad con los resultados de los pozos Gorgón 1, Kronos1 y Ángel Purple1, Anadarko (200 – 500 pies), se considera que la sección estratigráfica donde se registra una columna de gas (200 – 500 m), tiene que ser suplida por una roca fuente de alta riqueza orgánica, con los datos registrados por los piston cores se considera que este gas es en su mayoría de tipo termogénico.

➤ **Unidades estratigráficas del Terciario.**

La espesa pila sedimentaria, perforada y registrada hasta 16.000 pies de profundidad, particularmente se encuentra asociada al intervalo de tiempo oligoceno – reciente, de conformidad con el análisis de estratigrafía de secuencias y su correlación con datos geoquímicos, de aceite y gas.

La espesa columna de sedimentos, proporciona la suficiente presión litostática, para la generación del rompimiento molecular (cracking); particularmente en cuencas tipo "intra – slope basin, debido a sus características geométricas.

- Roca Reservorio, Las rocas reservorio de la cuenca Sinú - San Jacinto Onshore y Offshore las constituyen los paquetes de areniscas de las formaciones San Cayetano y equivalentes (formación Arroyo Seco, Toluviejo) y la formación Ciénaga de Oro, documentado el campo San Sebastián. La Formación San Cayetano al sur se divide en dos miembros, uno inferior compuesto de lutitas grises y escasas areniscas, y otro superior de areniscas que grada a conglomerados con lutitas negras al tope, Cáceres, 1978. Esta formación está presente en el pozo Porquera-1 y en el pozo Caracolí-1. La Formación Arroyo Seco, por otro lado, ha sido descrita como predominantemente arenosa en la parte inferior y media, con facies arcillosas hacia la parte superior, depositada en ambiente deltaico.
- Roca Sello, La roca sello la constituye las arcillolitas de las formaciones Tubará y Corpa.

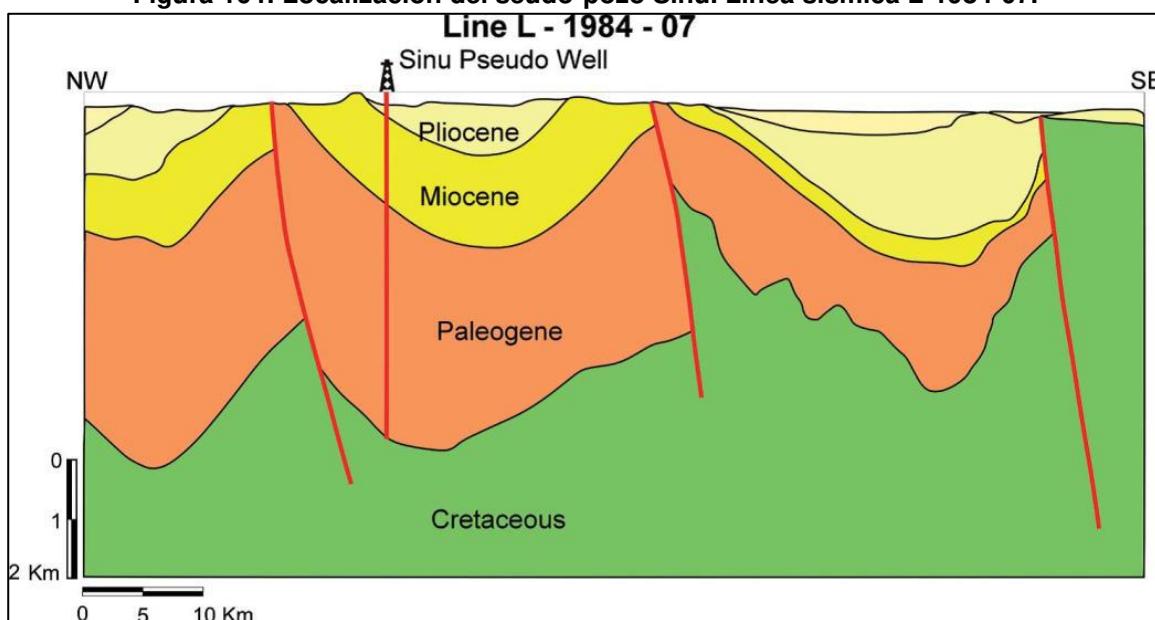
4.10.4.1 SISTEMA PETROLÍFERO SUB-CUENCA DEL SINÚ

La información estratigráfica, estructural y geoquímica, integrada, permite la elaboración de modelos que sustentan la presencia de hidrocarburos en la cuenca; en campo las filtraciones de crudo y gas (Oil Seeps) se han dado en cercanías a los volcanes de lodo, lo que ha mostrado que hay más de un sistema petrolífero, que desde el punto de vista exploratorio se ha considerado como un sistema inmaduro. Los valores de temperatura máxima dentro de la sub-cuenca tienen un amplio rango de valores desde inmadura hasta condiciones de sobremadura (370 – 493°C).

Para modelar los procesos de expulsión y generación de hidrocarburos en la subcuenca del Sinú se tomó el seudo-pozo Sinú localizado en la línea sísmica L-1984-07, donde la cuenca alcanza su mayor espesor (Figura 164).

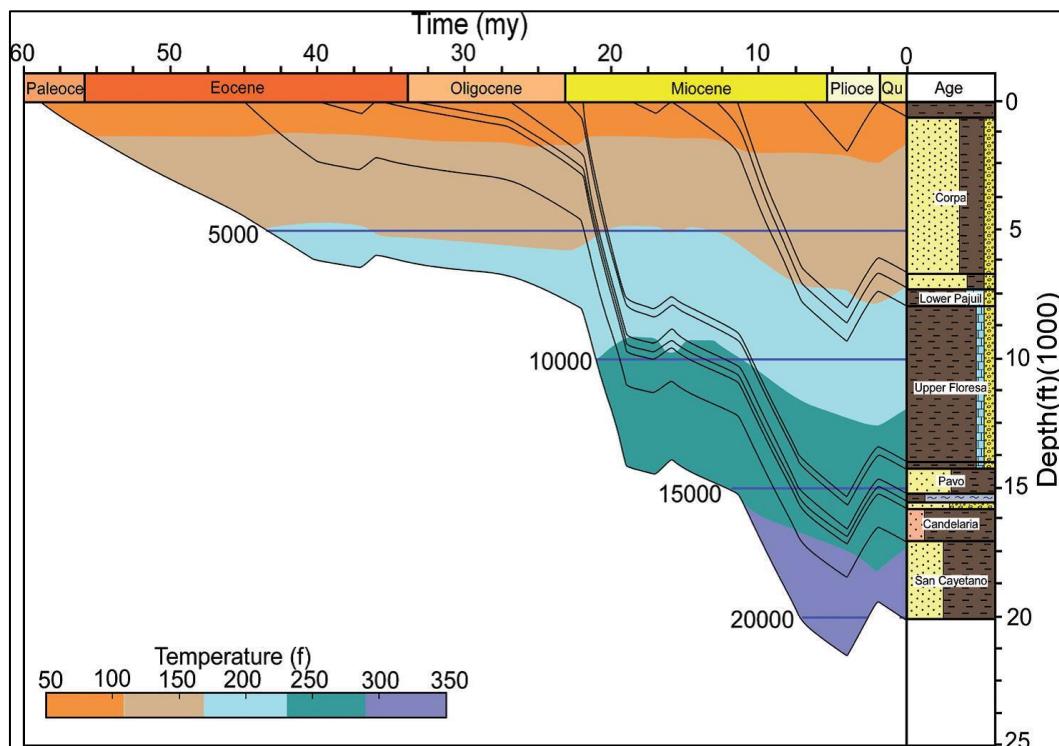
Según el modelo de evolución geológica para la parte de la cuenca donde se encuentra el mayor espesor, la secuencia alcanzó la mayor profundidad de enterramiento 21.500 pies desde el Paleoceno al Plioceno, con temperaturas máximas de 335 °F (figura 165)

Figura 164: Localización del seudo-pozo Sinú. Línea sísmica L-1984-07.



Fuente: Tomado de (Aguilera, 2011), citado en Lozano & Zamora, (2014)

Figura 165: Modelo de enterramiento en la sub-cuenca del Sinú.



Fuente: Tomado de (Aguilera, 2011), citado en Lozano & Zamora, (2014)

4.10.4.2 SISTEMA PETROLÍFERO SUB-CUENCA DE SAN JACINTO

Se han reportado varias filtraciones de crudo y gas como evidencia de la existencia de al menos un sistema petrolífero. Sin embargo, por no ser ampliamente explorada la sub-cuenca se considera inmadura.

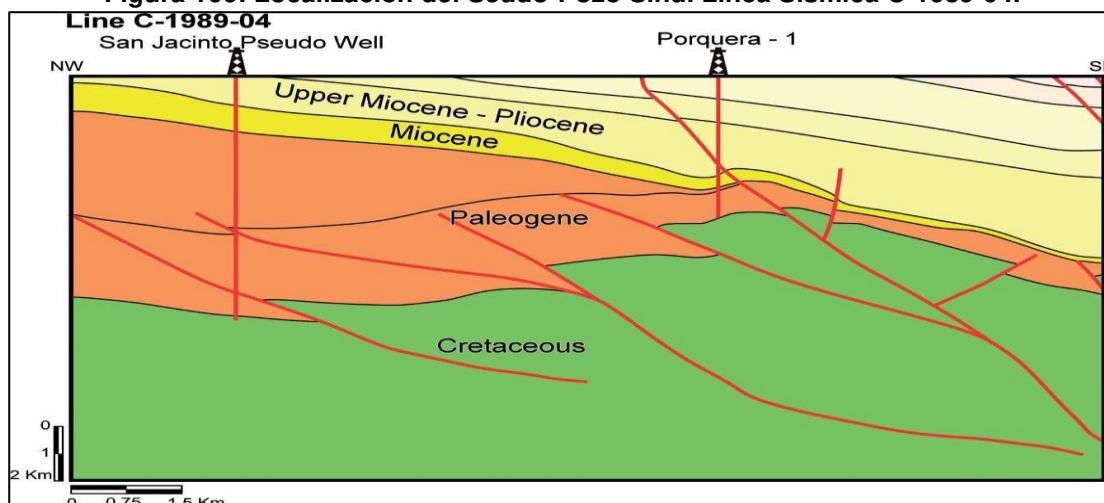
Medidas de maduración de la Formación Cansona se tienen a través de la vitrinita y la temperatura máxima ($\%Ro=0.77$ y T_{max} desde 438 a $453^{\circ}C$ al sur de la cuenca), lo que ha mostrado que esta secuencia sedimentaria ha alcanzado su maduración cerca al pico de generación de hidrocarburos, mientras que para los sedimentos depositados durante el Cenozoico, los valores de T_{max} no superan los $440^{\circ}C$ y $\%Ro$ de 0.63 lo que corresponde al inicio de la ventana de generación de hidrocarburos.

El modelo de evolución geológica, generación y expulsión de hidrocarburos tomó como referencia el seudo-pozo San Jacinto, localizado sobre la línea sísmica C-1989-04 donde la sub-cuenca alcanza el mayor espesor (figura 166).

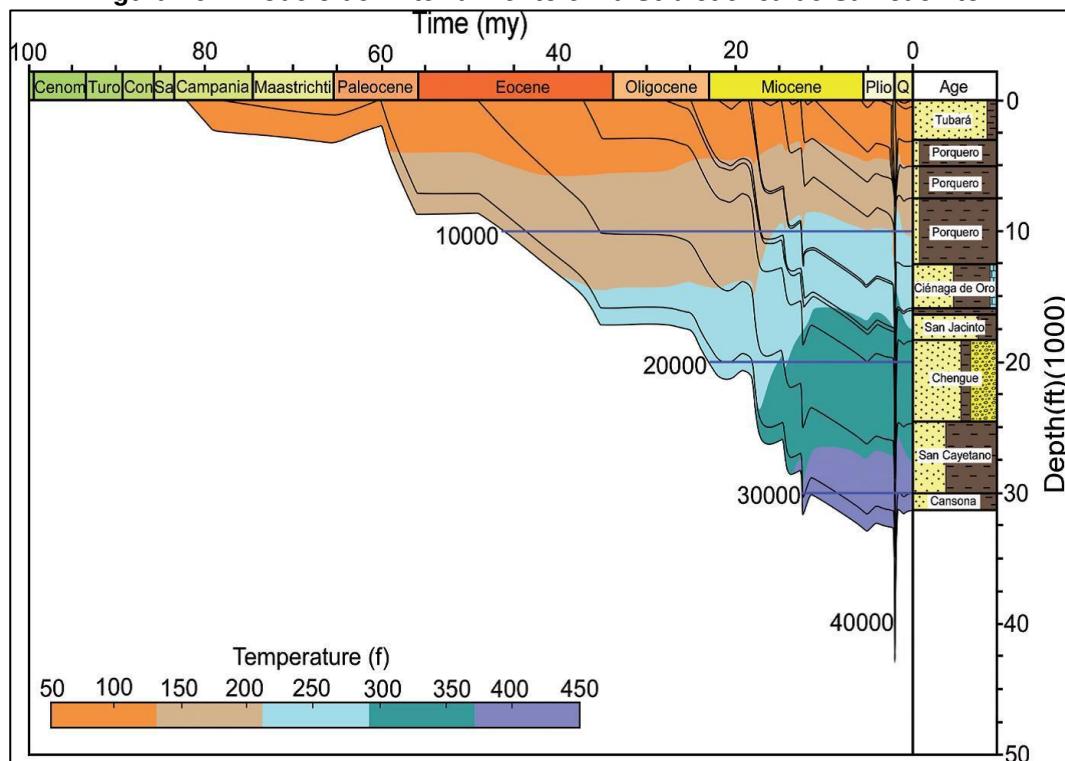
Para realizar el modelo de enterramiento además se usó una constante de flujo de calor de 36 mw/m² e información local y regional de tres intervalos de generación correspondientes a las formaciones Cansona, Ciénaga de Oro y Porquero.

Basados en esta información el modelo de enterramiento (figura 167) muestra que la profundidad alcanzada por la base de la secuencia del Campaniano es de 35.000 pies durante el Plioceno y una temperatura máxima de 430°F.

Figura 166: Localización del Seudo-Pozo Sinú. Línea Sísmica C-1989-04.



Fuente: Tomado de (Aguilera, 2011), citado en Lozano & Zamora, (2014)

Figura 167: Modelo de Enterramiento en la Sub-cuenca de San Jacinto.


Fuente: Tomado de (Aguilera, 2011), citado en Lozano & Zamora, (2014)

Familias de hidrocarburos

VARIABLE	FAMILIA I	FAMILIA II	FAMILIA III
API	18,3 – 45,0	12,7 – 18,3	9,2 – 15,2
Ambiente	Basin	Proximal	Plataforma
Condiciones	Anoxia	Frente Deltaico	Delta - Abanicos
Kerogeno	II	III	II/III
Análogo	Floresanto	Perdices	Molinero

4.10.5 HIDROCARBURO POR DESCUBRIR

Se han realizado varios estudios de YTF (Yet To Find) para las diferentes cuencas colombianas incluyendo la de Sinú – San Jacinto cuyos resultados se presentan en la siguiente Tabla.

Estudios YTF				
Año	Compañía	Metodología	Hidrocarburo Generado / Disponibles MBPE	Hidrocarburo por Descubrir MBPE
1998	Ecopetrol	Balance de masas		3,000
2009	ANH-UIS	Balance de masas (p50)	2,650	
2012	ANH-U NAL	Combinada (p50)	345,000 ²⁵	
2013	ANH- HALLIBURTON	Balance de masas (p50)	11,157 ²⁶	
2015	ANH- KUENKA	Balance de masas	21,854 ²⁷	

Tabla 31. Estudios YTF Cuencas Colombianas incluyen Sinú

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

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

4.10.6 HISTORIA EXPLORATORIA

La historia exploratoria de Colombia inicia en la cuenca de Sinú – San Jacinto, el primer pozo exploratorio perforado en Colombia fue el pozo Las perdices-1 en 1906.

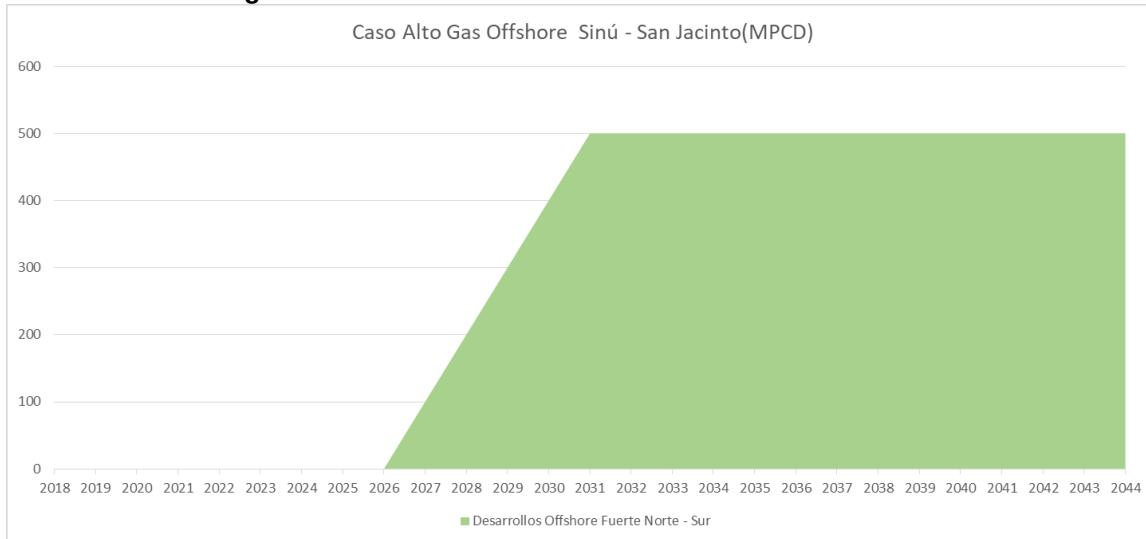
²⁵ Hidrocarburo Generado

²⁶ Hidrocarburo remanente : Offshore Norte: 3.681 MBPE, Offshore Sur: 3.253 MBPE, Onshore: 4.223 MBPE

²⁷ Hidrocarburo remanente : Sinú - San Jacinto Offshore

- 1900's, la compañía COL-OILFIELDS perforó el pozo Las perdices-1 con muestras de aceite y los pozos Carmen 1 y 2 , con muestras de gas (Onshore).
- 1910's, se perforaron 7 pozos exploratorios Onshore, 4 de ellos con manifestaciones de aceite y gas, incluyendo a San Sebastian-1 y un pozo Offshore.
- 1920's, en esta década se perforaron 14 pozos Onshore, 5 de ellos con manifestaciones de gas y 1 pozo Offshore
- 1930's, se perforaron 3 pozos Onshore con muestras de aceite y gas.
- 1940's, se perforaron 9 pozos exploratorios Onshore, incluyendo los Tubará con muestras de aceite.
- 1950's, se perforaron 27 pozos exploratorios Onshore, y 2 pozos Offshore incluyendo Salamanca-1 con muestras de gas.
- 1960's, se perforaron 15 pozos exploratorios Onshore, incluyendo el pozo Arboletes-1 con producción no comercial de gas y 3 pozos Offshore.
- 1970's, se perforaron 11 pozos exploratorios Offshore, incluyendo el pozo Cartagena-2 con producción no comercial de gas y 3 pozos Onshore, con producción no comercial de gas en el pozo Molinero-1.
- 1980's, se perforaron 15 pozos exploratorios Onshore, con producción no comercial de gas en el pozo El Deseo-1.
- 1990's, se perforaron 5 pozos exploratorios Onshore, con muestras de aceite en el pozo Hechizo-1.
- 2000's, no se perforaron pozos exploratorios en la cuenca Sinú - San Jacinto.
- 2010's, se perforaron 4 pozos exploratorios Offshore, todos con muestras de gas y se encuentran en evaluación. Y se perforaron 3 pozos Onshore, dos de ellos con producción de gas y aviso de descubrimiento.

Con la información de la cuenca, su historia exploratoria, su prospectividad, el estimado de producción solo se proyectará con los campos descubiertos a 2018, los cuales se encuentran en evaluación y el inicio de su delimitación y desarrollo podría tomar mas de 10 años. Con base en la actividad exploratoria de la cuenca, un nuevo descubrimiento no aportaría producción dentro del horizonte de tiempo de este estudio.

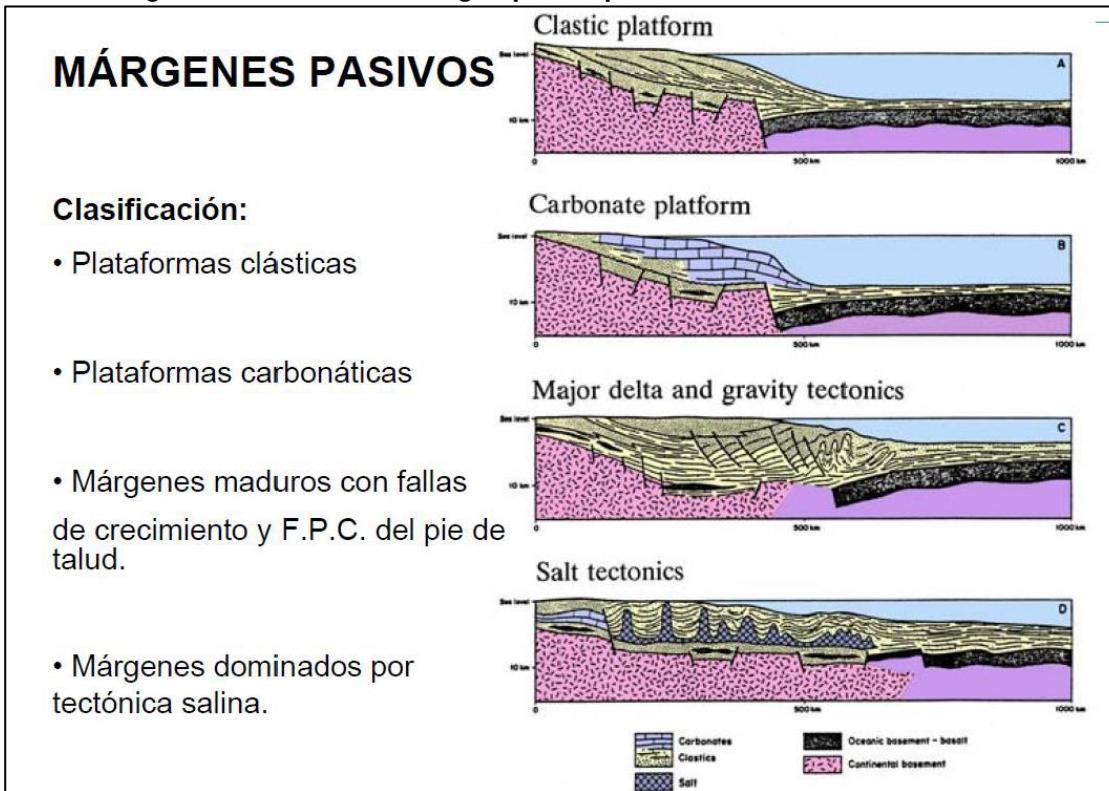
Figura 168: Escenario Alto Gas Sinú- San Jacinto Offshore.

Fuente: cálculos propios

PROSPECTIVIDAD CUENCA SINÚ- SAN JACINTO

La Agencia Nacional de Hidrocarburos – ANH, ha realizado estudios y adquisición de información geológica (información sísmica y perforación de pozos estratigráficos) en esta cuenca desde 2005, con los cuales ha propuesto un nuevo modelo geológico para la cuenca, de margen pasivo y deslizamientos gravitacionales en vez de prisma de acreción (Figura 169).

Figura 169: Modelo de Margen pasivo para la cuenca de Sinú- San Jacinto



Fuente: Tomado de (ANH, Ronda Colombia 2014)

Adicionalmente, ha identificado un tren de estructuras con base en su morfología, en las diferentes provincias geológicas de la cuenca (figura 170).

En los pozos estratigráficos perforados se encontraron niveles de arena impregnados de hidrocarburos así:

ÁREA SUR

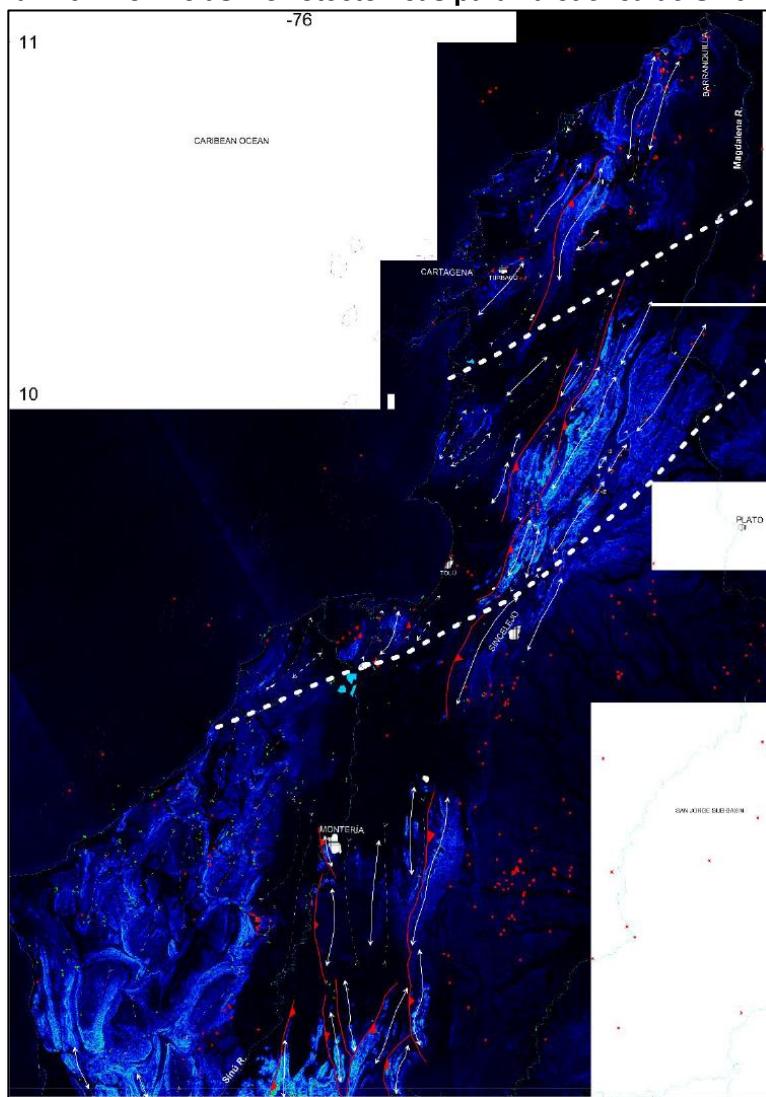
ANH-SSJ-02-STR-S La Florida: 2.160' niveles saturados de Aceite

ANH-SSJ-04-STR-S Maracayo: 2.269' niveles saturados de Aceite

ANH-SSJ-08-STR-S El Caramelo: 2.161' niveles saturados de Aceite (figuras 171 y 172)

ANH-SSJ-10-STR-S La Ceiba: 2.050' Fm Cansona con aceite

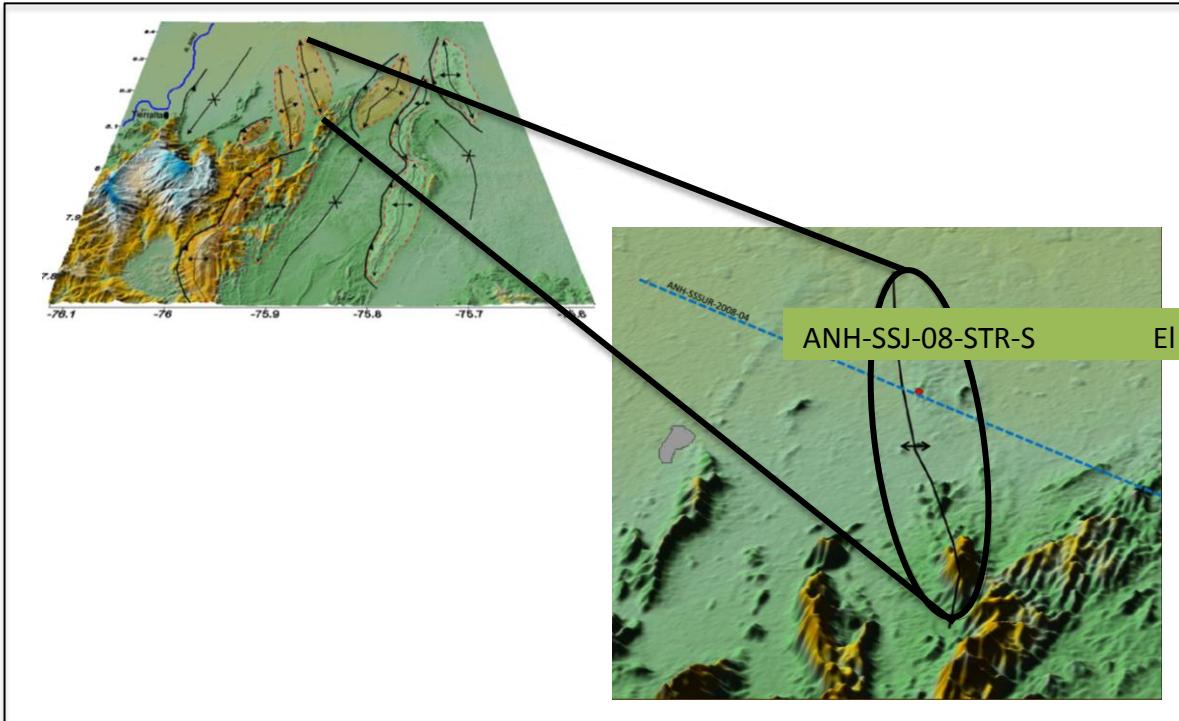
Figura 170: Provincias Morfotectónicas para la cuenca de Sinú- San Jacinto



Fuente: Tomado de (ANH, Ronda Colombia 2014)

ÁREA NORTE

- ANH-SSJ-15-STR-S Guateque: 2.198' niveles saturados de Aceite
- ANHSSJ-17-STR-S San Anterito: 1.060' Impregnaciones de Aceite
- ANH-SSJ-18-STR-S Patio Bonito: 740' Impregnaciones de Aceite
- ANH-SSJ-20-STR-S Montería: 662' Impregnaciones de Aceite

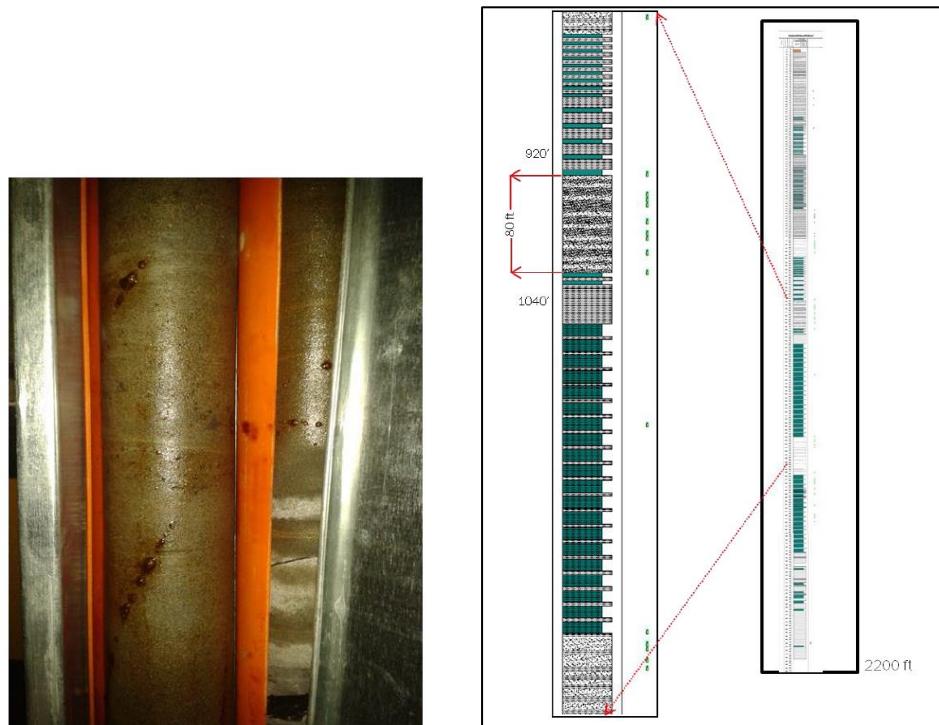
Figura 171: Localización pozo ANH-SSJ-08-STR-S El Caramelo


Fuente: Tomado de (ANH, Ronda Colombia 2014)

Con el análisis de la nueva información geológica propone el sistema petrolífero en términos de secuencias y la información de soporte la constituye los resultados de los análisis geoquímicos de pozos perforados.

- Roca generadora: Secuencia I. Ciclo Cretácico Tardío – Paleoceno (Más de 3000 pies continuos) de lutitas orgánicas (shales) y biomicritas marinas de plataforma externa correspondientes a ambientes anóxicos. Kerógeno Tipo II; TOC 3-11%; HI > 300; T máx. > 440 °C; Ro > 0.6. Comprobación crudo – roca para hidrocarburos con gravedad API > 35°. Manifestaciones de hidrocarburos líquidos y de gas.

Figura 172: Impregnaciones de hidrocarburos ANH-SSJ-08-STR-S El Caramelo



Fuente: Tomado de (ANH, Ronda Colombia 2014)

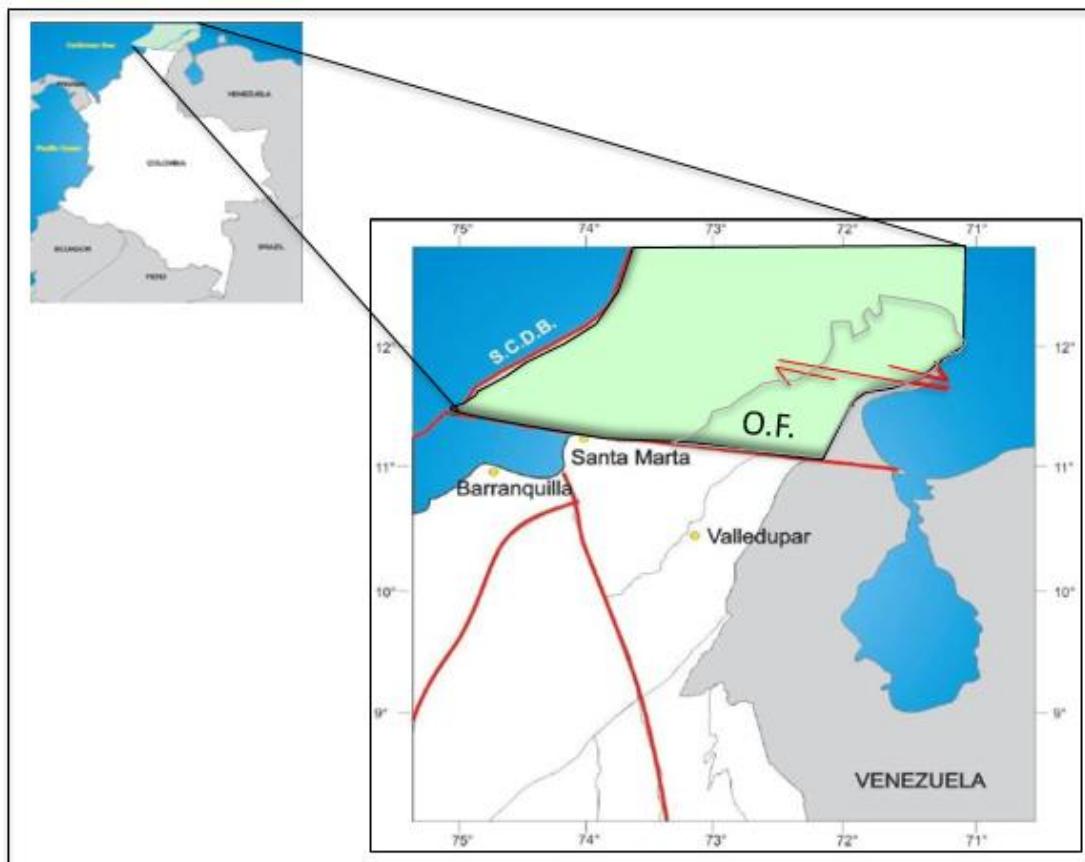
- Rocas Reservorio: 1. Secuencia II. clástica del Paleoceno Tardío – Eoceno Temprano. Conglomerados y cuarzoarenitas de ambientes litorales y marinos someros de sistemas regresivos (espesor del ciclo > 2000 pies). Facies de conglomerados de guijos y de areniscas de grano grueso a medio (% Qz > 80%); porosidades entre 10 y 20%. 2. Secuencia III. clástica del Eoceno Medio – Eoceno Tardío. Cuarzoarenitas de ambientes litorales y marinos someros de sistemas Transgresivos (espesor del ciclo > 2000 pies). Facies de areniscas de grano medio a fino (% Qz > 90%); porosidades entre 10 y 15%. 3. Secuencia IV. clástica-carbonática del Eoceno Medio. Construcciones carbonáticas de ambientes litorales y marinos someros (espesor del ciclo < 1000 pies). Facies de crecimientos arrecifales y de sistemas clásticos litorales con areniscas calcáreas de grano fino y capas de calizas biomicríticas. Porosidades no estimadas. 4. Secuencia V. clástica del Oligoceno – Mioceno. Lito- y cuarzoarenitas de ambientes litorales y marinos someros (espesor del ciclo < 2000 pies). Facies de areniscas de grano medio a fino (% Qz > 70%); porosidades >15%. Productor de gas.

- Trampa: 1. Cierres en 4 direcciones o en 3 direcciones contra falla, formados en procesos de primer y segundo orden por mecanismos de inversión / transpresión durante las fases compresivas del sistema orogénico andino. 2. Terminaciones y truncaciones de los reservorios contra altos estructurales y / o fallas normales de alto ángulo. 3. Cuñas clásticas relacionadas a estratos de crecimiento en sistemas extensionales rotacionales.
- Sello: Niveles arcillosos y carbonáticos intraformacionales en secuencias del Paleógeno - Neógeno, desarrollados en las fluctuaciones de los ambientes litorales y marinos. Su amplia distribución regional permite cerrar la mayoría de estructuras presentes en la región.
- Generación - Acumulación: 1. Altas tasas de expulsión de hidrocarburos líquidos durante el Mioceno. 2. Estructuras o trampas con niveles de deformación antes del Mioceno Tardío, tienen la mayor probabilidad de estar cargadas.

Con base en este nuevo modelo, la información adquirida y la prospectividad de la cuenca la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH) implementó en 2017 un procedimiento competitivo permanente en esta cuenca.

4.11 CUENCA GUAJIRA

La cuenca Guajira se localiza en el extremo norte del territorio Colombiano, en la península de La Guajira y cubre parte de la zona de costa afuera sobre el mar Caribe. Está situada al norte de la Cuenca Cesar-Ranchería con el límite marcado por la falla de Oca (O.F) (figura 173), al oeste, la falla de Oca separa la cuenca Guajira del macizo de Santa Marta, un complejo rocas ígneas y metamórficas del pre-Mesozoico (Cardona et al, 2006). En la parte oriental de la cuenca y al sur de la falla de Oca, se produce la terminación norte de la Serranía de Perijá. Más hacia el este, la falla de Oca constituye el límite norte de la cuenca de Maracaibo. Por el Norte, la Cuenca Guajira Onshore va hasta el límite costero y el límite suroriental es el límite geográfico con Venezuela.

Figura 173: Localización de la Cuenca de la Guajira.


Fuente: Tomada de (Barrero et al, 2007)

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

4.11.1 ESTRATIGRAFÍA

Al inicio del Cenozoico se producen esfuerzos extensionales, ocasionados por la colisión de la corteza oceánica y la continental, produciendo una cuenca de apertura que da origen a los depocentros de Chimare y Portete y a las fallas de Oca y Cuiza (Vence, 2008); esta apertura genera el espaciamiento en el que inicia la

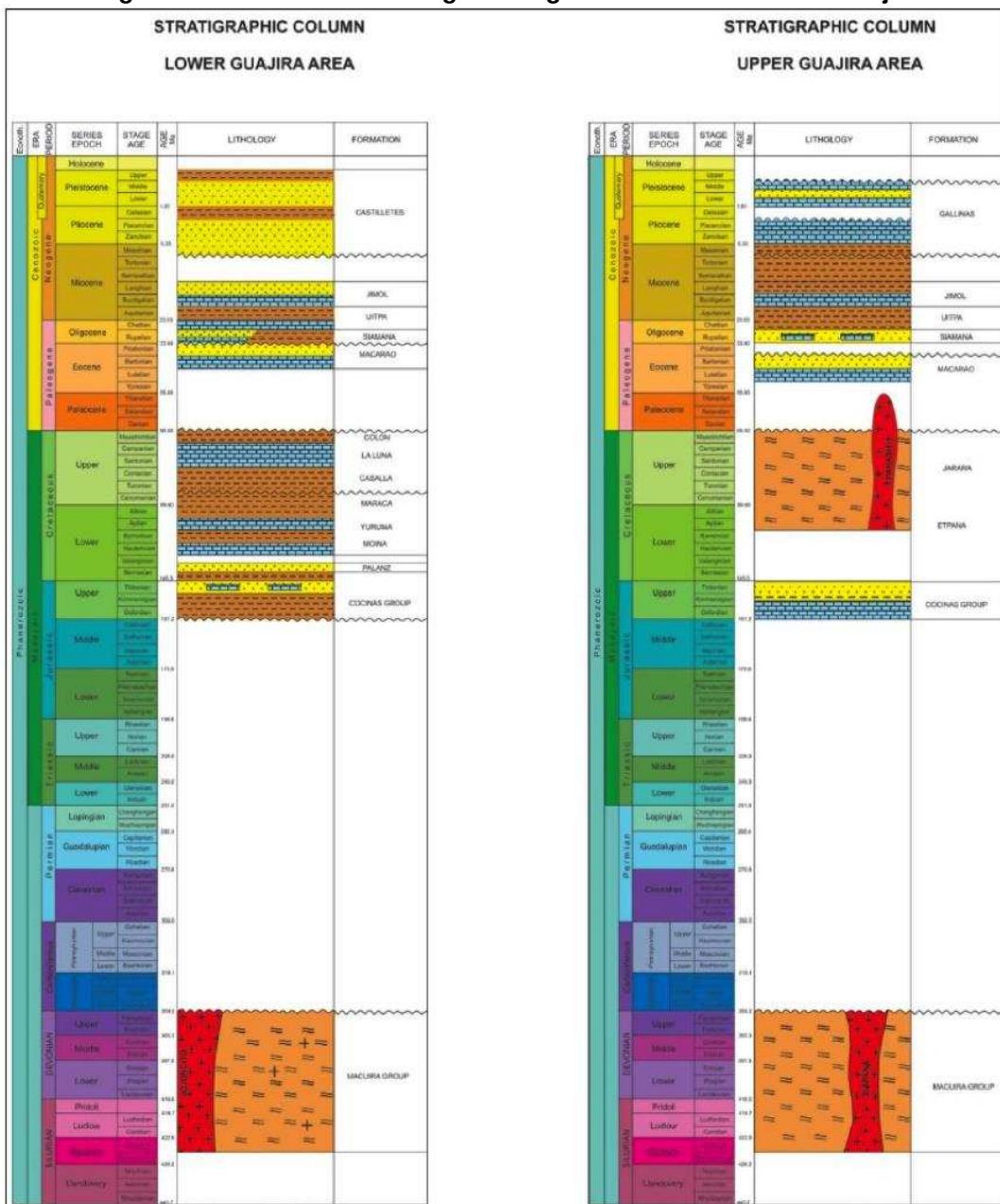
depositación de sedimentos que tienen como fuente el arco Caribe y el Complejo Ultramáfico de La Vela.

Hacia la mitad del Cenozoico inicia el levantamiento de la Cordillera Central, de la Sierra Nevada de Santa Marta y de la Serranía de Perijá, siendo las dos últimas la roca fuente de los sedimentos depositados en este período. Estos levantamientos se dieron por un cambio de esfuerzos extensionales a compresivos y reactivaron las fallas de Cuiza y Oca.

Los sedimentos depositados en la cuenca de La Guajira son de origen marino y yacen sobre un basamento de origen continental de edad Jurásico-Cretácico. El basamento se observa en superficie en los altos de Jarara, Macuira y Cocinas; los cuales además separan las depresiones de Portete, Cocinas y Chimate.

Las formaciones que se depositaron durante el Cenozoico se pueden apreciar en las columnas estratigráficas para la baja y alta Guajira (figura 174) y son:

- Siamaná de edad Oligoceno, tiene un ambiente batial superior.
- Uitpa de edad Mioceno temprano y un ambiente de formación Nerítico exterior.
- Jimol de edad Mioceno medio y un ambiente de formación de plataforma exterior.
- Castilletes de edad Mioceno tardío a Plioceno, con ambiente de formación de plataforma.

Figura 174: Columnas estratigráficas generales Cuenca de la Guajira.


A la izquierda encontramos la columna correspondiente a la subcuenca de la Baja Guajira, donde se identifican las diferentes litologías, destacándose sedimentos depositados durante el Cretácico y que no se encuentran en la subcuenca de la Alta Guajira; a la derecha se muestra la columna correspondiente a la Alta Guajira donde se destacan los intrusivos del cretácico.

Fuente: Tomada de Halliburton, (2007) (Citado por Aguilera, 2011)

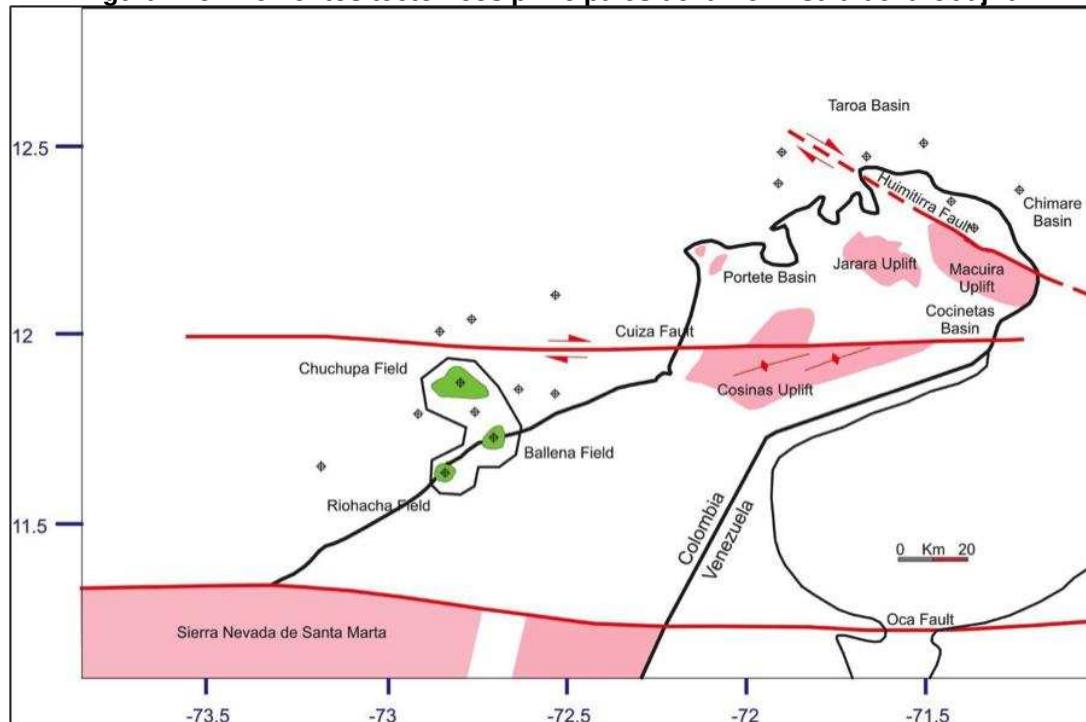
4.11.2 ELEMENTOS ESTRUCTURALES PRINCIPALES

Las estructuras que sobresalen en esta cuenca tienen como origen la migración de la placa Caribe a lo largo de la placa suramericana, migración que dio origen a las fallas de rumbo de Cuiza y Oca, las cuales tienen componente dextral.

Las fallas generaron los altos de Cocinas, Jarara y Macuira que se encuentran ubicados al N de la cuenca; así como los depocentros Chimare, Cocinetas y Portete, donde se conserva la secuencia sedimentaria de la cuenca; estos depocentros tienen fallas normales con dirección NW-SE (figura 175).

En el sector costa afuera predominan las estructuras de pilares y fosas, en la Alta Guajira una de estas fosas adquiere el nombre de depresión Ranchería que ha sido rellenada con depósitos del Cenozoico, los cuales han sido afectados por tectónica compresiva y en la Baja Guajira adquieren el nombre de depresión Tairona, la cual presenta muy poca deformación, sin embargo se relaciona con el cinturón deformado del Sur del Caribe.

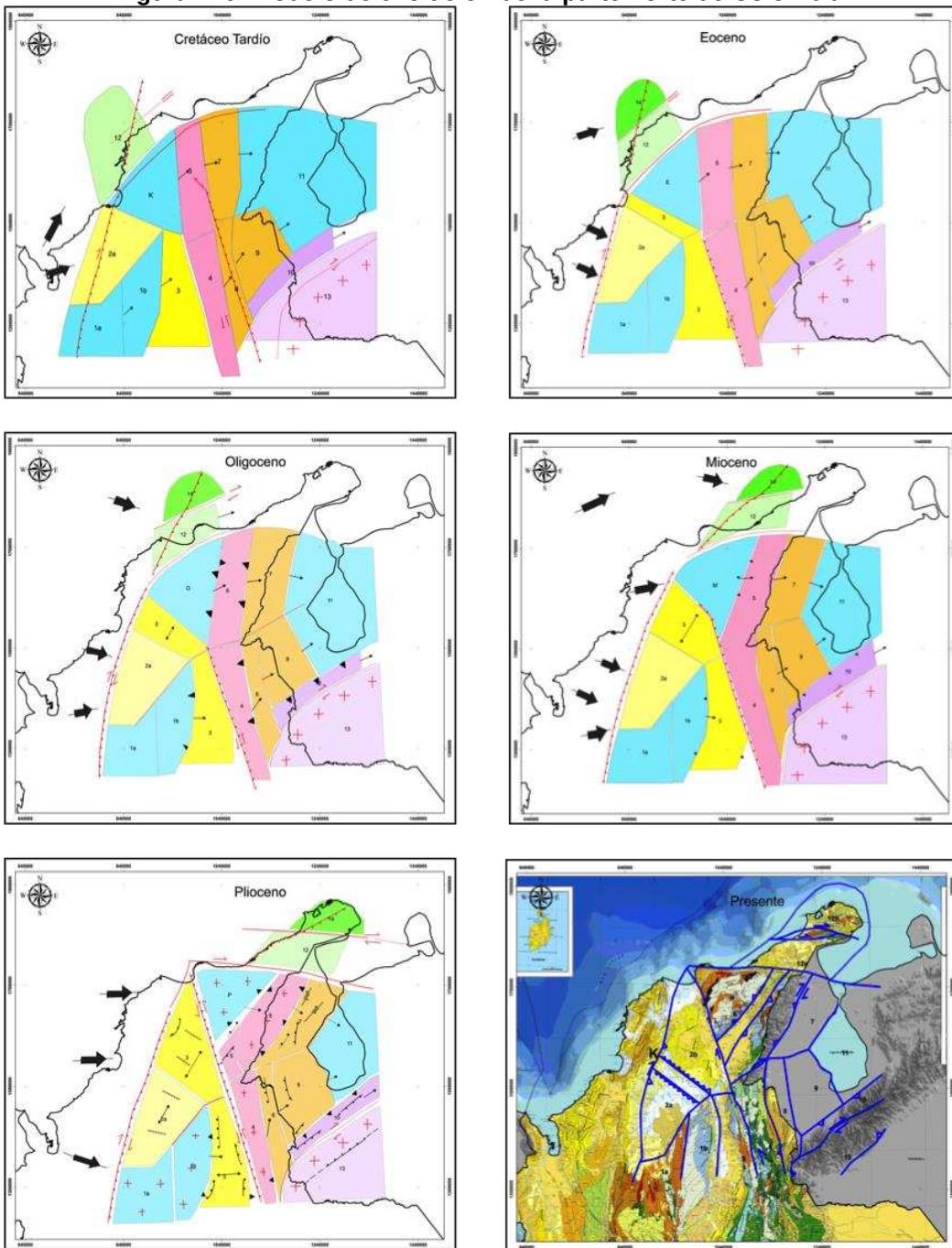
Figura 175: Elementos tectónicos principales de la Península de la Guajira.



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

Un resumen de los seis principales eventos tectónicos que controlaron la configuración tectonosedimentaria de la cuenca son (Figura 176):

- Rifting durante el Jurásico - Cretácico temprano (apertura del proto-Caribe).
- Sedimentación dentro de un entorno de margen pasivo durante el Cretácico Tardío (movimiento de la placa Suramericana en contra de las manecillas del reloj y la placa Caribe hacia el noreste, Pindell & Kennan (2001)).
- Colisión oblicua de las placas del Caribe y Suramérica durante el Cretácico - Paleoceno con accesión de terrenos oceánicos cretácicos en la corteza continental de la placa suramericana ubicados en la Alta Guajira (Vence, 2007).
- Evento de deformación en el Eoceno tardío - Oligoceno temprano.
- Cambios Eustáticos que generan una paraconformidad de los estratos entre el Oligoceno tardío - Mioceno inferior.
- Evento de deformación (Levantamiento andino) que genera una inconformidad durante el Mioceno tardío-Plioceno y relleno clástico de las dos cuencas. - Configuración actual.

Figura 176: Modelo de evolución de la parte norte de Colombia.


Fuente: Tomada y modificada de Hernández et al., (2003), citado en ANH-GEMS 2013

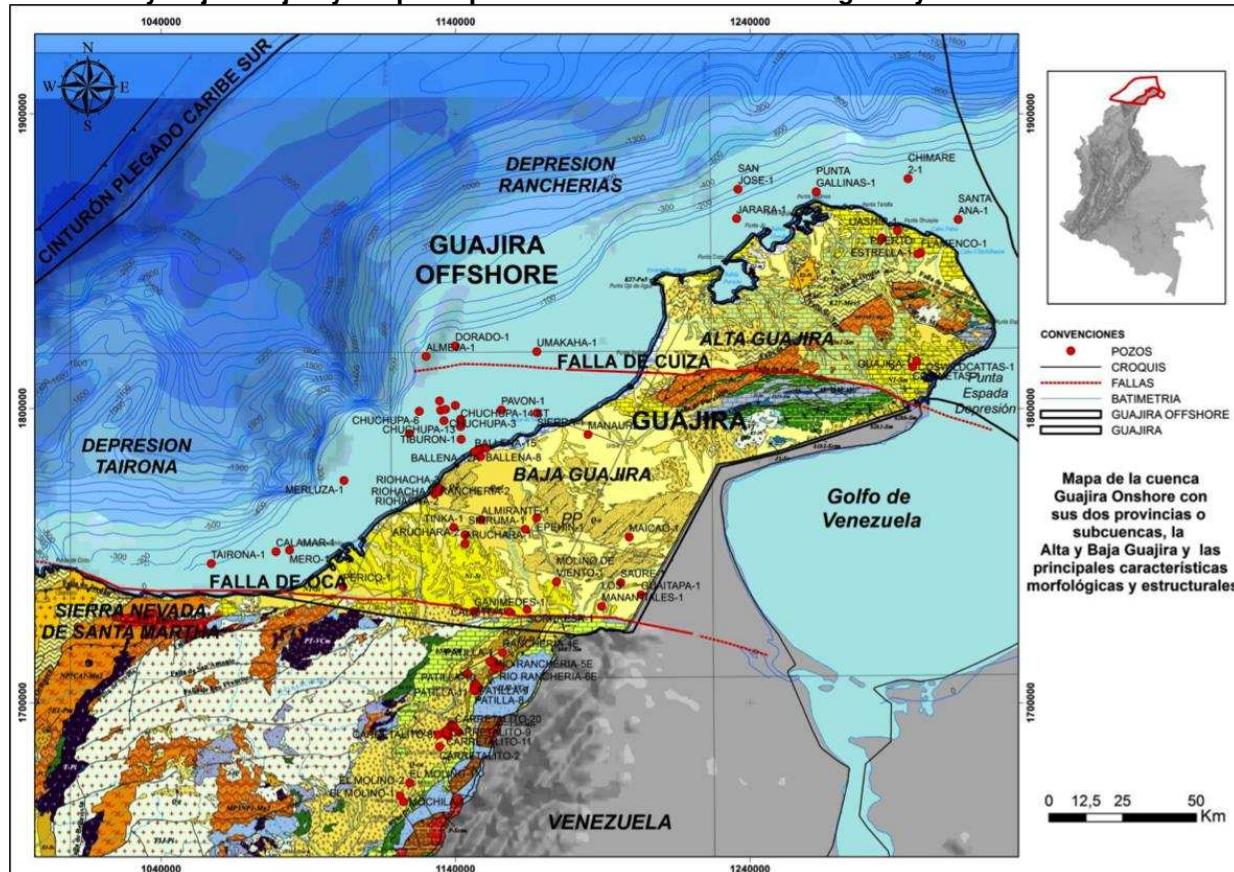
Provincias Geológicas

Debido a la falla de Cuiza, la cuenca se divide en dos sub-cuenca llamadas Alta y Baja Guajira (figura 177); la primera se caracteriza por pilares y fosas tectónicas producto de fallas normales, algunas invertidas, conocidas como altos de Cocinas, Jarara y Macuira y los bajos de Cocietas, Chimare y Portete, donde se encuentra la columna estratigráfica completa de la cuenca y que además se encuentra asociada a una tectónica transtensional (Vence, 2008); estas características se encuentran tanto en el sector de costa afuera como en la parte continental; la segunda es una sub-fosa tectónica que está influenciada por las fallas de Cuiza y de Oca.

A diferencia de la subcuenca de la Alta Guajira, la Baja sufre muy poca deformación, mostrando una tectónica pasiva y deposición de sedimentos con estructuras clinoformes y estratificación planoparalela a subparalela; esta deposición se desarrolla en un ciclo de agradación y progradación, típico de una margen de placa no activa.

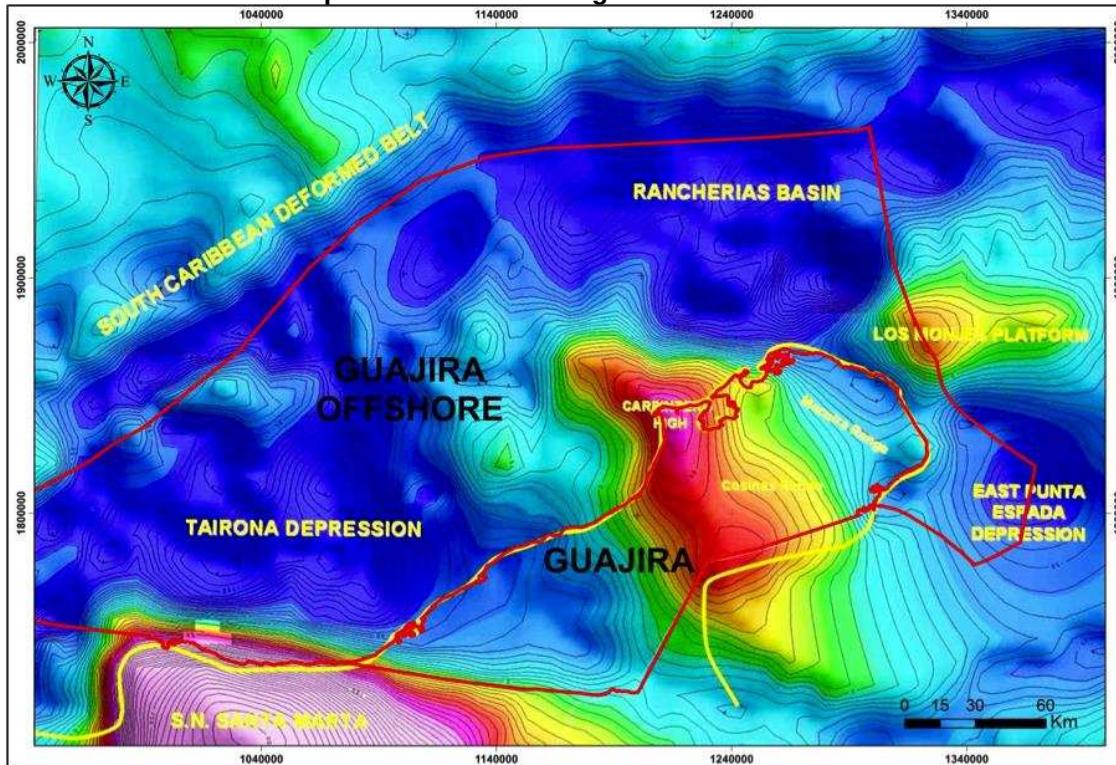
La Cuenca Guajira Offshore se puede dividir morfológicamente en la zona de plataforma donde la batimetría muestra profundidades del fondo marino cercano a los 200 metros y las zonas de pendientes y profundización del fondo marino hasta alcanzar dos depresiones la Depresión de Ranchería en la parte nororiental aproximadamente correspondiente a la Cuenca de La Alta Guajira está encima de la prolongación del trazo de la Falla de Cuiza y la Depresión del Tairona que estaría ubicada inmediatamente al norte de la Sierra Nevada de Santa Marta y por encima de la Falla de Oca que limita esta depresión por el sur y sería el correspondiente a la baja Guajira en el Offshore con profundidades batimétricas hasta de 10000 metros. Por el norte, la cuenca Guajira Offshore se encuentra limitada con el cinturón plegado del Caribe sur (Figura 178).

Figura 177: Mapa de la cuenca Guajira Onshore con sus dos provincias o subcuenca, la Alta y Baja Guajira y las principales características morfológicas y estructurales.



Fuente: (Tomada y modificada de Geotec 1998, Ramírez, 2003 e Ingeominas 2007)

Figura 178: Estructuración regional de la cuenca Guajira Offshore, como se muestra en el mapa de la anomalía de gravedad isostática.



Fuente: Tomada de Cerón, J., (2002)

4.11.3 SISTEMA PETROLIFERO

La cuenca Guajira Onshore y Guajira Offshore han experimentado una continua actividad tectónica desde el Jurásico hasta el Pleistoceno. Como resultado, se acumularon rocas generadoras, almacenadoras de hidrocarburos y sello en estas cuencas.

La Cuenca de la Guajira posee rocas que abarcan un amplio rango de edades, desde el Proterozoico hasta el reciente, integrado por litologías metamórficas, ígneas y sedimentarias. Las litologías cristalinas afloran en las serranías de Simarúa, Carpintero, Jarara y Macuira. La cobertura sedimentaria está representada por rocas de edad Jurásica y Cretácica aflorantes al norte de Macuira y en la Serranía de Cocinas y por depósitos de edad Paleógeno y Neógeno aflorantes en todas las planicies bajas y a las faldas de las serranías en la cuenca Guajira Onshore y constituyen las principales unidades sedimentarias en la cuenca

Guajira Offshore. Los diversos depósitos cuaternarios (relacionada a zonas costeras y cauces) se encuentran principalmente en la misma posición de las rocas del Paleógeno y Neógeno, y en las zonas de pendientes en las serranías dentro del continente.

De manera general, se puede decir que las unidades sedimentarias Cenozoicas presentes en la cuenca Guajira Onshore y Offshore son producto de las transgresiones y regresiones marinas que tuvieron lugar desde el Triásico-Jurásico hasta el Neógeno. Las rocas sedimentarias más antiguas se encuentran compuestas por conglomerados y arenitas del Triásico y limolitas y arenitas del Jurásico, que alcanzan un espesor de hasta 4km; en la subcuenca de la Baja Guajira, el basamento pre-Mesozoico aflora en la parte más noroeste en la Serranía de Cocinas, en la parte sur de la subcuenca estas unidades se han registrado en pozos debajo de la cobertura sedimentaria del Paleógeno y Neógeno. Sobre los depósitos de edad Jurásica se encuentran de manera inconforme los depósitos Cretácicos, los cuales inician con un ambiente clástico, salvo este episodio clástico, las unidades calcáreas de ambientes marinos son las que predominan durante todo el Mesozoico Superior. Las unidades Cretácicas en la Subcuenca de la Baja Guajira afloran en la Serranía de Cocinas, y en el sector sureste, cerca de la falla de Oca, el Cretáceo es registrado en pozos (Lockwood, 1965; Rollins, 1965; Salazar, 2010 y Rodríguez & Londoño, 2002).

En del tope del Cretácico y la base del Cenozoico se presentan un hiato que abarca todo el Paleoceno, iniciándose el registro estratigráfico Cenozoico en el Eoceno Superior, que aparece de forma casi relíctica en una pequeña área, en proximidades de la localidad de la Flor de la Guajira, en la Alta Guajira, estos depósitos son cubiertos de manera discordante por depósitos de carbonatos de edad Oligocena. El registro estratigráfico es completo a partir del Oligoceno Inferior? - Medio hasta el Plioceno, en la subcuenca de la Alta Guajira. Para la Baja Guajira no se han reportado unidades litoestratigráficas de edad Maastrichtiano- Mioceno temprano. Las unidades sedimentarias del Paleógeno–Neógeno se encuentran localizadas en los tres depocentros de la Alta Guajira; Cocinetas, Chichibacoa y Portete, limitadas por las serranías. Estas formaciones indican un ciclo marino transgresivo–regresivo, en el que paleogeográficamente la Península de La Guajira corresponde a una plataforma marina estable y llana, interrumpida solamente por una serie de islas, que hoy día equivalen a las serranías de Jarara, Macuira, Cocinas, Carpintero y el cerro La Teta (Rollins, 1965).

A través de muestras de pozos se conoce que el sistema petrolífero consta de:

- Roca fuente, para la subcuenca de la Alta Guajira, las calizas, limolitas calcáreas y lodoletas de las formaciones La Luna, Macarao y Siamana. Para la subcuenca de la Baja Guajira las formaciones Jimol y Castilletes.
- Roca reservorio, para la subcuenca de la Alta Guajira las calizas fracturadas y areniscas de las formaciones Macarao con porosidades entre el 11% y el 19% y Siamaná con porosidades del 14 al 21%; para la subcuenca de la Baja Guajira, las areniscas y areniscas calcáreas de las formaciones Jimol y Uitpa, estas dos presentan porosidades hasta del 27%.
- Roca Sello, para la subcuenca de la Alta Guajira las lodoletas y lodoletas calcáreas de las formaciones Siamaná, Uitpa y Jimol. Para la subcuenca de la Baja Guajira las lodoletas de las formaciones Jimol y Uitpa.
- Trampa, estas son de tipo estructural con monoclinales y fallas; otro tipo de trampas presentes en la cuenca son estratigráficas relacionadas al acuñamiento de las capas contra el basamento.

Para el modelo de enterramiento se tuvieron en cuenta los análisis geoquímicos de las muestras tomadas de la roca fuente y los pseudo pozos en la alta y baja Guajira, ubicados en lugares donde las sub-cuenca alcanzan grandes profundidades atravesando la secuencia sedimentaria completa.

Los resultados de los análisis geoquímicos para la subcuenca Alta Guajira son:

- Formación La luna, los análisis la identifican como una roca madura para la generación, sus resultados fueron:
 - Cantidad de materia orgánica %TOC mayor al 1%
 - Temperatura mayor 435 °C
 - Reflectancia de vitrinita %Ro mayor al 0.6%
- Formación Siamaná, los análisis la identifican como una roca inmadura a madura para la generación, sus resultados fueron:
 - Cantidad de materia orgánica %TOC menor al 2%
 - Temperatura entre 420 °C a 450°C
 - Reflectancia de vitrinita %Ro del 0.5% al 0.8%
- Formación Castilletes, los análisis la identifican como una roca inmadura para la generación, sus resultados fueron:
 - Cantidad de materia orgánica %TOC menor al 3%
 - Temperatura entre 370 °C a 435°C
 - Reflectancia de vitrinita %Ro igual a 0.6%

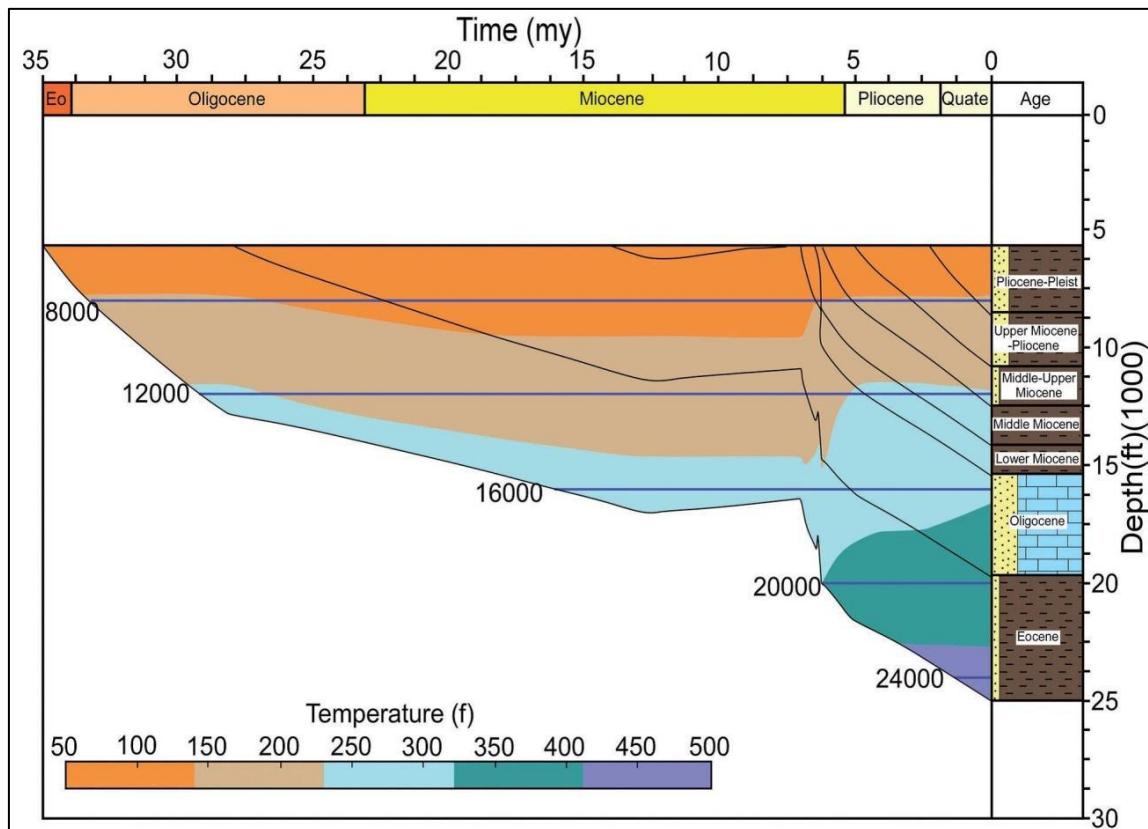
Los resultados de los análisis geoquímicos para la subcuenca Baja Guajira son:

- Formación Jimol, los análisis la identifican como una roca inmadura para la generación, sus resultados fueron:
 - Cantidad de materia orgánica %TOC menor del 2%
 - Temperatura entre 380 °C 430°C
 - Reflectancia de vitrinita %Ro menor al 0.6%
- Formación castilletes, los análisis la identifican como una roca inmadura para la generación, sus resultados fueron:
 - Cantidad de materia orgánica %TOC menor a 3%
 - Temperatura entre 400 °C a 440°C
 - Reflectancia de vitrinita %Ro menor a 0.6%

El modelo geológico de generación y maduración de hidrocarburos muestra que las formaciones alcanzan máximas temperaturas y profundidades en el Holoceno, así:

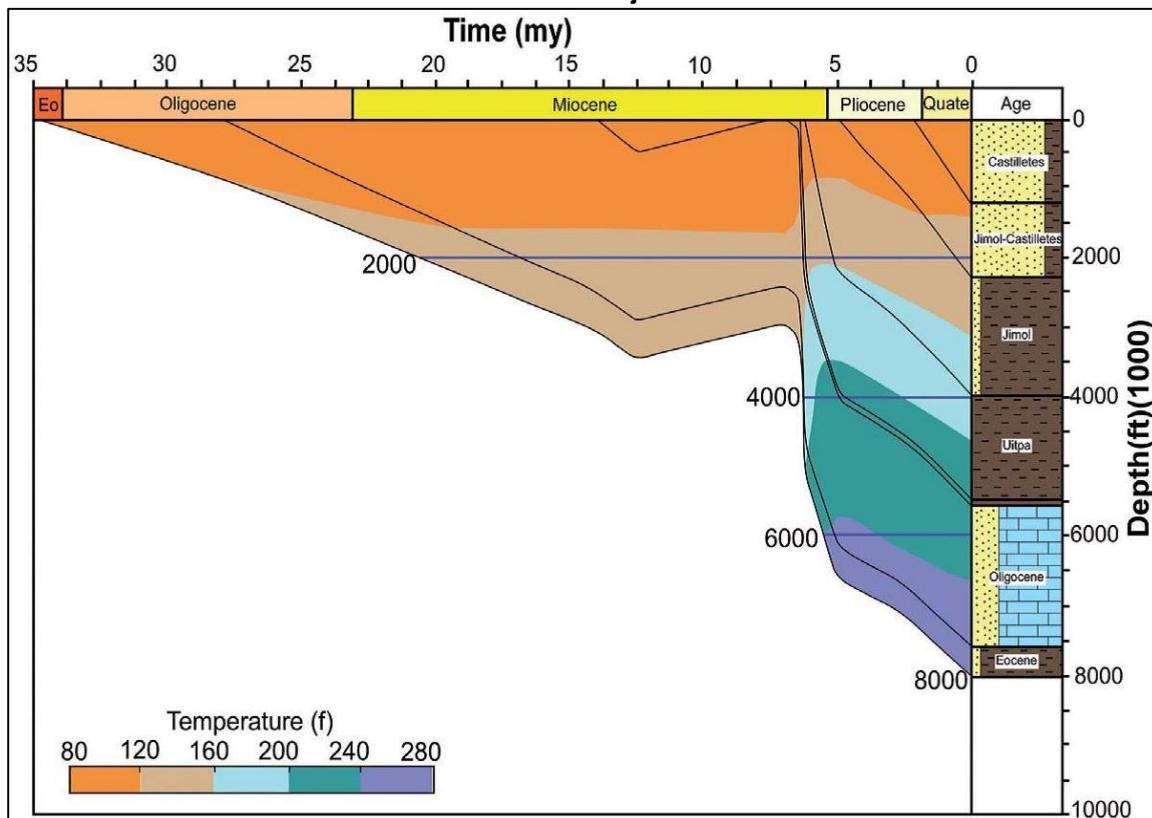
- Subcuenca de Alta Guajira (figura 179); profundidades de 25.000 pies y temperaturas de 452 °F.
- Subcuenca de Baja Guajira (figura 180); profundidades de 8.000 pies y temperaturas de 262 °F.

Figura 179: Historia de enterramiento de la Subcuenca de la Alta Guajira.
Se resalta el cambio de pendiente en el Plioceno, mostrando el aumento de la deposición de sedimentos en la subcuenca.



Fuente: Tomada de (Aguilera, 2011), citado en Lozano & Zamora, 2014

Figura 180: Historia de enterramiento de la Subcuenca de la Baja Guajira.
 Esta subcuenca presenta las mismas características y comportamiento de la subcuenca de la Alta Guajira.



Fuente: Tomada de (Aguilera, 2011), citado en Lozano & Zamora, 2014

4.11.4 HIDROCARBURO POR DESCUBRIR

Se han realizado varios estudios de YTF (Yet To Find) para las diferentes cuencas colombianas incluyendo la de la Guajira cuyos resultados se presentan en la siguiente Tabla.

Estudios YTF				
Año	Compañía	Metodología	Hidrocarburo Generado / Disponibles MBPE	Hidrocarburo por Descubrir MBPE
1998	Ecopetrol	Balance de masas		2,800
2009	ANH-UIS	Balance de masas (p50)	520	
2012	ANH-U NAL	Combinada (p50)	691,000 ²⁸	
2014	ANH- GEMS	Balance de masas	2,997	1.713
2015	ANH- KUENKA	Balance de masas	11,680 ²⁹	10.396

Tabla 32. Estudios YTF Cuenca Colombianas incluyen la Guajira

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

4.11.5 HISTORIA EXPLORATORIA

La historia exploratoria de la cuenca de la Guajira comenzó en 1948 con la perforación del pozo Ranchería-1 y posterior descubrimiento del primer campo comercial en el Offshore Colombiano (1973), Chuchupa, con un POESE mayor de 800 MBPE.

- 1940's, se perforaron los pozos Ranchería 1 y 2 (Onshore), sin indicios de hidrocarburos.
- 1950's, se perforaron 3 pozos exploratorios (Onshore), sin indicios de hidrocarburos.
- 1960's, no se perforaron pozos en la cuenca Guajira en esta década.

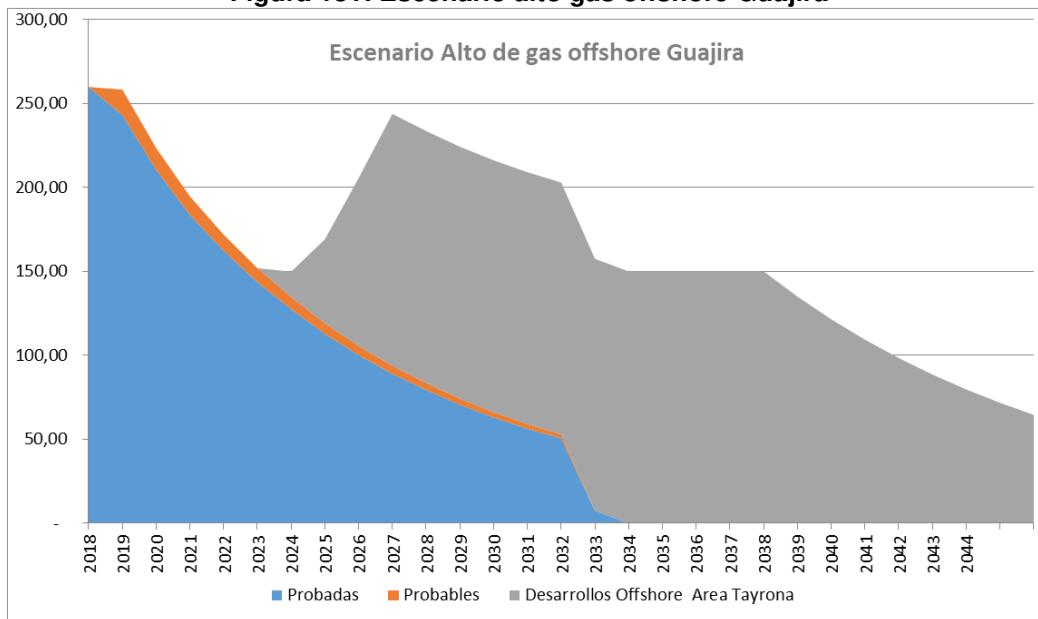
²⁸ Hidrocarburo Generado : Guajira Offshore 530,000 MBPE y Guajira Onshore 161.000 MBPE

²⁹ Hidrocarburo Disponible : Guajira Offshore

- 1970's, se perforaron 16 pozos exploratorios, 11 de ellos en el Offshore y se descubrieron los campos Chuchupa y Ballenas (Offshore) en 1973 y el campo Rio Hacha (Onshore) en 1975 con POESE mayor a 1,000 MBPE.
- 1980's, se perforaron 14 pozos exploratorios, 7 en Offshore con manifestaciones de gas.
- 1990's, se perfo 1 pozo exploratorio (Onshore) en la cuenca de la Guajira.
- 2000's, se perforaron 4 pozos exploratorios, 1 Offshore, sin indicios de hidrocarburos.
- 2010's, se han perforado 2 pozos exploratorios, 1 de ellos en Offshore con producción de gas y aviso de descubrimiento, se calcula un POESE mayor a 150 MBPE (1 TPCG).

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

Figura 181: Escenario alto gas offshore Guajira

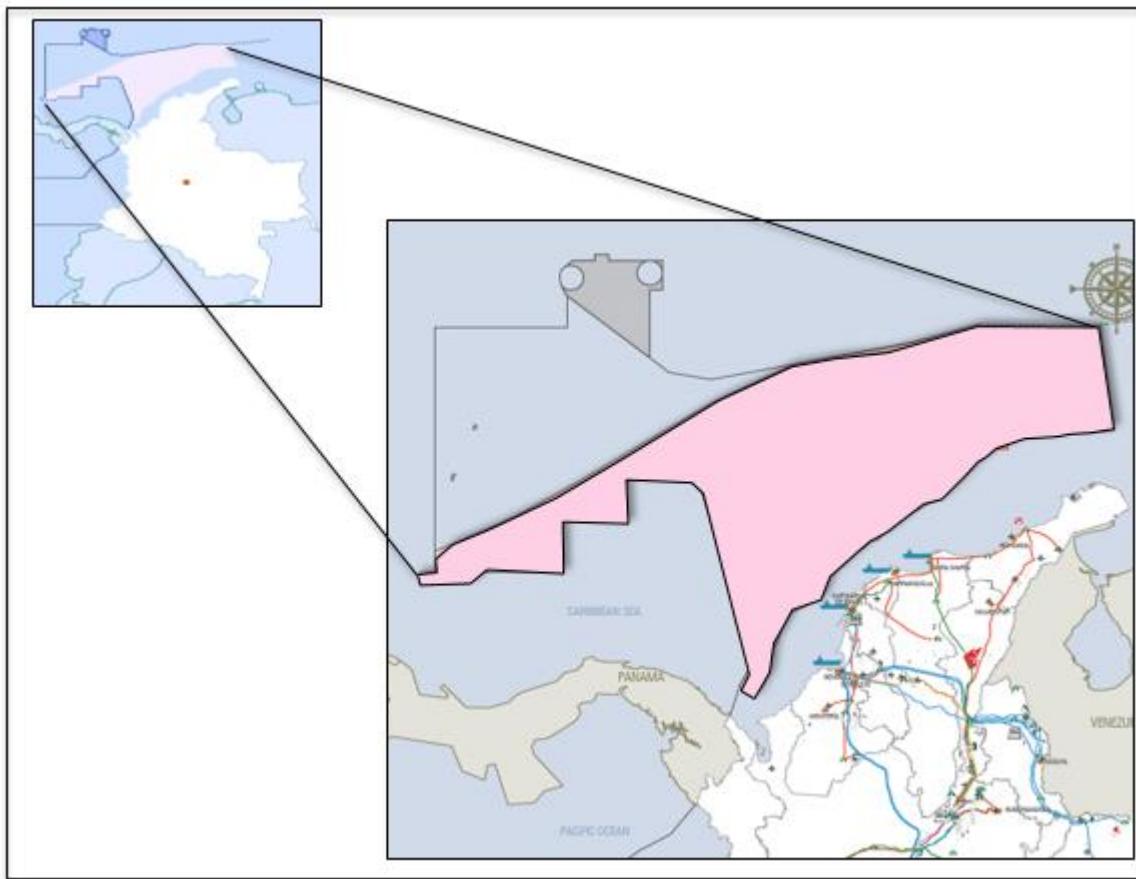


Fuente: cálculos propios

4.12 CUENCA COLOMBIA

La Cuenca Colombia está localizada en el mar Caribe, limitada al sureste por el frente de deformación del cinturón del Sur Caribe, al noroeste por el escarpe de Hess, al suroeste con el límite marítimo de Costa Rica y Panamá y al oriente por aguas territoriales de Venezuela; el límite norte corresponde a las fronteras marítimas con Jamaica, Haití y República Dominicana (Case *et al.*, 1984; Ladd *et al.*, 1984). (figura 182).

Figura 182: Localización de la Cuenca Colombia.



Fuente: Tomada de (ANH Ronda Colombia , 2014)

Tectónicamente se ubica dentro de la influencia de la placa del Caribe. Al Sur se solapa con el cinturón plegado del Caribe. Dicha placa se encuentra afectada por sistemas de fallas mayores, extendiéndose desde el Istmo de Centro América, al

Oeste del arco de las Antillas, hasta la fosa de las islas Caimán, hacia el Norte, hasta el margen de la placa continental de Sur América, en el Sur.

4.12.1 ESTRATIGRAFÍA

La secuencia estratigráfica de la cuenca Colombia se ha propuesto con base en la información geológica obtenida de los pozos perforados en el área, el modelo de “plays” se presenta en la figura 183:

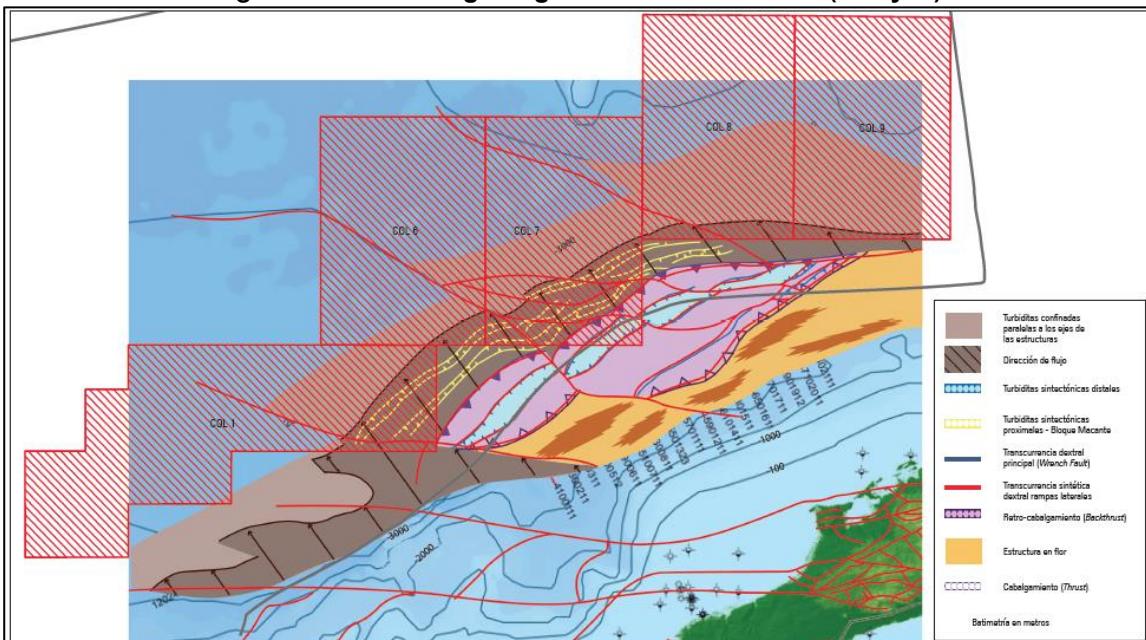
Tres pozos DSDP (4-31X, 15-151 y 15-153) y un pozo ODP (165-999) fueron perforados dentro o en las inmediaciones del área de estudio. Los informes de estos pozos fueron analizados para comprender la naturaleza de los sedimentos presentes en el área de estudio y cómo estos sedimentos pueden correlacionarse con los datos sísmicos.

Un pozo se perforó en el sitio 4-31X con dos propósitos: el primero con el fin de muestrear un reflector profundo (la superficie B") pensado que representa un antiguo marcador turbidítico del límite Paleozoico – Mesozoico; el segundo con el fin de obtener una muestra de la secuencia estratigráfica muestreando la rocas estratificadas más antiguas en el Caribe (Bader et al., 1970). Se recuperaron 40,9 m de testigo (a partir de un intervalo de 279 m). Los testigos superiores consistían en Plancton calcáreo del Pleistoceno. Los testigos 3 a 6 muestreados reflejaron la presencia de margas foraminíferas de edad Pliocena Superior y Media. El testigo 7 recuperó Margas (más litificadas) y limos calcáreos del Plioceno. El testigo 8 muestreó limos calcáreos y margas del Mioceno medio. Los dos testigos inferiores muestrearon limos calcáreos del Mioceno inferior. El contenido en carbono orgánico fue bajo en todos los núcleos (0 a 0,1%), pero se obtuvieron valores de carbono orgánico de 0,3% para una muestra en el testigo 7.

El pozo DSDP-15-151 fue perforado en la parte sur de la Dorsal de Beata con tres objetivos: obtención de un registro bioestratigráfico del Terciario en dicho alto estructural, deducir la historia de las fallas y para muestrear la superficie “B” (que se dató en el Santoniano en los pozos 146 y 150 localizados al otro lado de la Dorsal de Beata en la cuenca de Venezuela). La secuencia sedimentaria recuperada en doce testigos del pozo 151, fue datada (en su parte superior) por el Pleistoceno – Paleoceno y formada por margas y limos calcáreos foraminíferos y en su parte inferior de foraminíferos, arenas volcánicas y arcillas carbonatadas del Santoniano (Edgar et al, 1973a).

Un hard ground silíceo se desarrolló en la discordancia entre la parte superior de la secuencia Cretácica erosionada y la secuencia superior Terciaria, que recubre los carbonatos pelágicos del Cretácico. Se recuperaron dos muestras de la secuencia del Santoniano, y se testearon para conocer su contenido en materia orgánica, obteniendo un contenido de 4,2 % y 2,7 %. Un nuevo testigo de composición basáltica se recuperó de la unidad inmediatamente bajo los sedimentos.

Figura 183: Modelo geológico Cuenca Colombia (“Plays”).



Fuente: Tomada de (ANH Ronda Colombia , 2014)

El basalto resultó ser algo vesicular, con algunas inclusiones carbonatadas. La secuencia del Santoniano fue depositada en un fondo del mar topográficamente diverso con circulación restringida y con acumulación de materia orgánica en zonas bajas con intercalaciones de arenas foraminíferas (posiblemente turbiditas). La aparición de un hard ground y el hiato sedimentario reflejaría una exposición prolongada con corrientes elevadas produciendo mezclas de ambientes oxigenados. La secuencia terciaria, por encima del hard-ground, representa una deposición en un ambiente pelágico diferente. La acumulación muy por encima del nivel de compensación de carbonato, aseguró la preservación de un rico conjunto de foraminíferos planctónicos en la secuencia sedimentaria.

El pozo DSDP-15-153 fue perforado en el extremo sur de la Dorsal de Beata con el fin de comprobar las posibles capas estratificadas (sedimentos o rocas volcánicas)

bajo la superficie "B" (Edgar et al., 1973b). Se recuperaron arcillas carbonatadas de edad Terciaria yaciendo sobre calizas silíceas y cherts y escasamente desarrolladas capas de cenizas volcánicas de edad Eocena a Coniacense. El Horizonte "A" marca el límite entre estas dos secuencias. En la parte inferior, las calizas se encuentran intercaladas con arcillas volcánicas fosfatados, donde se registró un contenido en carbono orgánico entre el 1% a 2 %. Hacia la base de la unidad aumenta el contenido de cenizas. El horizonte "B" corresponde con un basalto de grano muy fino sugiriendo una proveniencia de la parte alta de un fluido magmático. Se recuperaron aproximadamente tres metros de basalto.

El pozo DSDP-999 se encuentra en un pequeño alto estructural, llamado el alto de Kogi o también llamado Dorsal de Chibchas (Mauffret y Leroy, 1997) localizado a 1.000 m sobre el nivel turbidítico (Abrams y Hu, 2000). La perforación de dicho pozo tenía como objetivo perforar el basamento volcánico y muestrear el plateau volcánico. Se recuperaron 1066 m de sedimentos pelágicos y hemipelágicos de edad Maastrichtiense a Pleistoceno. El pozo fue terminado a 16 m por debajo del límite KT, y por debajo de la profundidad estimada (a partir de la interpretación sísmica) de la superficie "B" de aproximadamente 1.420 metros por debajo del lecho marino.

4.12.2 ELEMENTOS ESTRUCTURALES PRINCIPALES

Los elementos tectónicos de mayor expresión dentro de la cuenca Colombia son: la Dorsal de Beata y el Cinturón plegado del Sur del Caribe. Hacia el Norte, el escarpe de Hess forma el límite meridional de la cadena de Nicaragua. El Escarpe de Hess y el Cinturón plegado del Caribe pueden ser caracterizados mediante el análisis de las terminaciones más septentrionales y meridionales de las líneas sísmicas respectivamente.

Hacia el este, las líneas paralelas a la costa se extienden sobre la Dorsal de Beata; mientras que hacia el Oeste la Cuenca de Colombia se extiende progresivamente hacia la llanura de Panamá. La elevación de Nicaragua es un elemento cortical submarino, que se propaga desde la costa de Honduras y Nicaragua (alrededor del mar del Caribe) hasta el Noreste de Jamaica (Mauffret y Leroy, 1997). Gran parte de dicha elevación, probablemente se desarrolló como corteza de arcos de islas.

El basamento oceánico al norte de la elevación de Nicaragua, podría tener composiciones análogas a las encontradas en la isla de Jamaica (Lewis et al., 2011). La fosa de las islas Caimán, al norte de la elevación de Nicaragua, es la única

zona donde aparece indudablemente una corteza de naturaleza oceánica, con un centro de extensión, claramente observable en el mapa batimétrico. La serie de anomalías magnéticas observadas sobre esa corteza han sido datadas como Mioceno Inferior (James, 2005), aunque la depresión puede haber sido subducida durante el Eoceno. Hacia el Norte de la elevación de Nicaragua, se formó una extensa plataforma carbonática sobre el basamento de arcos de islas de naturaleza calco-alcalina y se extendió hacia el Sur, sobre un plateau oceánico.

El escarpe de Hess, separa el bloque Chortis (que incluye El Salvador, Honduras y Nicaragua) del bloque de Chorotega (que incluye Costa Rica y gran parte de Panamá) extendiéndose a lo largo de 1.000 km. Dicho escarpe separa, mar adentro, la elevación de Nicaragua del plateau oceánico de Nicaragua y la Cuenca de Colombia. El escarpe de Hess ha sufrido diferentes interpretaciones; desde una fractura de strike-slip de edad Cretácica a Paleoceno inferior (Pindell y Barrett, 1990), hasta una fractura de strike-slip de edad Neógeno (Mann et al., 1990) y una falla normal de edad Cretácica, relacionada con la Dorsal de Beata y con la formación del plateau oceánico del Caribe (Driscoll y Diebold, 1999). Bowland (1993) observó un onlap de sedimentos de edad Cretácica superior sobre las fallas que definen el escarpe de Hess, esa observación evidenció que el movimiento ha sido localmente atenuado, o incluso abortado durante el Paleógeno.

Variaciones en el campo gravitatorio sugieren la presencia de bloques corticales de espesor y composición variable. El cinturón plegado del Sur del Caribe (Case et al., 1984) consiste en sedimentos deformados de edad Cretácica y Terciaria. La deformación se llevó cabo durante la posible subducción de la placa del Caribe bajo Sur América, ocurrida en el Terciario. La Dorsal de Beata se extiende desde Haití hasta el Cinturón plegado del Sur del Caribe (Mauffret y Leroy, 1997). Morfológicamente, la Dorsal de Beata presenta una serie de altos estructurales con orientación norte-Sur. La zona de falla de Pecos (orientada de NO-SE) rodea la cuenca de Colombia hacia el este. La Dorsal de Beata se interpreta como un centro de expansión oceánica activo durante 80-55 Ma, y se conforma como una corteza oceánica engrosada (20 km).

En el Cretácico Superior, el alto de Beata estaba constituido por una corteza oceánica normal, evolucionando hacia plateau oceánico de naturaleza volcánica con subsecuente transpresión y elevación durante el Mioceno medio. Un análisis petrográfico de los bloques emplazados, identificaron 3 episodios de actividad magmática: el primero sobre los 80 Ma, el segundo en torno a los 76 Ma y el último a los 55 Ma. Se cree que los dos primeros episodios podrían estar relacionados con la formación original de la provincia ígnea del Caribe y el tercero podría haber sido

debido a un adelgazamiento cortical localizado, con emplazamiento contemporáneo de magma.

El margen oeste de la Dorsal de Beata forma un escarpe relativamente abrupto, con fallas de strike-slip orientadas hacia el noreste-suroeste. La Dorsal de Beata decrece en elevación desde el oeste hasta el este, donde se localizan un sistema de fallas de cabalgamiento con vergencia hacia el oeste.

Algunos elementos estructurales menores de la dorsal de Beata son: la Dorsal de Taino, la Dorsal de Tairona, y el Plateau de Beata. La dorsal termina hacia el Sur en la brecha de Aruba, que se cree actúa como un centro de acomodamiento para el movimiento diferencial entre las placas de Norte y Sur América mediante la zona de falla de Pecos. La zona transgresiva muestra movimientos de strike slip y fallas invertidas.

La parte más meridional del Caribe reposa sobre corteza oceánica de edad Cretácica o Jurásica. Hacia el norte la Cuenca de Colombia está delimitada por el escarpe de Hess. Los cinturones plegados del norte de Panamá y del sur del Caribe definen el límite meridional de la Cuenca de Colombia. El cinturón plegado del sur del Caribe, se une en el golfo de Urabá para generar una ensenada con forma de V. El margen más occidental de la Cuenca de Colombia está caracterizado por presentar una plataforma continental estrecha (10-20 Km) localizada en Nicaragua y Costa Rica. El margen Oriental de la Cuenca de Colombia se define por escarpes relacionados con fallas normales o de movimiento oblicuo hacia el oeste de la Dorsal de Beata.

La Cuenca de Colombia se asienta sobre el plateau oceánico del Caribe de edad Cretácica. Estudios geofísicos llevados a cabo en el Caribe confirmaron la naturaleza oceánica engrosada de la corteza (ej. Officer et al., 1957). Estudios de geofísica de refracción más recientes, confirmaron el espesor de dicha corteza y las profundidades anómalas de Moho (ej. Edgar et al., 1971). Sin embargo es importante resaltar que no hay cobertura de datos de refracción sísmica en la parte central de la Cuenca de Colombia, todas las medidas se llevaron a cabo en los extremos de la cuenca.

La Cuenca de Colombia está cubierta por sedimentos de espesor medio entre 1 y 4 km, aunque espesores locales de hasta 6 km han sido observados en el área de influencia del abanico del Magdalena (Bowland, 1993). Algunas irregularidades en la topografía del basamento son atribuidas a edificios volcánicos.

Las rocas sedimentarias de la parte más profunda de la cuenca (que se encontraron en altos estructurales mediante la perforación de pozos DSDP y ODP: son, tanto de naturaleza pelágica típica de ambientes de cuenca profunda, como de naturaleza turbidítica. Las turbiditas de abanico comprenden gran parte de la secuencia sedimentaria en la cuenca de Colombia. Estos sedimentos provienen principalmente de la elevación y posterior erosión de los terrenos andinos, ocurrida durante el Mioceno Superior-Pleistoceno.

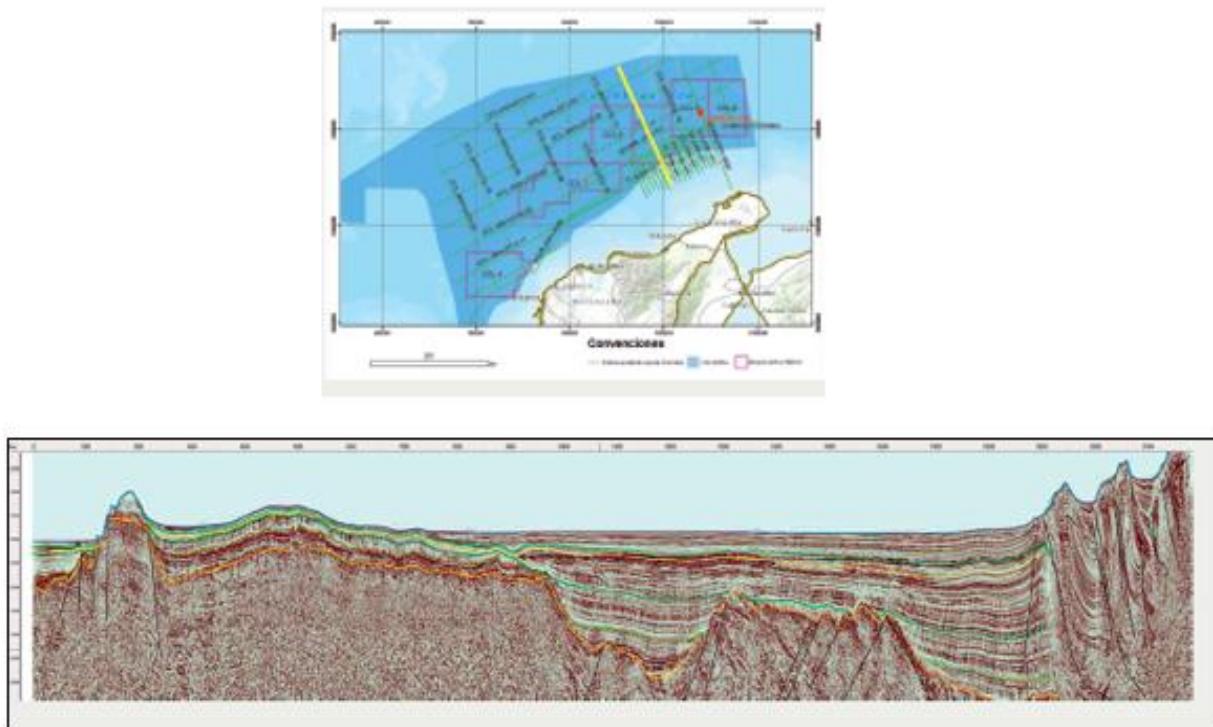
Dos reflectores (superficies A y B) bien marcados fueron identificados por los estudios de reflexión sísmica que se llevaron a cabo en el Caribe (e.g. Moore y Fahlquist. 1976). Estas superficies fueron testificadas durante la perforación de pozos DSDP.

La superficie A fue considerada como un marcador del cambio desde Oozos (limos silíceos) y turbiditas Terciarias a carbonatos pelágicos, chalks, cherts, y arcillas del Cretácico superior y Terciario inferior.

La superficie inferior B define la parte alta de los flujos basálticos y sills con intercalaciones de sedimentos pelágicos de edad Cretácica Superior. En el pozo DSDP 15-153, el horizonte B" fue testeado en 5 zonas de perforación.

Los testigos recuperados consisten en basaltos y diabasas con una mineralogía y características geoquímicas (particularmente su composición rica en Mg) que difieren de los basaltos típicos de dorsal oceánica (MORB). Este hallazgo, junto con los descubrimientos de corteza engrosada bajo la Dorsal de Beata (aplicando refracción sísmica) permitieron el reconocimiento y datación de flujos basálticos de edad Coniaciense a Campaniense inferior en el Caribe (ver Mauffret y Leroy, 1997). Algunos reflectores han sido identificados bajo la superficie B" aunque estos tienden a ser de extensión limitada y difíciles de correlacionar y definir. (e.j. Mauffret y Leroy, 1997).

**Figura 184: Elementos estructurales cuenca Colombia
Cuenca profunda limitada por altos estructurales.**



Fuente: Tomada de (ANH Ronda Colombia, 2014)

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

La actividad exploratoria en la cuenca inicia con la firma de los TEA (Technical Evaluation Agreement - Contrato de Evaluación Técnica) Col 2, Col 5 y Col 3 en 2012 por las compañías Anadarko y Shell respectivamente, seguido en 2014 por la firma de los TEAS, Col 1, Col 6 y Col 7 por la compañía Anadarko y el Col 4 por la compañía Repsol. Si los TEAS, se convierten el contratos E&P, tendrán obligaciones de perforación exploratoria para comprobar la presencia de hidrocarburos en la Cuenca.

4.13 PROSPECTIVIDAD CUENCAS OFFSHORE CARIBE

El presente análisis, se desarrolla con el objeto de definir la potencialidad en recursos de petróleo y gas, asociados a complejas acumulaciones estructurales y/o estratigráficas, asociadas a las cuencas: Colombia, Sinú – San Jacinto Offshore y Guajira offshore.

4.13.1 GEOLOGÍA REGIONAL

El sector SW – NE de la Costa Caribe Colombiana es el resultado de diferentes estados de deformación tectónica y sedimentación, que generaron el actual modelo de colisión de placas (Caribe y Sur América); en este sentido tres (3) estados de evolución son reconocidos.

- Estado de Rifting (Jurásico)
- Estado de generación de un margen pasivo, subsidencia y separación spreading del proto Caribe, desarrollado desde el Jurásico tardío hasta el Cenozoico.
- Un estado de colisión oblicuo, del arco caribeño desde el oeste, en este último estado de comprensión lateral desarrollado en la Orogenia Andina, se genera la actual configuración del margen continental.

La deformación y sedimentación del Caribe colombiano evoluciona desde el Paleoceno hasta el Plioceno tardío en las siguientes fases:

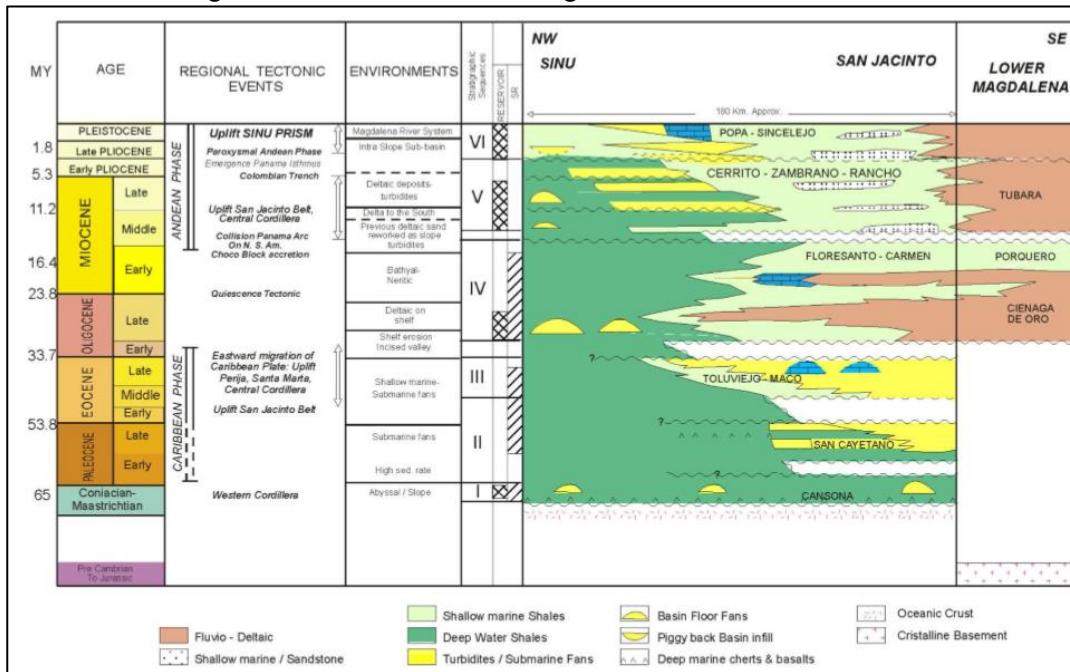
- **FASE CARIBE:** se desarrolla durante el periodo del Paleoceno – Eoceno (65 - 50 Ma) y comprende la migración hacia el oriente de la placa Caribe, que origina el levantamiento de la Sierra Nevada de Santa Marta y la Cordillera Central. En el periodo del Eoceno inferior a superior tiene lugar el levantamiento de la Serranía de San Jacinto (constituyéndose en un cinturón de deformación tectónica).
- **PERIODO DE TRANSICIÓN:** comprende el intervalo de tiempo desde el Oligoceno al Mioceno Temprano (30 - 15 Ma), con la depositación de sedimentos deltaicos y de plataforma que corresponden a la Formación Ciénaga de Oro. En el periodo Oligoceno, todas las fases son el resultado de la interacción de diferentes factores, incluyendo el input del río Magdalena, la

migración lateral del mismo y su correspondiente abanico submarino. En el intervalo del Mioceno Temprano, se presenta una profundización del área con la depositación de sedimentos neríticos y batiales, representados por las formaciones Porquero (VIM) y Floresanto – Rancho (Sinú – San Jacinto).

- **FASE ANDINA:** comprende el periodo Mioceno Medio a presente (18 - 0 Ma) en este estado inicial, se efectúa la colisión de la placa Caribe sobre Sur América. Sedimentológicamente se presenta un retrabajamiento de arenas deltaicas, originando corrientes de turbidez (turbiditas), representadas estratigráficamente por la formación Tubará (VIM) y la secuencia de las formaciones Carreto – Zambrano y Rancho (SSJ) y ambientes batiales en las áreas del Sinú – offshore, con la depositación de cuerpos deltaicos y turbidíticos.

En el Plioceno Tardío (5 Ma) se genera el Colombian Trench y ocurre el paroxismo de la fase Andina, con la generación de "Intra – Slope basins", llenado con sedimentos deltaicos y turbidíticos (formación Tubará Superior), el cual se asocia a un ambiente fluvio – deltaico.

En el área de Sinú – offshore – Onshore tiene lugar la generación de "Piggy – Back basins", asociadas a la estructuración de los cinturones de deformación. La Orogenia Andina y el levantamiento de la Cordillera Oriental, obliga al sistema de drenaje a fluir con una dirección Norte y Noreste. Siguiendo esta dinámica fluvial, el Río Magdalena fue obligado a migrar hacia el SW, más tarde regresa al Este y al NE (Cadena A, 2013).

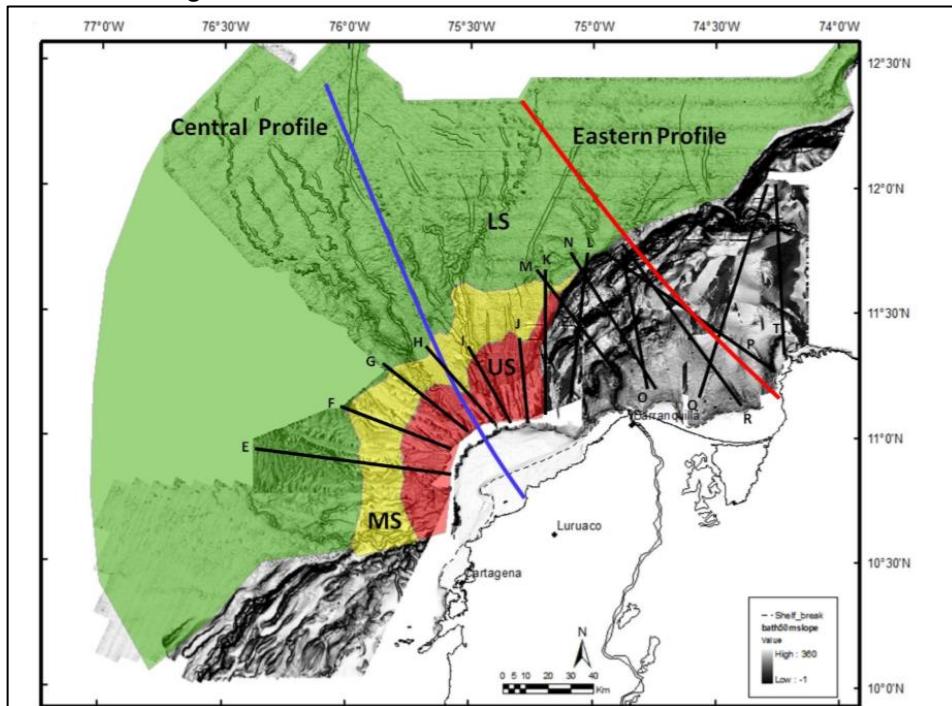
Figura 185: Carta cronoestratigráfica Caribe colombiano.


Fuente: (Cadena A., 2013)

Con base a la configuración geométrica, el área presenta los siguientes dominios estructurales:

- **ZONA COMPRESIONAL:** que comprende:
 - Sinú – offshore zona de deformación sur
 - Abanico del Rio Magdalena (MFS)
 - Zona de deformación Norte.
- **ZONA TRANSTENSIONAL:** creada por el interplay de la falla de Oca y la falla de Cuiza, ambas dextro – Laterales generando una cuenca tipo "pull – a part" (Guajira offshore – Depresión del Tairona).

Figura 186: Elementos tectónicos Caribe Offshore.



Fuente: (Cadena A., 2013)

Los elementos tectónicos de mayor expresión en la cuenca Colombia son:

- El sector abisal de la cuenca
- La Dorsal de Beata que separa las cuencas de Colombia y Venezuela.
- El cinturón plegado al sur.
- En el norte el Escarpe de Hess límite abrupto entre la plataforma de Nicaragua y del sector abismal de la cuenca Colombia.

En función de las relaciones estructurales espaciales de la cuenca Colombia, se puede afirmar la siguiente diferenciación estructural (dominios).

- Área foreland, (sector de la planicie abisal), localizada al centro de la cuenca, batimétricamente representada por un área plana, receptora de sedimentos.
- Área de deformación estructural
 - Cinturón plegado externo
 - Prisma de acreción
 - Cuenca intra pendiente (intra – slope -basin).

4.13.2 SISTEMA PETROLÍFERO

Se conoce hasta ahora que el sistema petrolífero de las cuencas offshore del Caribe colombiano está compuesto por las siguientes rocas:

4.13.2.1 ROCA GENERADORA

La información de soporte la constituye los resultados de los análisis geoquímicos de pozos perforados.

- Cuenca Colombia

DSP N. ^º	ESPESOR	TOC %	EDAD
152		menor 0.2	Campaniano
151	8m	2.7 – 4.8	Santoniano
153	9m	1.9 – 4.2	Coniaciano
146	12m	2.5 – 6.3	Santoniano
150	1m	1,1	Santoniano

- Sistema Abanico del Magdalena (MFS).

POZO	T.D	COT%	HIP	TMAZ 0°C	REMARKS
Cartagena 2	12.343	0.85-1.10		430-450	9.5 MPCG
Cartagena 2X	12.343	0.85-1.10		ro= 0.6	11.0 MPCG
Cartagena 3	14.870	0.90-1.20		430-452	40.0 MPCG
Ciénaga 1	12.000	0.41-0.98	42	431-437	
Barranquilla 1	12.027	0.27-1.20	110	412-437	1.8 MPCG
San Diego 1	10.250	1.00-1.07		420-427	ROCA INMADURA

4.13.3 MANIFESTACIONES DE HIDROCARBUROS

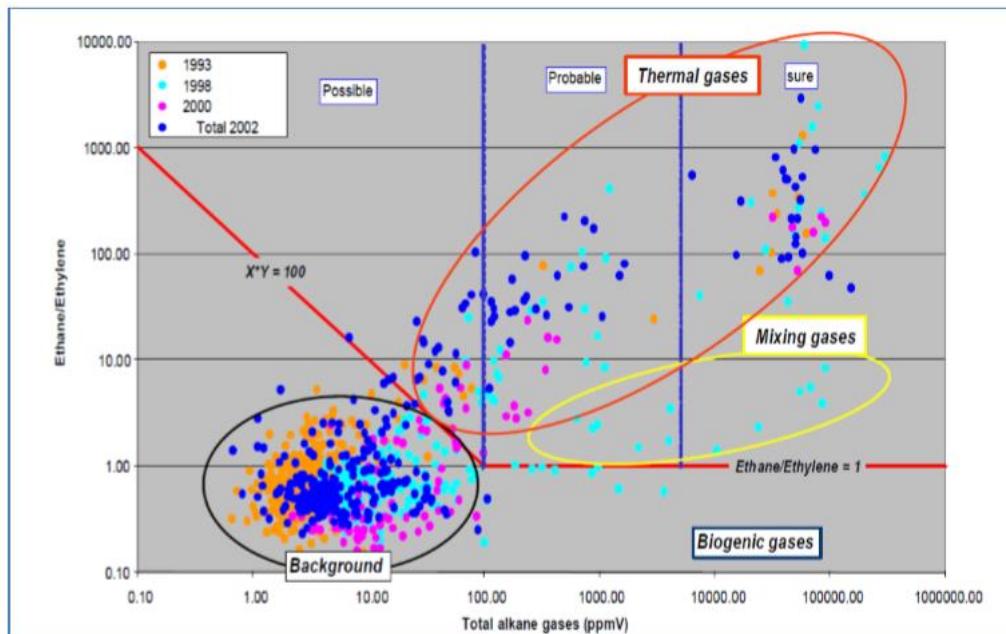
Los estudios efectuados confirman la existencia de un sistema gas – aceite en rocas del terciario, con características activas, evidencias de hidrocarburos en el offshore, se han registrado a partir del análisis de núcleos de piso oceánico (piston cores), manifestaciones de gases clasificados como de origen termogénico.

Análisis de los piston – core

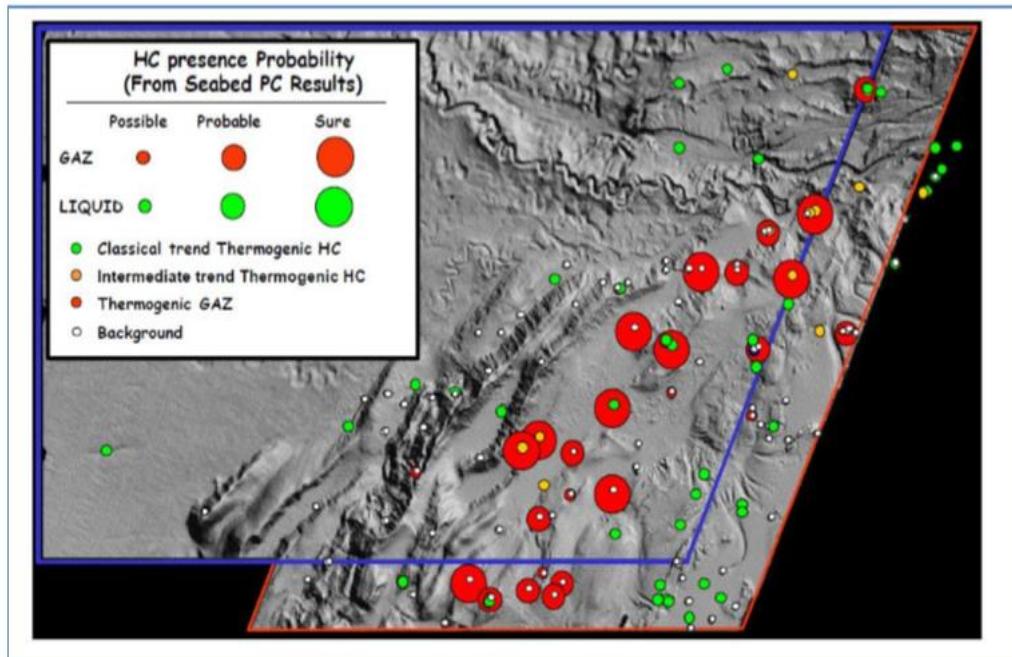
Estudios realizados por Total (2000 Amaral) definen la presencia de 2 poblaciones de gases biogénico y termogénicos de conformidad con las relaciones etano / eteno vs concentración de alkanos totales, en donde la concentración de alkanos en el rango 10.000 a 100.000 ppmV y una relación etano / eteno superior a 100, definen como positiva la concentración de gases de origen termogénico en el área.

Las relaciones entre las variables materia orgánica extraíble (EOM) vs Fluorescencia total (TFS), define la probabilidad de presencia de hidrocarburos en el rango de seguras, probables y posibles.

Figura 187: Intensidad máxima de fluorescencia vs pseudo materia orgánica.



Fuente: (ANH- HALLIBURTON, 2013)

Figura 188: Piston Cores Caribe colombiano.


Fuente: (ANH- HALLIBURTON, 2013)

4.13.4 POTENCIAL DE HIDROCARBUROS

Relaciones estadísticas desarrolladas por Hunt (AAPG Memoir 60 Petroleum System From The Source to The Trap), se ha estimado una relación de crudo entrampado/generado, con un máximo del 10% para sistemas altamente eficientes y con migraciones cortas, como las cuencas de Maracaibo y del Mar del Norte.

La eficacia del proceso de entrampamiento cambia de acuerdo a la geometría de cada cuenca, de su pod de generación y la distancia de migración, bajo esta premisa se debe considerar para la cuenca Colombia, dos mecanismos de migración provenientes de la zona de generación sector batial y los sitios de entrampamiento, localizados unos dentro del área axial sistema de cuerpos de arenas elongados – lóbulos asociados a corrientes de turbidez y los situados en el frente de deformación y prisma acreacionario.

Dada la baja relación entre el área de la cuenca y la densidad de datos (pozos perforados), la evaluación del potencial fue separada por la ANH en 2 segmentos:

una relacionada con la sección foreland de la cuenca y la segunda asociada a los frentes de deformación y prisma acreacionario, las metodologías empleadas fueron diferentes, lo mismo que parámetros básicos para el cálculo, como es la estimación del flujo termal.

Zona Foreland

El potencial de aceite y gas generador en este sector, fue efectuado por TGS – ANH – AR 2D offshore cuenca Colombia (Caribe 2012), 2013 los principales parámetros utilizados fueron:

- Un flujo calor (HF = 45 mW/M2), similar al estado termal presente en el sector abisal.
- Una variación en el espesor de la pila sedimentaria, correlacionado con los horizontes sísmicos interpretados, desde el fondo del océano hasta el horizonte B considerado como Basamento Económico.
- En función del análisis de gases (piston – core), se estimó un kerogeno tipo II

VARIABLES	SPW-1	SPW-2	SPW-3	SPW-4	SPW-5
FASE	1	2	2	1	1
Espesor	3006'	3926'	5017'	6055'	7171'
Expulsión	plioceno (Ma)	paleoceno (60Ma)	oligoceno (30 Ma)	cret/pal (80-55)	oligoceno (30Ma)
Producto (M tom)					
Petróleo normal	350.0	380.0	450.0	454.0	340.0
Petróleo ligero	4.0	40.0	43.0	45.0	30.0
Gas húmedo	18.0	20.0	20.0	25.0	230.0
Gas seco	10.0	-	5.0	100.0	200.0
Total Líquidos	354.0	420	480	490	370.0
Total Gas	-	18	30	200	30.0
Total HOS	354.0		948		919
Total MBP	265.0		7050		6740
					28.950
					31.150

Tabla 33. Potencial de hidrocarburos zona Foreland

Fuente: ANH LANDMARK / HALLIBURTON 2013

Prisma acreacionario

El estimativo del potencial de hidrocarburos, en este sector fue calculado por ANH / LANDMARK / HALLIBURTON 2013 y corresponde únicamente al sector compresional en el cual se reconocen los intervalos estratigráficos de rocas generadoras.

- Lutitas, margas y calizas del cretácico superior – FM Cansona.
- Las lutitas y arcillosas del Oligoceno superior – formación Ciénaga de Oro.

La variación del flujo de calor es variable tanto en los offshore, como en el Onshore:

Sector	
Offshore Norte	55 MW/M2 (Cartagena 2)
Offshore sur	60 MW/M2 (Fuerte 1)
Onshore Norte	30 MW/M2 (Molinero)
Onshore Sur	65 – 70 MW/M2 (Floresanto).

Con base a los estimativos del balance de masas y el modelamiento, efectuado por LANDMARK, HALLIBURTON 2013, se documenta que la cuenca en el sector del prisma acreacionario, es mayormente productora de gas y condensado, de conformidad con los resultados anteriores.

SECTOR	FACE (Ma)	
	GENERACION	EXPULSION
OFFSHORE NORTE		
SP Ciénaga de Oro	20 (Mioceno T)	5 (Plioceno)
SP Cansona	44 (Eoceno)	14 (mioceno)
Pre Cansona	58 (paleoceno)	8 (mioceno)
Offshore sur		
SP Ciénaga de Oro	20 (Mioceno T)	10 (Mioceno)
SP Cansona	44 – 50 (Eoceno)	14 (Mioceno)
Pre Cansona	60 – 70 (k – paleoceno)	8 (Mioceno – Plioceno)
ONSHORE		
SP Ciénaga de Oro	18 – 30 (Oligoceno)	5 (Plioceno)
SP Cansona	44 – 45 (Eoceno)	20 (Mioceno)
Pre Cansona	70 – 80 (K – Tardío)	10 – 26 (Oligoceno)

Tabla 34. tiempos de generación y expulsión (Ma).

Fuente: ANH LANDMARK / HALLIBURTON 2013

4.13.5 HIDROCARBUROS POR DESCUBRIR

VARIABLE	SINU OFFS	GUAJIRA OFFS	COLOMBIA	TOTAL
Total HC's generados	522.017	163.412	686.197	1.688.534
Total HC's disponibles	21.854	6.590	30.879	59.323
Total HC's descubierto	-	1.144	0	1.144
OOIP				
Recursos remanentes	21.854	10.536	30.879	63.269
YTF/OOIP ANH – 2015	4.311	2.107	6.176	12.554
% HC's entrampados	2	17	-	-

Tabla 35. Balance de Masas Caribe Colombiano.

Fuente: ANH - KUENKA 2015

NOTA: cifras en millones de barriles MBP

NOTAS DE ANÁLISIS:

- Los estimativos por sector dentro del prisma acreacionario, indican que la unidad estratigráfica Cansona (cretáceo superior) debido a la madurez termal, se comporta como roca generadora de recursos de gas y condensado.
- El estimativo de YTF para la cuenca Colombia, presenta un valor promedio de 30.990 MMBO (30829 – 31150).
- Los resultados del modelamiento geoquímico, (sección basinal), sugieren la presencia de una roca – fuente, que generan un amplio espectro de hidrocarburos, en el rango de hidrocarburos – normales hasta condensados y gas seco.
- La extrapolación de la información Onshore al área Offshore, relacionada con la calidad del hidrocarburo, apoyaría el modelamiento efectuado.

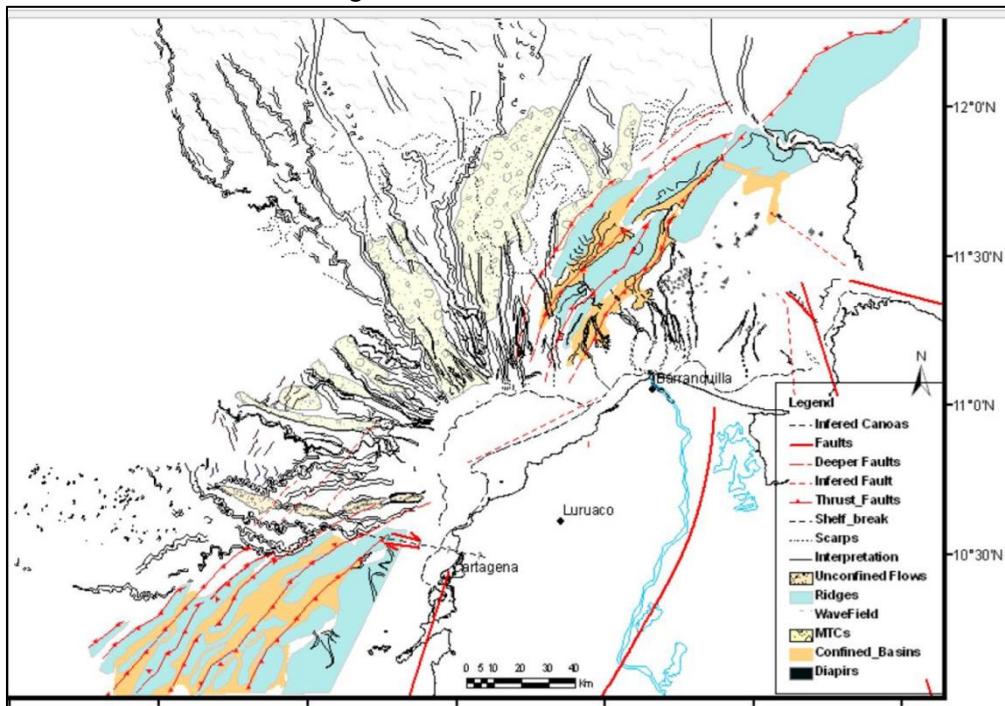
4.13.6 PROSPECTIVIDAD CUENCAS OFFSHORE CARIBE

La adquisición de datos para propósitos de la exploración de hidrocarburos en el offshore colombiano, se inició a mediados de 1970. Durante este periodo se perforaron varios pozos en la plataforma interior y media, donde trampas estructurales fueron detectadas por sísmica, los resultados fueron variables, algunos de estos pozos no encontraron reservorios de importancia o hidrocarburos

con excepción de los pozos perforados por Anadarko (2015 – 2016), ningún pozo ha sido perforado en la pendiente continental ni la porción abisal (basin floor) en la cuenca Colombiana, la depositación ha sido principalmente controlada por la deformación y el flujo de sedimentos. Weimer y Saltt (Cadena A, 2013) describen la potencialidad de diversos elementos arquitectónicos como reservorios, en ambientes de aguas profundas. Bajo este “play concept”, diferentes tipos de depósito, se postulan como potenciales reservorios:

- **Canales erosionales:** estos pueden ser de dos tipos erosionales y agradiacionales, los primeros particularmente están presentes en el área oriental y se infieren asociados a “piggy – back – basins”, asociados a altas pendientes “intra – slope – basins”, su geometría es compleja debido a la migración lateral y la incisión de canales, los cuales incrementan el área del reservorio y la conectividad.

Figura 189: Canales Erosionales.

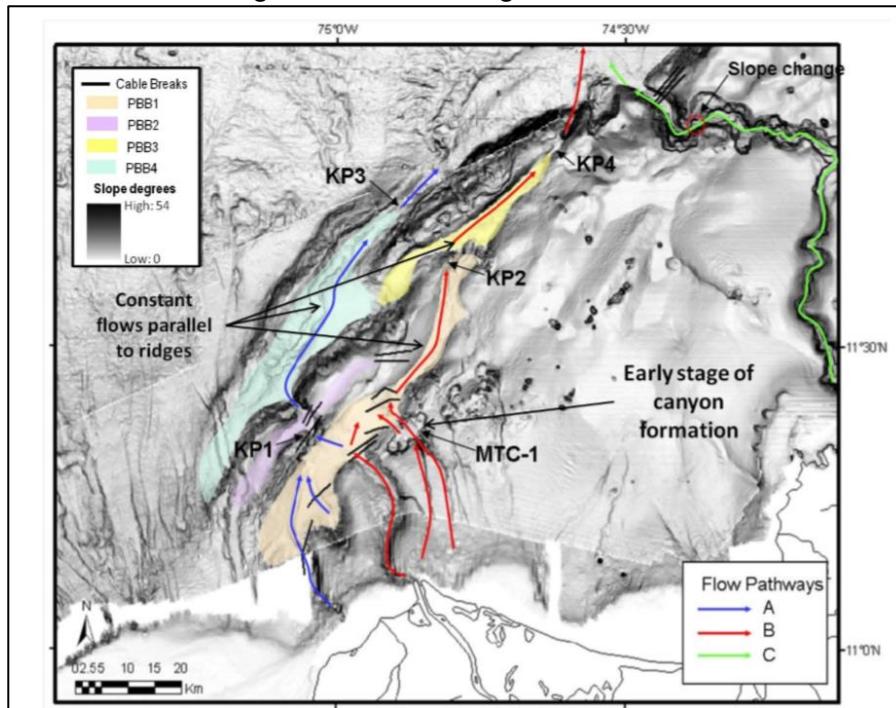


Fuente: Anadarko 2015

- **Canales Agradiacionales:** se presentan en el área de influencia del abanico del río Magdalena, particularmente la zona axial; el dimensionamiento

geométrico de los canales, varia entre 0.9 km – 2.0 km de ancho, con un incremento de la sinuosidad y disminución del ángulo de pendiente; estadísticas mundiales (Weimer y Slatt – 2007 – Petroleum Geology of deep Water Settings AAPG studies in Geology), indican porosidades en promedio 20% y amplia granulometría (conglomerados, arenas de grano fino y medio).

Figura 190: canales agradacionales.



Fuente: Anadarko 2015

- **Lóbulos de arena (lobe sandstones):** estos cuerpos de arena, son de los mejores reservorios en aguas profundas, debido a las altas tasas de producción. Se forman en arenas de bajo gradiente (basin floor o cuencas confinadas), debido a la desaceleración del flujo, cubren grandes extensiones dependiendo del input de sedimentos y la extensión del cuerpo receptor.

Con base a la geometría del sistema del abanico del Magdalena (MFS) y las postuladas tendencias de abanicos aluviales y corrientes de turbidez, se deduce que la configuración de la trampa perforada por los pozos Gorgón 1,

Kronos 1 y Purple Ángel 1, se relacionan con frentes deltaicos, en forma de cuerpos lobulares de arena, paralelos a la línea de costa, los cuales presentan continuidad hidráulica.

Con base a lo anteriormente expuesto, se considera que el complejo gasífero de Mamba, el cual tiene un volumen entrampado de mas de 73 TCF de gas natural. Distribuido en dos (2) acumulaciones, Mamba y Coral, los cuales están compuestos por un sistema lobular de arenas y canales turbidíticos situados en un ambiente de aguas profundas – “basin floor”.

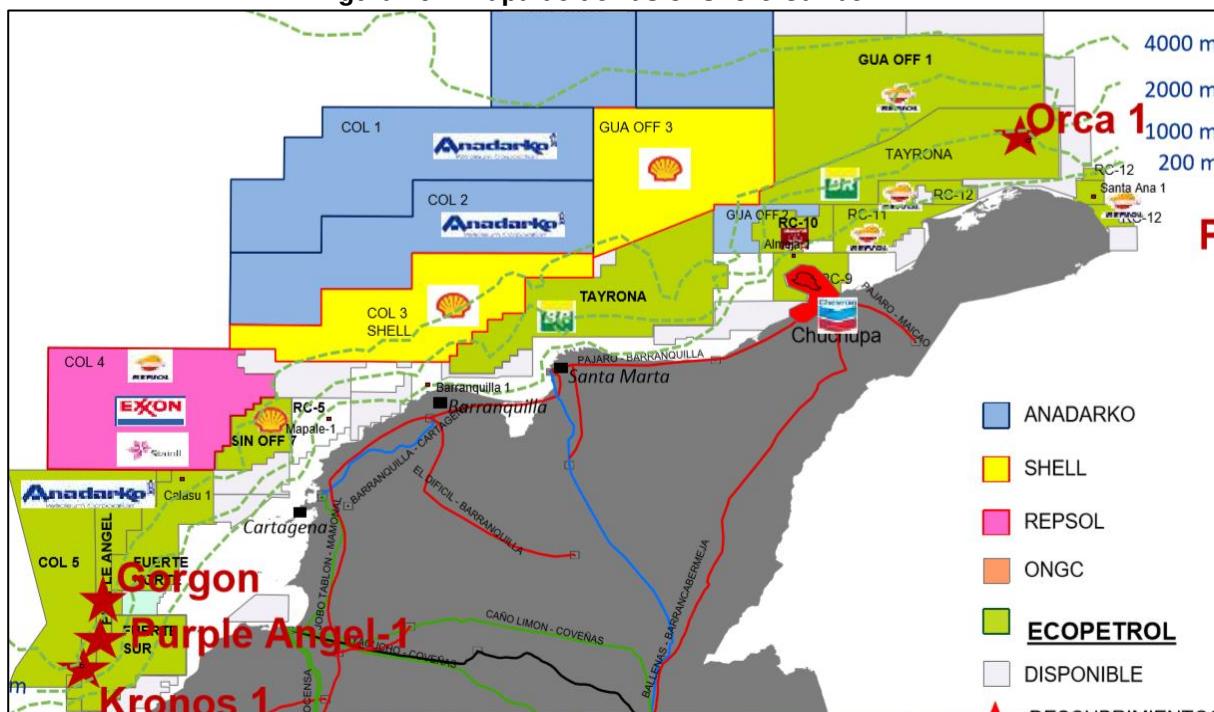
El reservorio de edad Eoceno, esta constituido por cuerpos de arena, masivos, con espesores mayores de 150 pies (Palermo D., 2013 - Sequence Stratigraphy, Sedimentology and Reservoir modeling of The Coral Reservoir, offshore – Northern Mozambique).

En conclusión este modelo analógico, comprueba un play concept desarrollado por Anadarko, para sus activos exploratorios en la Cuenca Colombia.

- **Inter – slope – basins:** este tipo de cuenca, localizado en la plataforma interior del prisma acreacionario, se constituyó en un área selectiva de deposición, entrampada entre pendientes de alto ángulo, los cuales concentran el llenado de sedimentos, evitando la dispersión de los mismos, dependiendo de su interacción con las vías de migración del hidrocarburo, pueden constituirse en acumuladores de hidrocarburos, un mecanismo de entrampamiento favorable, dada la alta eficiencia en tasas de producción.

4.13.7 ACTIVIDAD EXPLORATORIA

Un total de 11 bloques en Contratos E &P y 9 TEAS, constituyen los activos exploratorios de 5 compañías en el área del caribe Offshore, contratadas como se presenta en la figura 191:

Figura 191: Mapa de tierras offshore Caribe.


Fuente: ANH

Contratos E&P vigentes costa afuera

Los contratos vigentes cumplieron con más del 100 % de los compromisos que eran de 677.655.122 dólares, a la fecha la ejecución de inversiones ha sobrepasado los 1.000 MUS \$.

En los contratos resaltados de GUA OFF 2, RC 9, 10 y 11 y SIN OFF – 7 se presentó renuncia a los E&P

En los contratos Fuerte Norte, Sur y Purple Ángel se solicitó Unificación con el TEA COL – 5, y Anadarko presentó cesión del 100 % de sus derechos a favor de Ecopetrol.

Ejecución de la inversión – TEA

- Contratos 9: Col 1, Col 2, Col 3, Col 4, Col 5, Col 6, Col 7, Gua off 1, Gua off 3
- Inversión pactada Fase actual \$ 384.218.694

- Inversión ejecutada Fase actual \$ 384.218.694
- % Inversión ejecutada 100%.

CONTRATOS	PROCESO COMPETITIVO	OPERADOR
FUERTE NORTE	CONTRATACIÓN DIRECTA	ANDARKO
FUERTE SUR	CONTRATACIÓN DIRECTA	ANDARKO
PURPLE ANGEL	CONTRATACIÓN DIRECTA	ANDARKO
GUADALINFO	RONDA COLOMBIA 2012	ONGC VIDESH
RC-7	RONDA CARIBE 2007	ECOPETROL
RC-9	RONDA CARIBE 2008	ECOPETROL
RC-10	RONDA CARIBE 2009	ONGC VIDESH
RC-11	RONDA CARIBE 2010	REPSOL
RC-12	RONDA CARIBE 2011	REPSOL
SINOFFSHORE	RONDA COLOMBIA 2014	SHELL
TAYRONA	CONTRATACIÓN DIRECTA	PETROBRAS

Perforación exploratoria

BASIN	ACTIVO	OPERADOR	REMARKS
SINU OFFSHORE	Fuerte Norte	Anadarko	Gorgón 1 Calasú 1
	Fuerte Sur	Anadarko	Kronos 1 Purple Ángel 1
	RC - 04	Equion	Mapale 1
	RC - 05	Equion	
	RC -09	Ecopetrol	Molusco 1
	Tayrona	Petrobras	Brhama 1

4.13.8 EVALUACIÓN DE APORTE VOLUMÉTRICO DE RESERVAS Y PRODUCCIÓN DE LA CUENCA OFFSHORE - GAS

Se evalúan los diferentes hallazgos de los últimos 4 años, el periodo más activo en exploración offshore de toda la historia. Hay que indicar que la actividad exploratoria de esta década inicia con la acertada estrategia de las rondas Caribe y Colombia, y los programados de adquisición sísmica de más de 25.000 kilómetros 2 D en el 2009 y los más de 35.000 2d equivalentes en 2014 y 2016 dentro los cuales está la adquisición en el año 2014 del mayor programa 3D en ese año en el mundo por

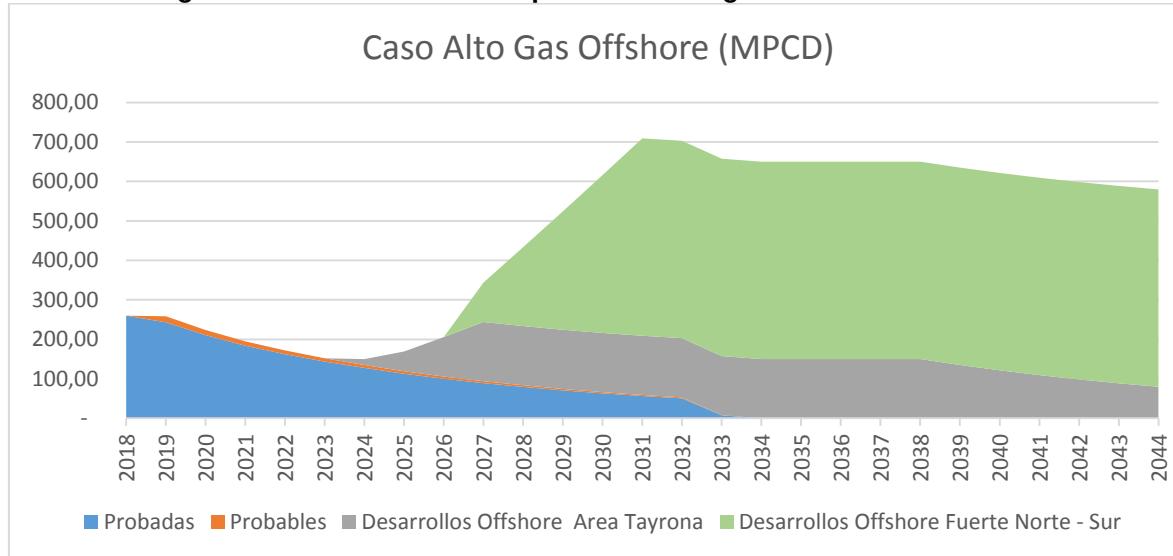
parte de los socios Anadarko- Ecopetrol. De ahí el éxito exploratorio de los últimos cuatro (4) años.

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

Una vez se den las señales del mercado interno y externo se llevarán a cabo los desarrollos de los importantes hallazgos de los últimos cinco años. Para la UT Prospección la vocación de los volúmenes encontrados en el offshore Colombiano son las exportaciones.

La proyección del escenario planteado, es la del desarrollo de 1 Tera en el hallazgo realizado en el contrato Tayrona y de 3,3 Teras en los hallazgos realizados en los Bloques Fuerte.

Figura 192: Escenario alto de producción de gas en cuencas offshore.



Fuente: Cálculos propios

4.14 ESCENARIOS CONSOLIDADOS DE LOS PRONÓSTICOS DE PETRÓLEO Y GAS PARA LAS CUENCAS ANALIZADAS.

A continuación, se presentan los escenarios volumétricos para petróleo y gas con las consideraciones y supuestos presentados en los capítulos anteriores.

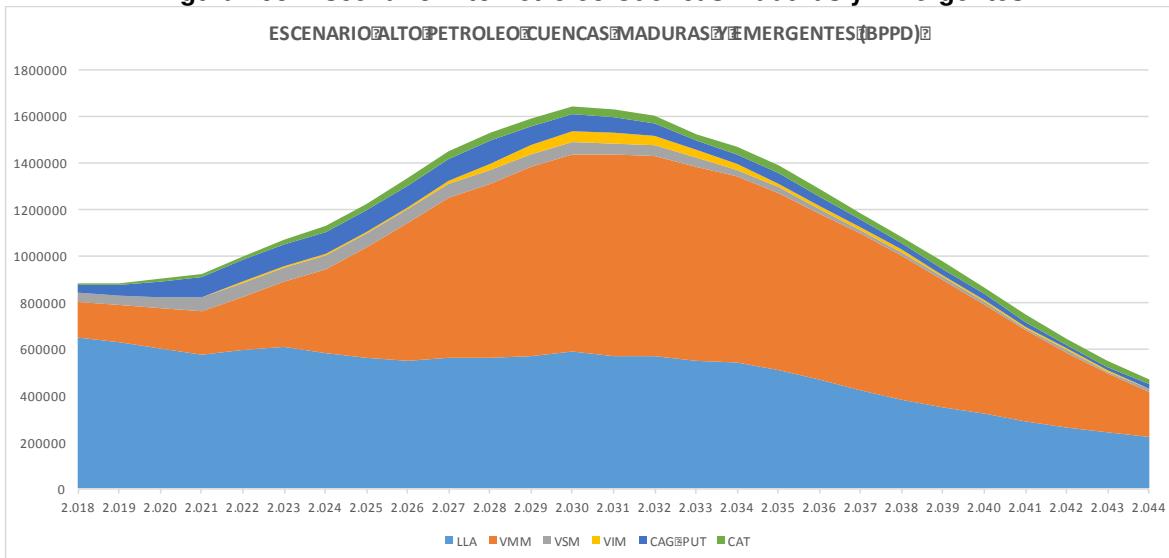
4.14.1 ESCENARIOS CONSOLIDADOS PETRÓLEO

Incluye los pronósticos para las cuencas Llanos, Valle Medio, Valle Superior, Valle Inferior, Caguán Putumayo y Catatumbo. Las cuencas Cesar Ranchería y Offshore por ahora han mostrado potencial solo para Gas.

4.14.1.1 ESCENARIO ALTO

En este escenario tienen particular importancia las cuencas de Valle Medio del Magdalena por la inclusión de eventuales aportes volumétricos de los Yacimientos en Roca Generadora, y el mantenimiento por largo plazo del aporte de la cuenca Llanos alrededor de los 600 KBPD.

Figura 193: Escenario Alto Petróleo Cuencas Maduras y Emergentes.



Fuente: cálculos propios

En este escenario tendrían volúmenes de más de un millón de barriles del 2022 al 2039.

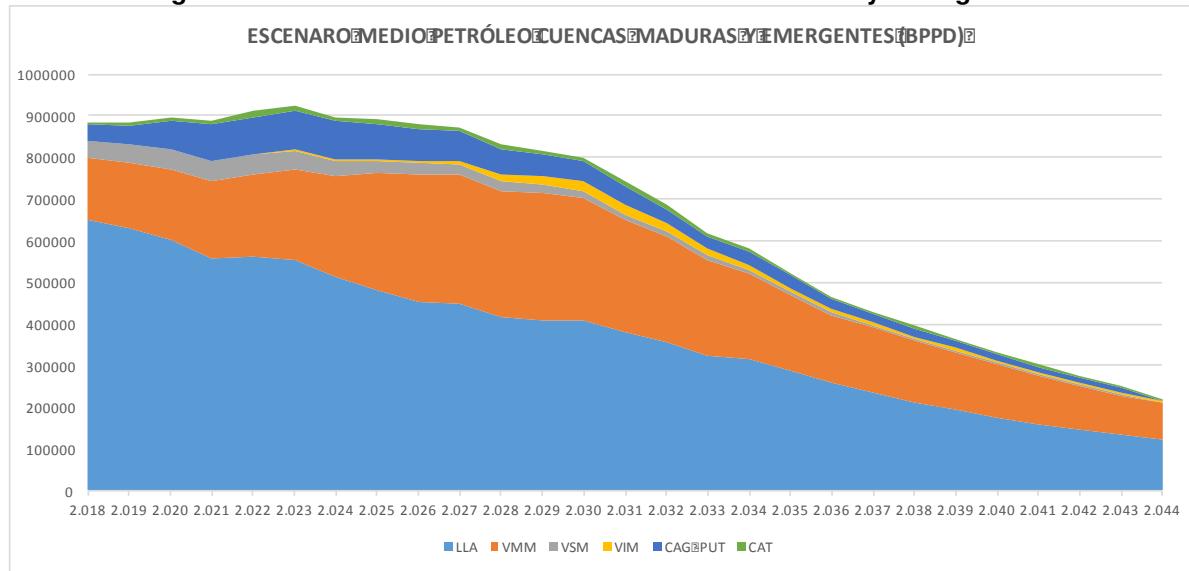
La cuenca del Valle Medio sería la que aporte las mayores cantidades de petróleo al país.

Una vez se desarrolle el piloto en la cuenca la UT prospección recomienda valorar si el aporte de los YRG estará en los 2,3 Billones de este escenario, o si por el contrario el volumen que se proyecta tiene variaciones sustanciales.

4.14.1.2 ESCENARIO MEDIO

Este es el escenario que plantea la UT Prospección, como el escenario base de la industria. Mantendría producciones por encima de los 800 KBPD hasta el año 2030 por lo menos. Este implica un gran esfuerzo por incrementar el recobro en los yacimientos existentes y el cumplimiento de los compromisos exploratorios vigentes. La Cuenca Llanos se mantiene como la de mayor aporte de producción en el país particularmente de crudos pesados.

Figura 194: Escenario Medio Petróleo Cuencas Maduras y Emergentes.

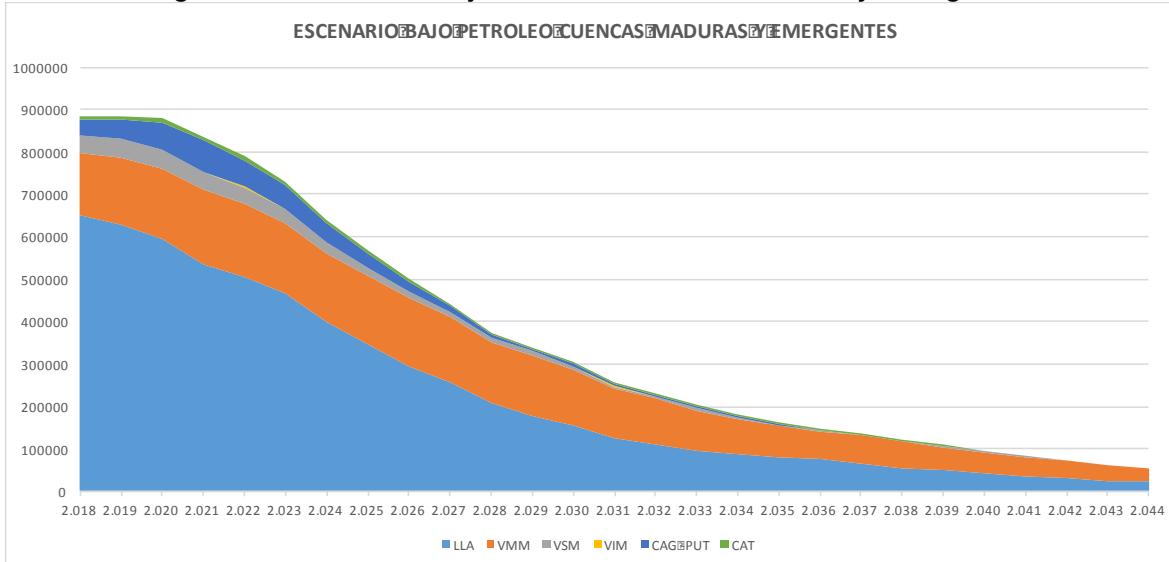


Fuente: cálculos propios

4.14.1.3 ESCENARIO BAJO

Este escenario es básicamente la proyección de las empresas del IRR 2017 de reservas y recursos. Los 800 KPD se mantendrían hasta el año 2022 con una fuerte declinación hasta llegar a volúmenes del orden de 300 KBPD en el año 2030. En este escenario la actividad exploratoria es muy baja, al no lograrse atraer la inversión de riesgo necesaria para explorar y explotar el innegable potencial de las cuencas con potencial de hidrocarburos del país.

Figura 195: Escenario Bajo Petróleo Cuencas Maduras y Emergentes.



Fuente: Cálculos propios

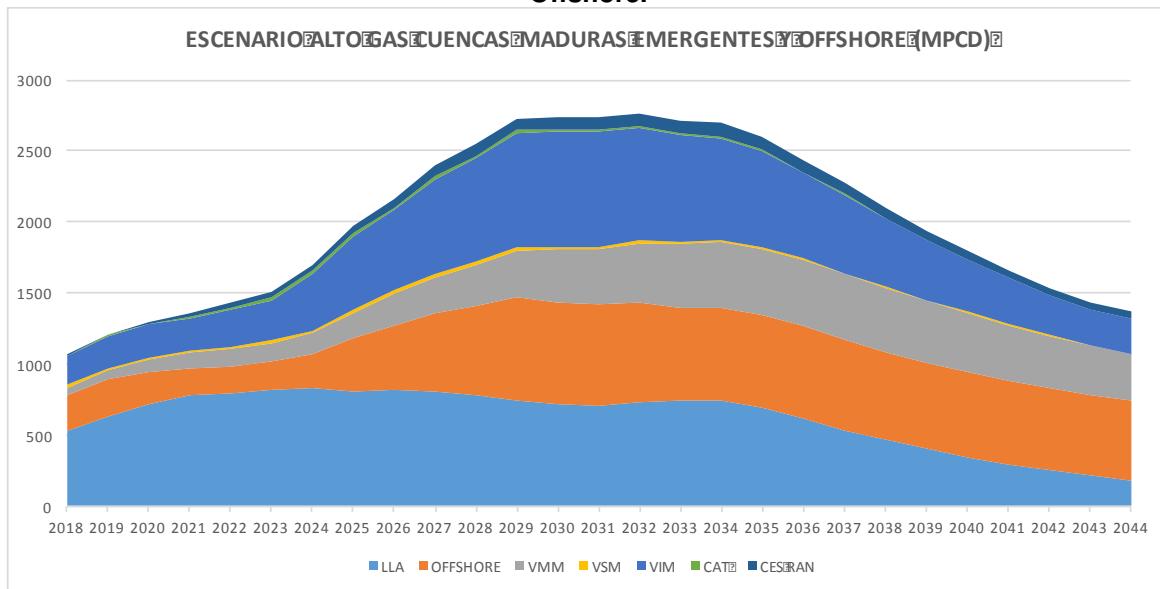
4.14.2 ESCENARIOS CONSOLIDADOS DE GAS

Los escenarios de disponibilidad de gas del país tienen en cuenta el eventual aporte volumétrico de las cuencas, Llanos, Valle Medio, Valle Superior, Valle Inferior del Magdalena, Catatumbo, Cesar Ranchería y Offshore. No se tiene en cuenta la cuenca del Caguán Putumayo a la que de acuerdo con la información entregada a la UPME por parte de la ANH no le reportaron las empresas operadoras ni reservas, ni recursos contingentes.

4.14.2.1 ESCENARIO ALTO

Este escenario tiene aportes importantes de cuatro cuencas principales Valle Medio y Valle Inferior del Magdalena, cuenca Llanos y offshore colombiano.

Figura 196: Escenario Alto Gas Cuencas Maduras y Emergentes, incluye hallazgos recientes Offshore.



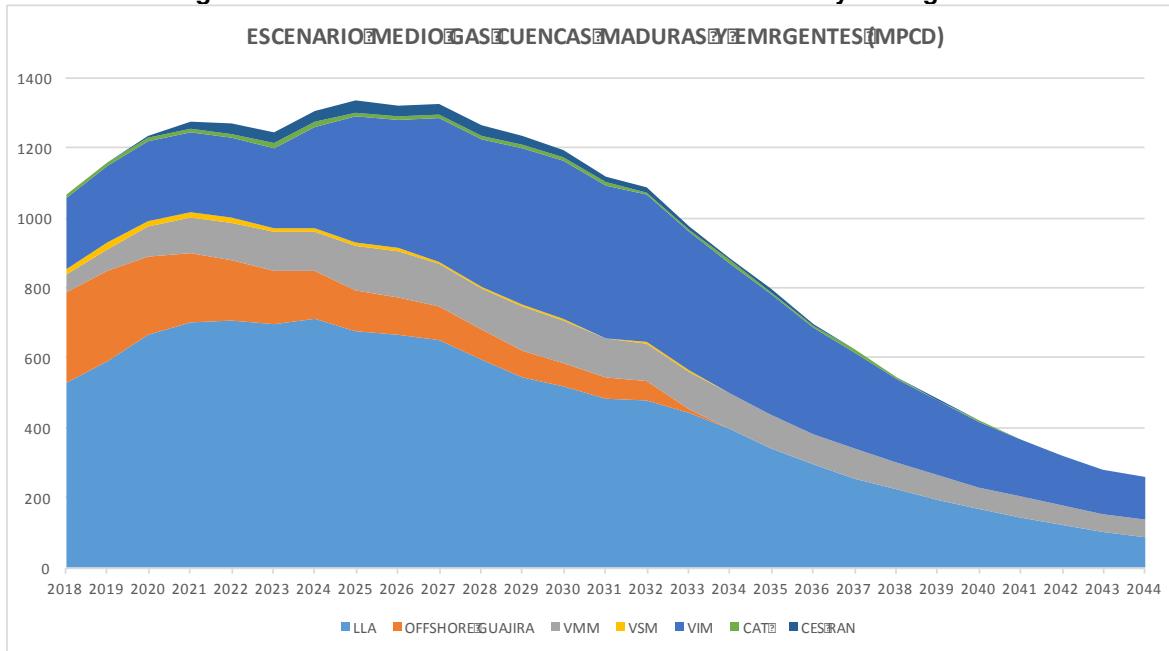
Fuente: cálculos propios

En especial el aporte de los YRG de la cuenca del VMM, y los aportes en la explotación de los campos Orca, Kronos, Purple Ángel y Gorgón serían desde el 2023 los mayores oferentes de nuevos volúmenes, además del éxito en las campañas actuales en el Piedemonte Llanero y el VIM en exploración y producción.

4.14.2.2 ESCENARIO MEDIO

En este escenario, considerado como el escenario base, no incluye la explotación de los campos de offshore y continúan los aportes volumétricos desde Llanos y VIM, esta última cuenca se consolidaría como la segunda en suministro de gas para el país

Figura 197: Escenario Medio Gas Cuencas Maduras y Emergentes.

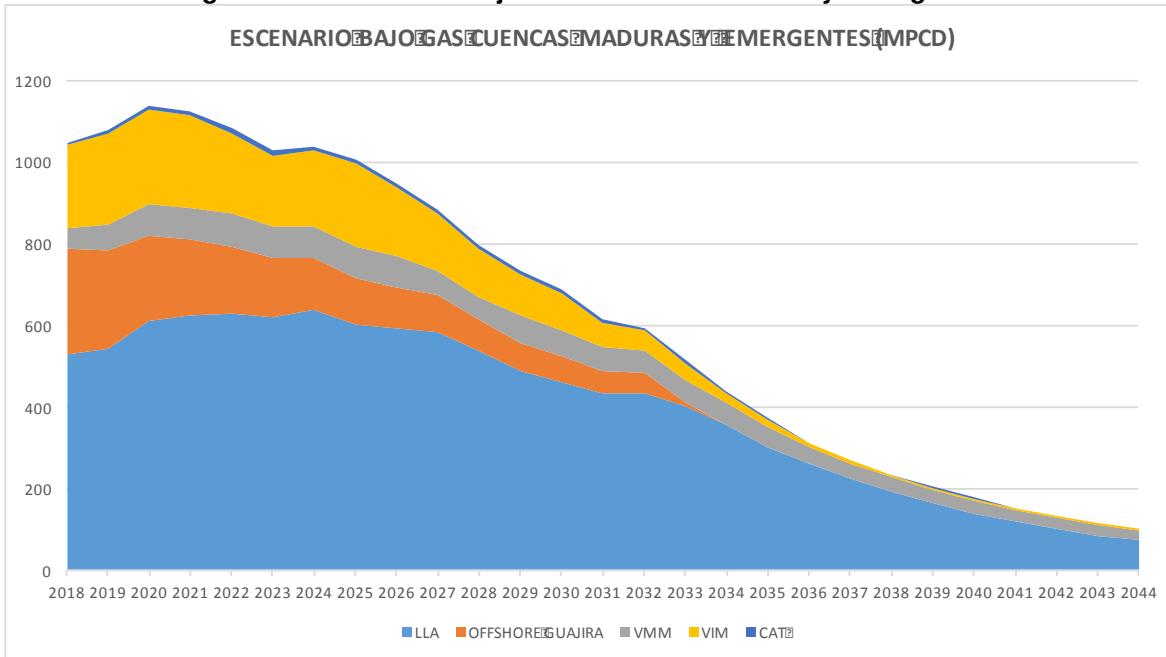


Fuente: Cálculos propios

4.14.2.3 ESCENARIO BAJO

En este escenario, predomina la información del IRR 2017 de reservas probadas, probables y posibles, recursos contingentes y exploración con resultados tempranos sin incluir los hallazgos de Offshore.

Figura 198: Escenario Bajo Gas Cuencas Maduras y Emergentes.



Fuente: Cálculos propios