



**Evaluating total Yet-to-Find hydrocarbon
volume in Colombia**

Carlos A. Vargas J.

UNIVERSIDAD NACIONAL DE COLOMBIA

**UNIVERSIDAD NACIONAL DE COLOMBIA
FACULTAD DE CIENCIAS
DEPARTAMENTO DE GEOCIENCIAS
Research Group in Geophysics**

PRESIDENT OF THE REPUBLIC OF COLOMBIA

Dr. JUAN MANUEL SANTOS CALDERON

MINISTER OF MINES AND ENERGY

Dr. MAURICIO CARDENAS SANTAMARIA

PRESIDENT NATIONAL AGENCY OF HYDROCARBONS

Dr. ORLANDO CABRALES SEGOVIA

TECHNICAL DIRECTOR

Dr. JUAN FERNANDO MARTINEZ

AUTOR AND EDITOR

CARLOS ALBERTO VARGAS JIMENEZ.
Associated Professor, Department of Geosciences
UNIVERSIDAD NACIONAL DE COLOMBIA

TECHNICAL TEAM

ALEJANDRA J. ANGULO
JOHN H. ARENAS
MAURICIO MORENO M.
JOSE ARAUJO
UNIVERSIDAD NACIONAL DE COLOMBIA

EDILSA AGUILAR GOMEZ
GERMAN OROZCO
AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS

Cite this work as:

Vargas, C. A. Evaluating total Yet-to-Find hydrocarbon volume in Colombia. Earth Sci. Res. J., Vol. 16, Special Issue (April, 2012): 1-246.

Content

1	INTRODUCTION.....	1
2	HYDROCARBONS PRODUCED IN COLOMBIAN SEDIMENTARY BASINS	3
2.1	General comments.....	3
2.2	Colombia’s sedimentary basins.....	6
2.2.1	The Amagá basin.....	6
2.2.2	The Caguán – Putumayo basin	7
2.2.3	The Catatumbo basin.....	8
2.2.4	The Cauca - Patía basin.....	9
2.2.5	The Cesar-Ranchería basin.....	10
2.2.6	The Choco basin.....	11
2.2.7	The Chocó offshore basin.....	12
2.2.8	The Colombia basin.....	13
2.2.9	The Colombian Deep Pacific basin	14
2.2.10	The Eastern Cordillera basin	14
2.2.11	The Eastern Llanos basin.....	15
2.2.12	The Guajira basin.....	16
2.2.13	The Guajira offshore basin.....	17
2.2.14	Los Cayos basin	18
2.2.15	Lower Magdalena Valley basin.....	19
2.2.16	Middle Magdalena Valley basin.....	20
2.2.17	Upper Magdalena Valley basin	22
2.2.18	Sinu- San Jacinto basin.....	23
2.2.19	Sinú offshore basin	24
2.2.20	Tumaco basin	24
2.2.21	Tumaco offshore basin.....	25
2.2.22	Urabá basin.....	26
2.2.23	Vaupés – Amazonas basin.....	27
2.3	Environmental considerations.....	28
2.4	Data and hypotheses.....	30
2.4.1	Data.....	30

2.4.2	Hypotheses.....	30
2.4.3	Methodology	30
2.4.4	Results.....	32
2.4.5	Thickness of source rock.....	33
2.4.6	Mass of hydrocarbon generated per gram of TOC	33
2.4.7	TOC fraction.....	33
2.4.8	Ratio between basin area and hydrocarbon generated.....	34
2.4.9	Volume of hydrocarbon generated.....	35
2.4.10	Trapped hydrocarbons.....	37
2.4.11	Sensitivity analysis.....	38
2.5	Conclusions.....	38
2.6	Bibliography	39
2.7	Appendices	39
2.7.1	Appendix 2-1	39
2.7.2	Appendix 2-2.....	40
3	RECOVERABLE ORIGINAL RESOURCES.....	41
3.1	General comments.....	41
3.1.1	Volumetric estimation.....	41
3.2	Data and hypotheses	41
3.2.1	Data.....	41
3.2.2	Hypothesis.....	41
3.3	Methodology	41
3.4	Results.....	43
3.4.1	Production area	43
3.4.2	Deposit thickness	44
3.4.3	Deposit porosity	44
3.4.4	Water saturation.....	44
3.4.5	Volumetric factors.....	45
3.4.6	Gas oil ratio (GOR)	46
3.4.7	Recoverable resources.....	47
3.4.8	Sensitivity analysis.....	53
3.5	Conclusions.....	54
3.6	Bibliography	54

3.7	Appendices	54
4	YET-TO-FIND RESOURCES	55
4.1	General comments	55
4.1.1	Fractal method	55
4.2	Data and hypotheses	55
4.2.1	Data.....	55
4.2.2	Hypothesis.....	55
4.3	Methodology	56
4.4	Results.....	57
4.4.1	The Eastern Llanos	57
4.4.2	Caguán-Putumayo.....	58
4.4.3	The Middle Magdalena Valley	59
4.4.4	The Upper Magdalena Valley	60
4.4.5	Total YFT crude resources in Colombia	61
4.4.6	Total YTF gas resources in Colombia.....	62
4.5	Conclusions.....	63
4.6	Bibliography	63
4.7	Appendices	63
5	METHANE GAS HYDRATES	65
5.1	General comments.....	65
5.1.1	Origin and formation.....	65
5.1.2	Bottom simulating reflector (BSR).....	66
5.1.3	Gas hydrate distribution around the world.....	67
5.2	Data and hypotheses	68
5.2.1	International data.....	68
5.2.2	National data.....	69
5.2.3	Hypotheses.....	70
5.3	Methodology	70
5.4	Results.....	75
5.4.1	Gas hydrate occurrence areas	76
5.4.2	Deposit thickness	76
5.4.3	Degree of gas hydrate saturation.....	88
5.4.4	Volumetric yield of gas in hydrates.....	89

5.4.5	Gas hydrate potential.....	89
5.4.6	Sensitivity analysis.....	92
5.5	Conclusions.....	92
5.6	Bibliography	92
5.7	Appendixes.....	94
6	COALBED METHANE.....	95
6.1	General comments.....	95
6.1.1	Origin and formation.....	95
6.1.2	Types of coal.....	95
6.1.3	Coalbed methane (CBM) deposits	96
6.1.4	CBM around the world	97
6.1.5	Coal in Colombia.....	97
6.2	Data and hypotheses.....	101
6.2.1	International data.....	101
6.2.2	National data.....	101
6.2.3	Hypotheses.....	101
6.3	Methodology	102
6.4	Results.....	103
6.4.1	Drainage area	103
6.4.2	Deposit thickness	104
6.4.3	Average apparent density of coal	104
6.4.4	Gas concentration (Gc).....	104
6.4.5	CBM in Colombia.....	106
6.5	Conclusions.....	109
6.6	Bibliography	109
6.7	Appendixes.....	109
7	TAR SANDS	111
7.1	General comments.....	111
7.1.1	Bitumens	112
7.1.2	Asphalts	112
7.1.3	Tar sands	113
7.1.4	Classifying tar sands.....	114
7.1.5	The nature of the impregnation	115

7.1.6	Tar sand accumulation in Colombia	115
7.1.7	Extraction in Colombia.....	116
7.1.8	Tar sand accumulations throughout the world.....	117
7.2	Data and hypotheses	118
7.2.1	International database	118
7.2.2	National (Colombian) database.....	119
7.2.3	Hypotheses.....	119
7.3	Methodology	121
7.4	Results.....	123
7.4.1	Tar sand occurrences.....	123
7.4.2	Thickness	124
7.4.3	Bitumen density.....	124
7.4.4	Rock density	124
7.4.5	Area	124
7.4.6	Potential of tar sands in Colombia.....	125
7.4.7	Sensitivity analysis.....	128
7.5	Conclusions.....	128
7.6	Bibliography	128
7.7	Appendixes	131
8	OIL SHALE.....	133
8.1	General comments	133
8.1.1	Origin and formation.....	133
8.1.2	Types of oil shale.....	133
8.1.3	Determining the grade of oil shale	135
8.1.4	Oil shale exploitation	135
8.1.5	Deposits around the world.....	136
8.2	Data and hypotheses	136
8.2.1	National (Colombian) database.....	137
8.2.2	Hypotheses.....	137
8.3	Methodology	139
8.3.1	Scenario 1	140
8.3.2	Scenario 2	140
8.3.3	Scenario 3	141

8.3.4	Scenario 4	141
8.4	Results.....	142
8.4.1	Oil shale unit thickness	142
8.4.2	Total rock density	142
8.4.3	Oil shale density	142
8.4.4	Shale areas.....	143
8.4.5	Deposit area weighting factor.....	144
8.4.6	S ₂ P hydrocarbon content.....	148
8.4.7	Oil shale in Colombia	152
8.4.8	Sensitivity analysis.....	155
8.5	Conclusions.....	156
8.6	Bibliography	157
8.7	Appendixes.....	161
9	SHALE GAS AND SHALE OIL	163
9.1.1	Classification.....	163
9.1.2	Origin and formation.....	163
9.1.3	Shale characterization.....	165
9.1.4	Some source rock packages in Colombia	169
9.2	Data and hypotheses	173
9.2.1	International database.....	173
9.2.2	National (Colombian) database.....	173
9.2.3	Hypotheses.....	173
9.3	Methodology	175
9.3.1	Scenario 1	177
9.3.2	Scenario 2.....	177
9.4	Results.....	177
9.4.1	Source rock volume.....	178
9.4.2	Net-to-gross.....	187
9.4.3	Total rock density	191
9.4.4	Absorbed gas concentration	191
9.4.5	Free gas concentration	192
9.4.6	Net-to-gross international databases.....	192
9.4.7	Hydrocarbons in shale	192

9.4.8	Potential of shale oil and shale gas.....	193
9.4.9	Sensitivity analysis.....	198
9.5	Conclusions.....	199
9.6	Bibliography	199
9.7	Appendixes.....	201
10	GAS RESOURCES IN TIGHT SANDS.....	203
10.1	General comments.....	203
10.1.1	Origin and formation.....	203
10.1.2	Exploration of and production from tight gas deposits.....	204
10.1.3	Tight gas sands distribution around the world.....	204
10.2	Data and hypotheses.....	205
10.2.1	International data.....	205
10.2.2	National (Colombian) data.....	205
10.2.3	Hypotheses.....	206
10.3	Methodology	207
10.4	Results.....	211
10.4.1	Area of tight gas sands occurrence	212
10.4.2	The thickness of tight gas sands areas	213
10.4.3	Sediment porosity	213
10.4.4	Water saturation	213
10.4.5	Gas expansión	214
10.4.6	Sensitivity analysis.....	215
10.4.7	Sensitivity analysis – Scenario 2.....	215
10.4.8	Estimating resources for those basins lacking information.....	216
10.4.9	Basin area of gas volume ratio - Scenario 2	217
10.4.10	Tight gas sands in Colombia.....	217
10.5	Conclusions.....	220
10.6	Bibliography	220
10.7	Appendixes.....	221
11	HEAVY CRUDES	223
11.1	General comments.....	223
11.1.1	Origin and characteristics	223
11.2	Data and hypotheses	225

11.2.1	Hypotheses.....	226
11.3	Methodology	226
11.4	Results.....	228
11.4.1	Area	230
11.4.2	Heavy crudes in Colombia.....	231
11.4.3	Sensitivity analysis.....	232
11.5	Conclusions.....	233
11.6	Bibliography	233
11.7	Appendixes.....	234
12	PRODUCTION PROJECTIONS	235
12.1	General comments.....	235
12.1.1	Cointegral time series	235
12.2	Data and hypotheses.....	236
12.2.1	Data.....	236
12.2.2	Hypotheses.....	236
12.3	Methodology	236
12.4	Results.....	237
12.5	Bibliography	238
12.6	Appendixes.....	238
13	EXECUTIVE REPORT.....	239
13.1	General comments.....	239
13.2	Estimated potential of conventional hydrocarbons in Colombia.....	239
13.3	Estimated potential of non-conventional hydrocarbons in Colombia	240
13.4	Hydrocarbon resources matrix.....	242

1 INTRODUCTION

The present work combines estimations of conventional and non-conventional yet-to-find recoverable hydrocarbons in Colombia's 23 sedimentary basins. The work adopts a probabilistic approach using the Monte Carlo statistical method aimed at defining available and trapped resources and comparing such simulation with in situ resources regarding their conventional and non-conventional expression.

A series of considerations and hypotheses support the work's conceptual and procedural framework regarding all the estimations so made. Such hypotheses were statistically based by compiling a series of events tracing a determined pattern which may not always correspond to the geographical reality posed by the hypotheses. The foregoing means that some of the hypotheses could be reconsidered in future estimates; this is why the Excel sheets underlying fresh calculations have been attached so that they can be evaluated in new scenarios.

As well as the resource being produced, the first chapters (2 to 4) present volumetric estimates and expectations regarding news reserves related to conventional potential, i.e. oil, gas and associated gas. These three chapters also try to differentiate between the following concepts: generated resource, original in situ resource and yet-to-find (YTF) resources.

Chapter 5 gives an outline of a systematic exercise orientated towards estimating gas hydrates in Colombia. The estimates were based on information from 28 wells and more than 40,000 km of seismic 2D. The resources did not include the deep basins and Los Cayos basin due to gaps in the information or the poor quality of some available data.

Chapter 6 gives estimates of coalbed methane, supported by figures drawn from cartographic information from carbon occurrences in Colombia, and data regarding gas production in mines in Colombia, as well as Alberta (Canada).

Potential resources associated with tar sands are calculated in Chapter 7. Information of differing nature, age and sources was compiled for this exercise. Estimating potential was based on a map of tar sand occurrences produced from an inventory of areas having manifestations of the resource obtained from available information.

Chapters 8 and 9 deal with results concerning oil and gas in shale; two different but complementary approaches led to establishing this resource's great potential in Colombia. The lack of certain geochemical data and in-depth distribution data impeded using conventional techniques for analysing shale oil, oil shale and shale gas. However, the approach was valuable as the working hypotheses were coherent. A conventional analysis of shale gas and shale oil based on well and seismic data led to extending concepts to other basins.

An approach based on well information and data regarding area from other basins around the world led to estimating tight sands (Chapter 10), a resource which is becoming marginal compared to other resources.

One chapter has been devoted to heavy crudes (Chapter 11) for estimating this resource in five sedimentary basins having more occurrences and/or effective production. Well and seismic information as well as approximations of areas were fundamental for such estimate.

Chapter 12 gives a forecast concerning hydrocarbon production in Colombia. Given that the numerical exercise was based on the cointegral time series concept, the lack of historical production data regarding non-conventional resources limited the exercise to conventional gas and oil. The advantage of an approach using cointegral variables was based on analysing production evolution along with other macroeconomic variables maintaining long-term ratio and seasonality.

All the chapters have digital appendixes relating the databases used, the electronic spreadsheets with data fitted for running simulations and/or the results found. Other information such as seismic and well data duly integrated into projects using Kingdom Suite software is attached to the present document.

2 HYDROCARBONS PRODUCED IN COLOMBIAN SEDIMENTARY BASINS

2.1 General comments

The history of petroleum (oil) in Colombia began in 1537 when Gonzalo Jiménez de Quesada and his followers saw, “a source of bitumen or boiling pool,” producing a viscous black liquid when close to what today is Barrancabermeja in the Magdalena Valley. What they saw was oozing, such as that which can still be found in different parts of the country. It was almost 400 years later (1905) when two concessionaries, De Mares and Barco, were allowed to explore and exploit petroleum; this then marked the start of the modern period in Colombian oil history. De Mares began geological studies in 1915, perforation in 1916 and the first oil was produced in 1918 (Griess, 1946).

The Colombian government created the Colombian Petroleum Company (Empresa Colombiana del Petróleo - ECOPEPETROL) in 1951 which has administered exploration and production in Colombian sedimentary basins for more than 50 years. Ecopetrol became a public corporation in 2003 and was released from its petroleum management functions, giving place to the newly created Colombian Hydrocarbon Agency (Agencia Nacional de Hidrocarburos - ANH).

Colombian territory has been divided into 23 sedimentary basins during ANH's administration period (Pardo et al., 2007): Amagá, Caguán - Putumayo, Catatumbo, Cauca - Patía, Cesar-Ranchería, Chocó, Chocó offshore, Colombia, Deep Pacific area, the Eastern Cordillera, the Eastern Llanos, the Guajira, Guajira offshore, Los Cayos, San Jacinto in Sinú, Sinú offshore, Tumaco, Tumaco offshore, Urabá, Vaupés - Amazonas, the Upper Magdalena Valley, the Middle Magdalena Valley and the Lower Magdalena Valley (Figure 1-1).

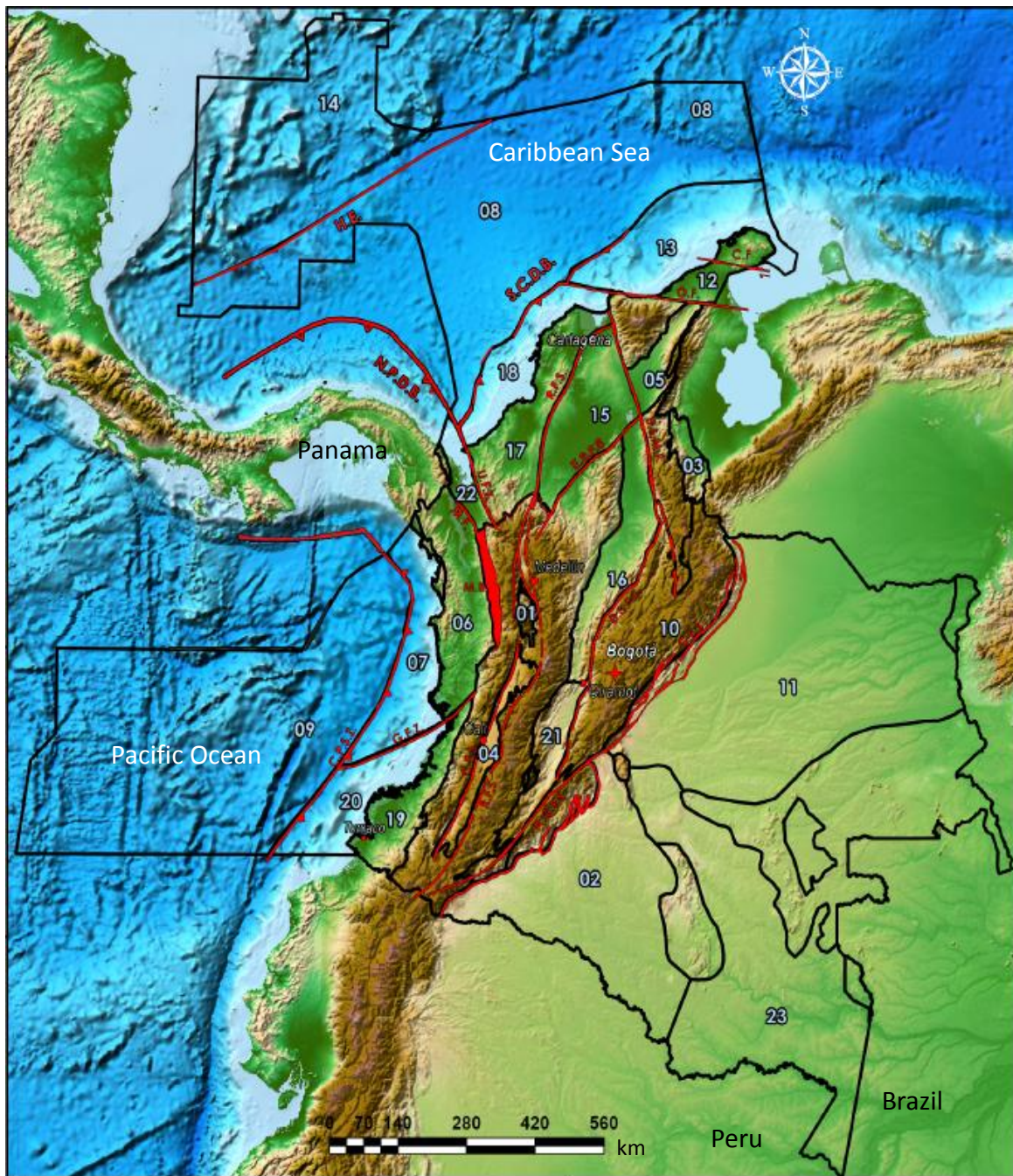


Figure 2-1 Map of Colombian basins, modified from Colombian Hydrocarbon Agency (2007).

01. Amaga; 02. Caguan-Putumayo; 03. Catatumbo; 04. Cauca-Patía; 05. Cesar-Ranchería; 06. Choco; 07. Choco Offshore; 08. Colombia; 09. Deep Pacific; 10. Eastern Cordillera; 11. Eastern Llanos; 12. Guajira; 13. Guajira Offshore; 14. Los Cayos; 15. Lower Magdalena Valley; 16. Middle Magdalena Valley; 17. Sinu-San Jacinto; 18. Sinu Offshore; 19. Tumaco; 20. Tumaco Offshore; 21. Upper Magdalena Valley; 22. Uraba; 23. Vaupes-Amazonas. Main Structures: CF – Cuiza Fault; CFS – Cauca Fault System; CPSZ – Colombian Pacific Subduction Zone; ESFS – Espiritu – Santo Fault System; HE – Hess Escarpment; MF – Murindo Fault; NPDB – North Panama Deformed Belt; OF – Oca Fault; RFS – Romeral Fault System; SCDN – South Caribbean Deformed Belt; UFS – Uramita Fault System.

Several estimations have been made for measuring Colombian yet-to-find hydrocarbon volume in its sedimentary basins. The large differences in results regarding studies carried out during the last 15 years has been due to the nature of the methodologies and data used; the most outstanding studies are mentioned below.

Ortiz (1997) estimated 15,800 MBOE resources using a fractal geometry model and field production and distribution data. The US geological service (USGS) estimated 1.3 to 10.9 BBOE yet-to-find hydrocarbons for Colombia (Ahlbrandt, 2000). D’Little (2008) estimated a yet-to-find figure of 10,000 MBOE using a fractal approach and by surveying experts. The Universidad Industrial de Santander (2009) used mass balance methodology regarding 11 Colombian sedimentary, suggesting 37,000 to 296,000 MBOE resources. Vargas (2009) estimated P₁₀ and P₉₀ resources ranging from 82,177 and 34,141 MBOE based on a ratio referring to production being proportional to basin size and homogenous recovery conditions (20%) and geological risk (30%).

As the current work is aimed at estimating conventional and non-conventional yet-to-find hydrocarbon resources, a start was made by evaluating the resource available in Colombian basins to provide a reference framework and compare available resources. The hydrocarbons generated in Colombian basins were calculated by using the mass balance method proposed by Schmoker (1994). Such method uses the percentage of total organic carbon (TOC) present in rock and current and original hydrogen indices as entry data. Once the hydrogen produced by the generating rocks has been calculated, then an evaluation is made of how much of this volume will become accumulated and how much can be extracted. Figure 2-2 shows the general scheme for such procedure.

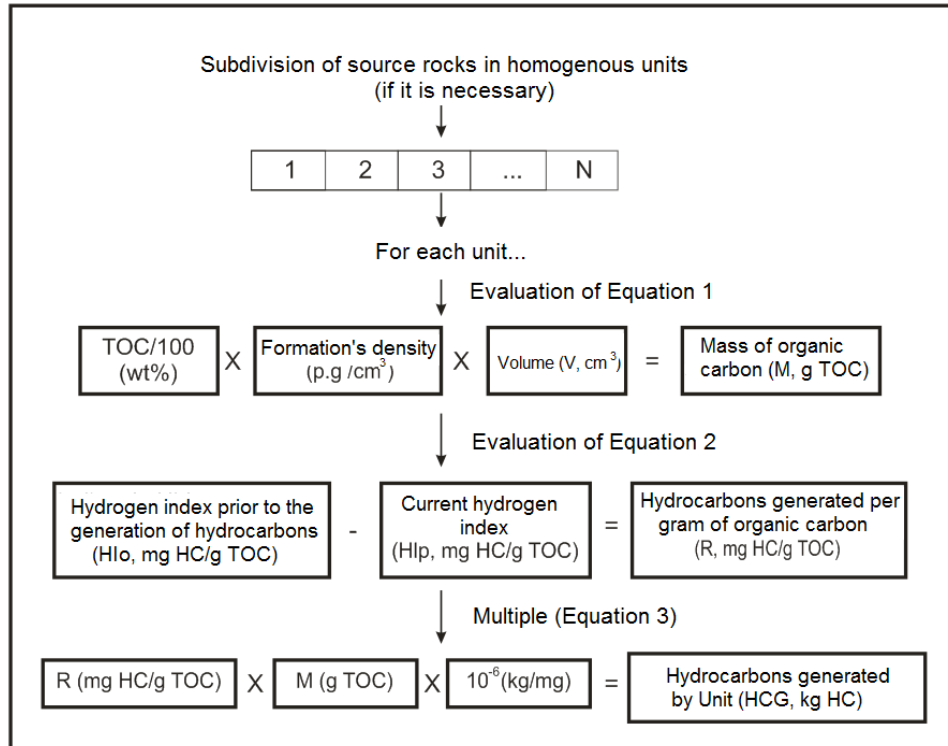


Figure 2-2 . General scheme of the procedure proposed by Schmoker (1994). Modified from Universidad Industrial de Santander (2009).

The procedure was carried out for the 12 basins having basic data available for reproducing the methodology (Catatumbo, Cesar - Ranchería, the Eastern Cordillera, the Eastern Llanos, Sinú offshore, Sinú - San Jacinto, Tumaco, the Lower Magdalena Valley, the Middle Magdalena Valley, the Upper Magdalena Valley, Caguán - Putumayo and Guajira offshore). Calculations were made for the rest of the basins for which there was little or no data available, based on a hypothesis of linearity regarding hydrocarbon available for production being directly related to basin area (e.g. Vargas, 2009).

A brief description is given below of the basins for establishing a referent to the petroleum (oil) system; the resource which could be produced is then estimated and the uncertainty of the figures so found is analysed.

2.2 Colombia's sedimentary basins

The following paragraphs summarise the most notable aspects regarding Colombia's 23 sedimentary basins. A more detailed description concerning the elements defining them or the most relevant referents regarding their oil systems can be found in ANH's book about the sedimentary basins of Colombia (ANH, 2007).

2.2.1 The Amagá basin

The Amagá basin is a rear arc basin, associated with later ocean-continent collision and convergence. It is located to the west of the Romeral fault system (Figure 2-3). It covers an area located to the southeast of the Antioquia department and the northern part of the Caldas department. This basin is bounded to the west and east by Cretaceous sedimentary and igneous rocks from the western and central cordilleras, respectively.

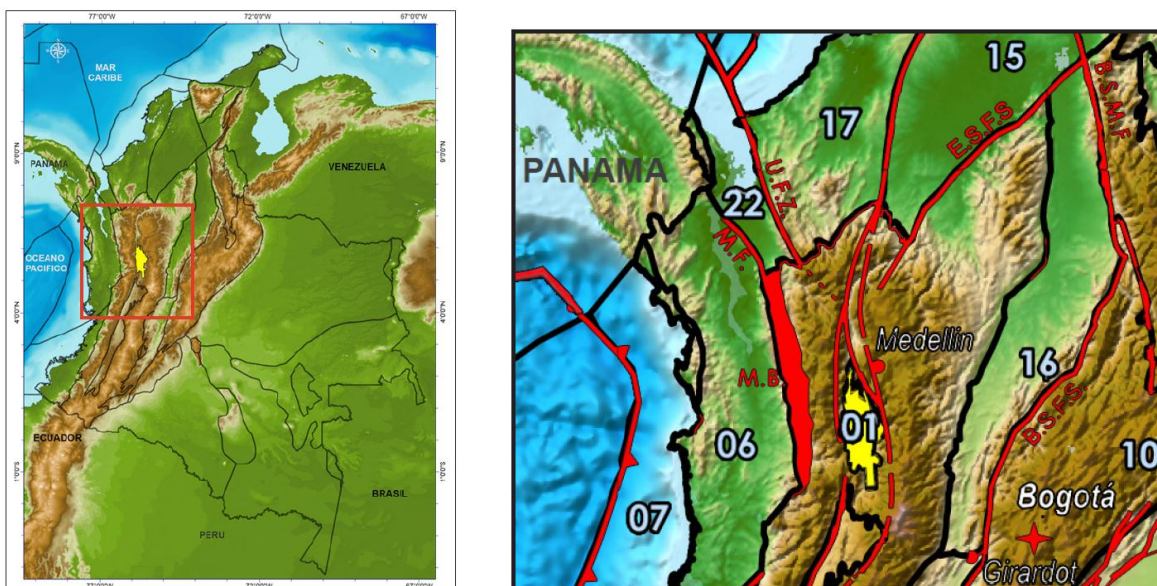


Figure 2-3 Location and borders of the Amagá basin.
01. Amagá basin; R.F.S. – Romeral fault system C.F.S. – Cauca fault system.

The basin consists of fluvial deposits having important coal layers covered by Neogene volcanic clasts, mudstones and lava flows. Figure 2-4 gives a schematic model of the basin.

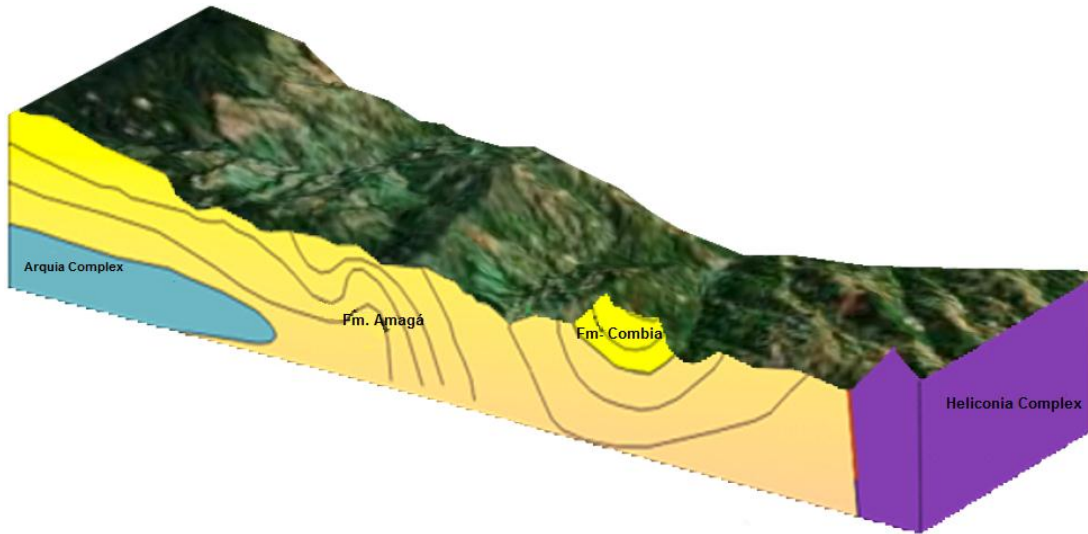


Figure 2-4. Schematic section of the Amagá basin.

2.2.2 The Caguán – Putumayo basin

The Caguán - Putumayo basin, shares its geological history with the eastern basin in Ecuador, being part of a foreland basin. The basin is bounded to the northeast by the Macarena mountain range, the international border with Ecuador and Peru to the south, the Chiribiquete Mountain range to the east and the Eastern Cordillera's piedmont fault system to the northwest (Figure 2-5).

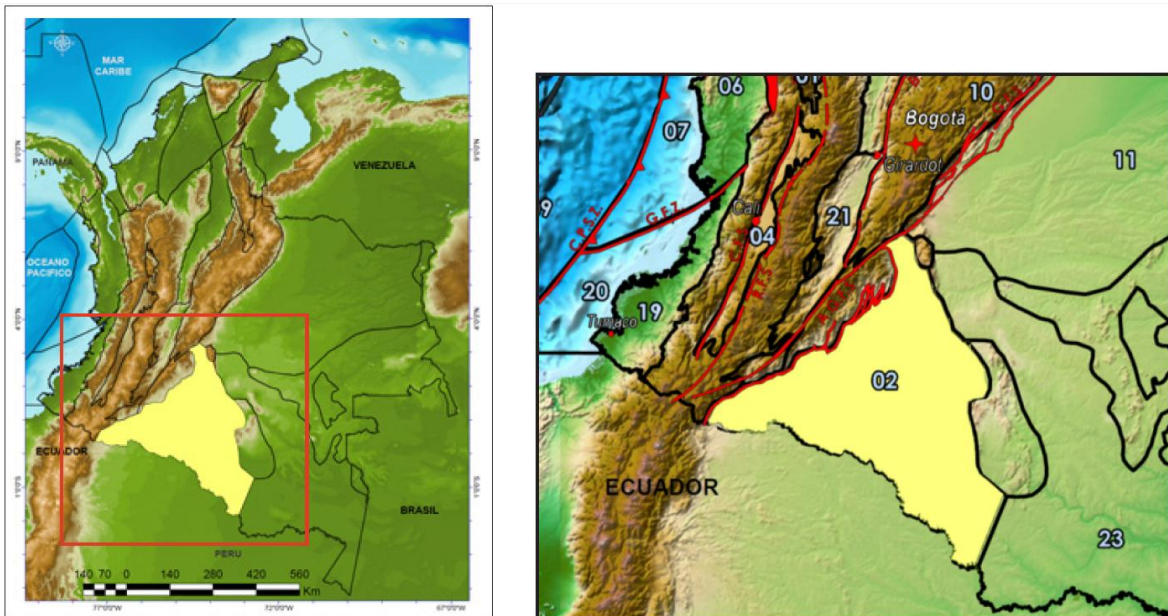


Figure 2-5. Location and borders of the Caguán – Putumayo basin. 02 – Caguán - Putumayo basin; R.F.S. – Romeral fault system; SCH – Chiribiquete mountain range; S.M. – Macarena mountain range.

The Caguán – Putumayo basin covers a 110,304 km² region. The Villeta formation's Cretaceous limestone and shale represent the basin's reservoir rock. Shale from the Caballos formation forms a secondary hydrocarbon source and the reservoir rock consists of sand from the Caballos formation (Figure 2-6).

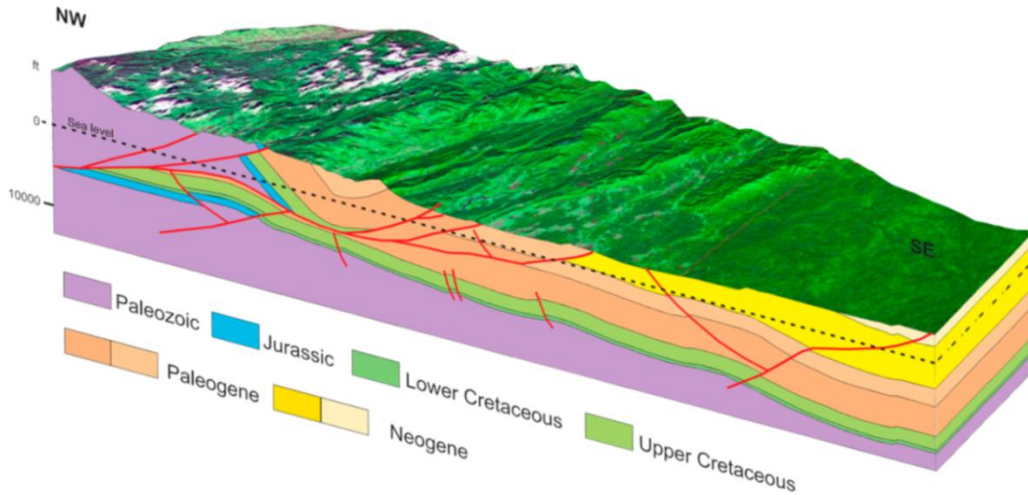


Figure 2-1. Schematic section of the Caguán – Putumayo basin.

2.2.3 The Catatumbo basin

The Catatumbo basin is the Colombian portion of the Maracaibo basin in Venezuela. It has geographical borders with Venezuela in the north and east; it is bounded by Cretaceous rocks from the Eastern Cordillera to the south and igneous and metamorphic rocks from the Santander massif to the west (Figure 2-7).

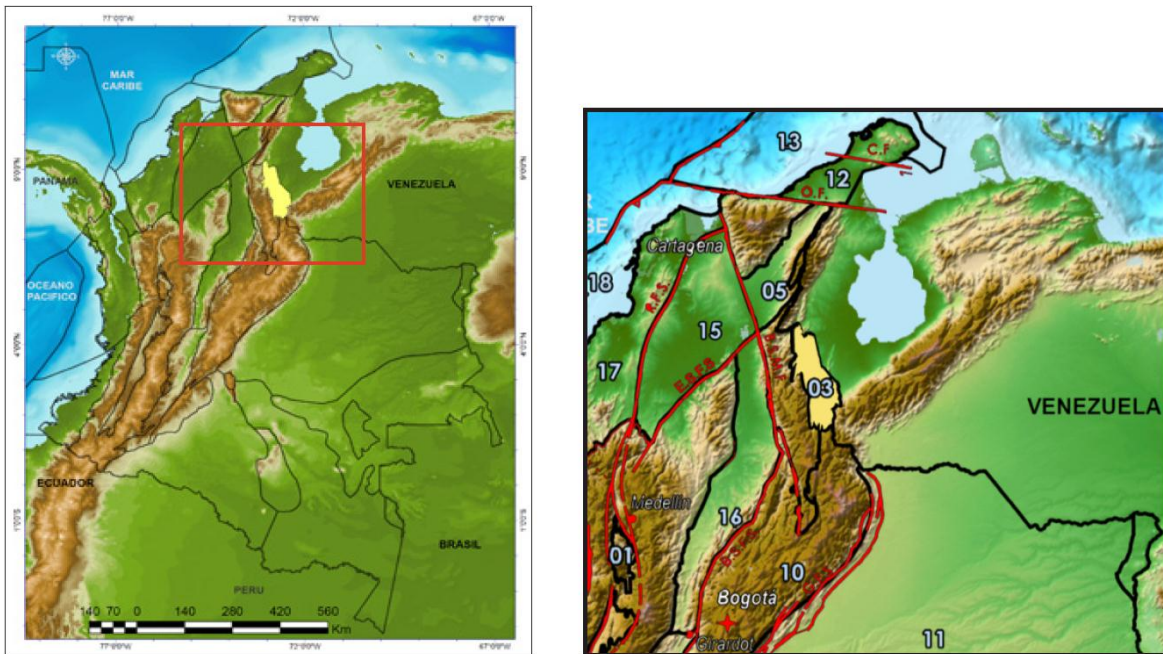


Figure 2-7. Location and borders of the Catatumbo basin. 03 – Cuenca Catatumbo; B.S.M.F. – Bucaramanga-Santa Marta Fault System.

La Luna formation is the basin’s main generating unit, having a thickness of around 200 feet. Pelitic rocks from the Cretaceous age (La Luna, Capacho, Tibú and Mercedes formations) are present throughout the Catatumbo basin (Figure 2-8).

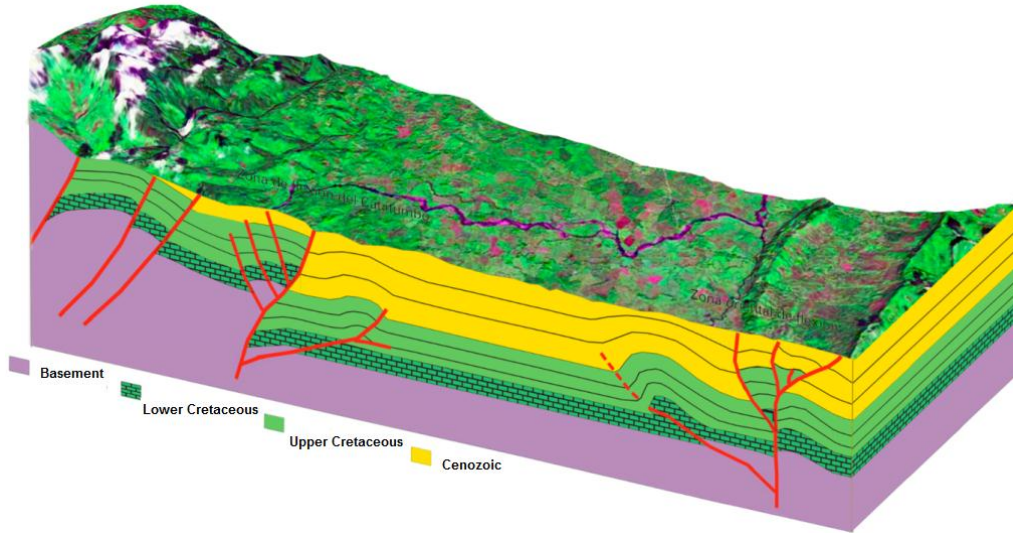


Figure 2-8. Schematic section of the Catatumbo basin.

2.2.4 The Cauca - Patía basin

The Cauca-Patía basin is an active margin basin associated with a back-arc, being genetically related to the Amagá basin. It is bounded to the north and south by basic igneous rocks from the Cretaceous age, to the west by the Cauca system fault and sedimentary and volcanic rocks from the Western Cordillera and to the east by the Romeral fault system and the Central Cordillera (Fig. 2-9).

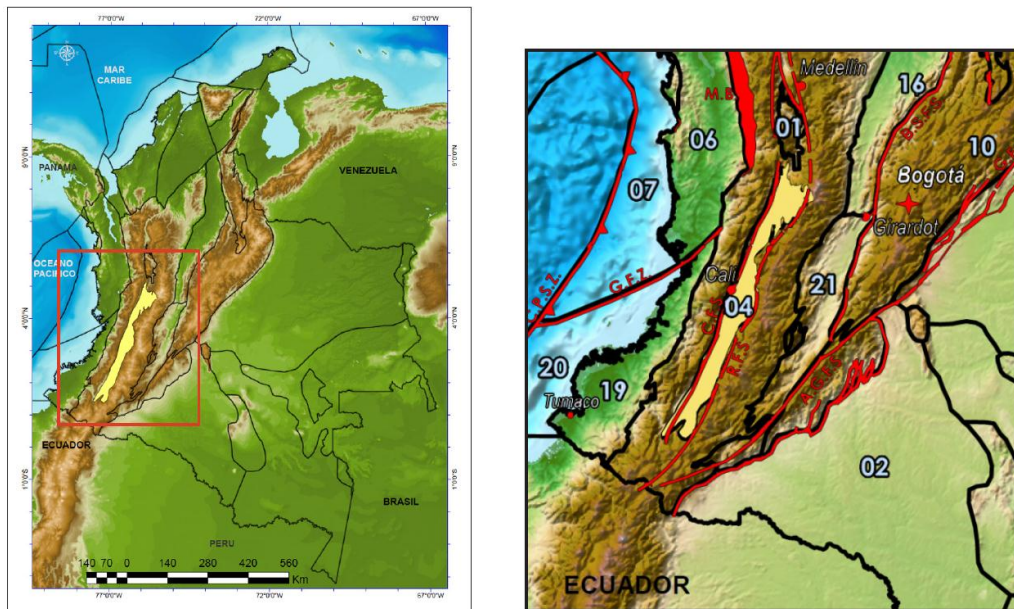


Figure 2-9. Location and borders of the Cauca-Patía basin. 04 – Cauca-Patía basin; R.F.S. – Romeral Fault System; C.F.S. – Cauca fault system; G.F.Z. – Garrapatas Fault System.

This basin has an oil-bearing system characterised by large anticlines and structural traps associated with faults in the Patía region (Figure 2-10).

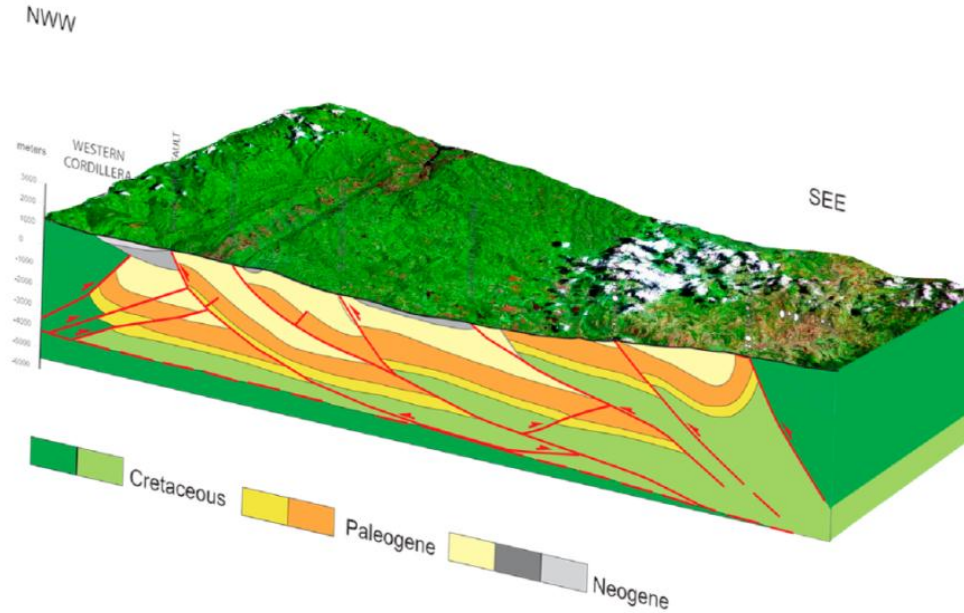


Figure 2-10. Schematic section of the Cauca-Patía basin.

2.2.5 The Cesar-Ranchería basin

The Cesar-Ranchería basin is bounded to the southeast by the Bucaramanga-Santa Marta fault, to the east-southeast by Cretaceous rocks from the Perijá mountain range and by the border between Colombia and Venezuela, to the northeast by the Oca fault and to the northwest by pre-Cretaceous rocks from the Sierra Nevada de Santa Marta (Figure 2-11).

Evaluating total Yet-to-Find hydrocarbon volume in Colombia

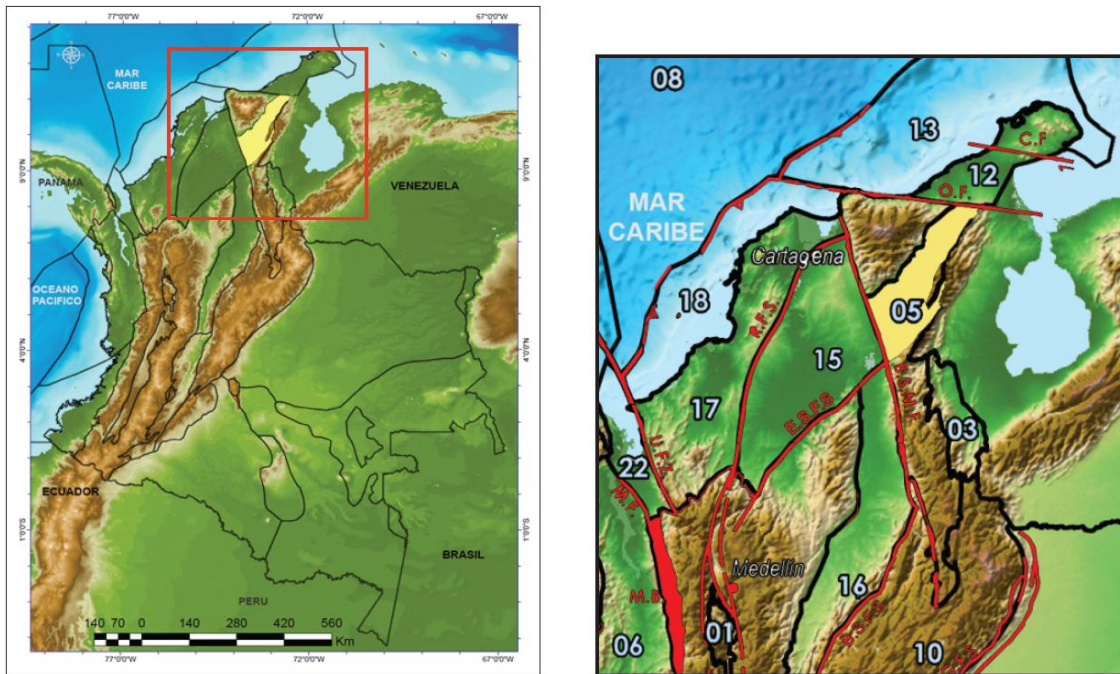


Figure 2-11. Location and borders of the Cesar-Ranchería basin. 05 – Cesar - Ranchería basin; B.S.M.F. – Bucaramanga-Santa Marta fault system; O.F. – Oca fault.

The rocks of the Molino, La Luna and Aguas Blancas formations (Figure 2-12) have excellent hydrocarbon generating potential due to their high kerogen type 2 and 3 content.

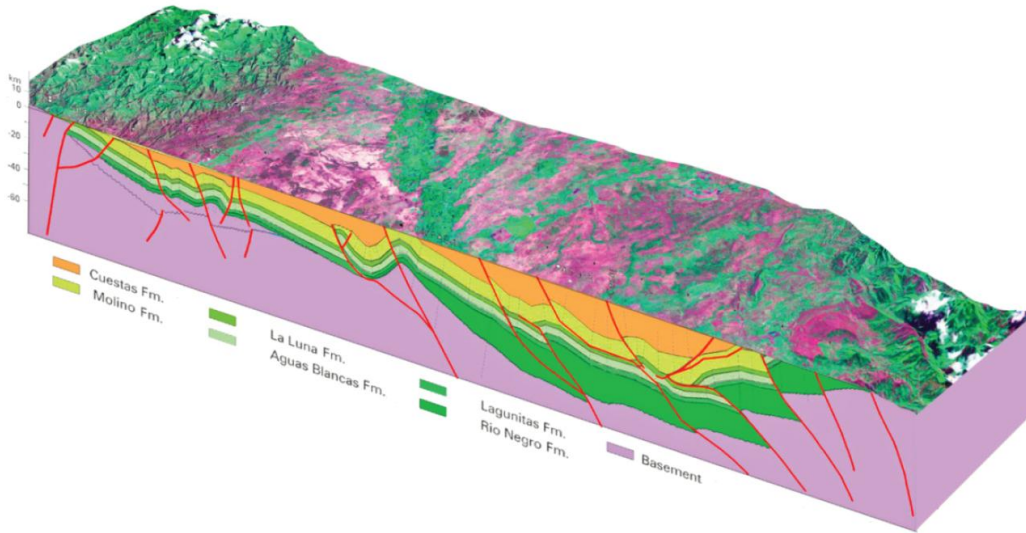


Figure 2-12. Schematic section of the Cesar-Ranchería basin.

2.2.6 The Choco basin

The Chocó basin is bounded to the northwest by the geographical border with Panamá and the Baudó mountain range, to the south by the Garrapatas fault area, to the southeast by the Pacific coastline and to the east by quartz diorites from the Mandé batholith, the Cretaceous rocks from the Western Cordillera and partially by the Murindó fault (Figure 2-13).

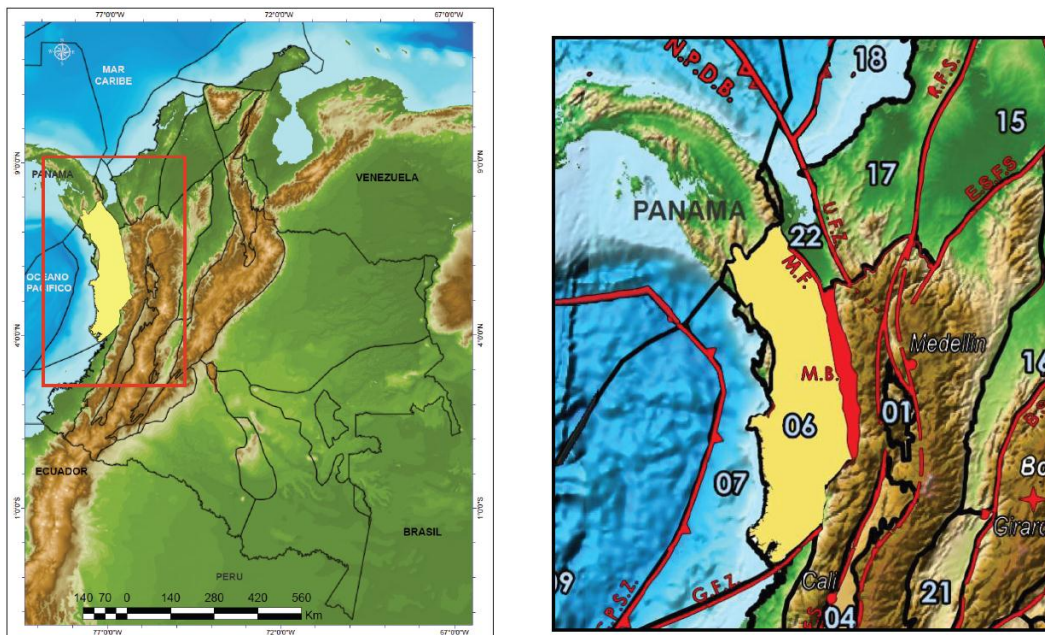


Figure 2-13. Location and borders of the Chocó basin. 06 – Chocó basin; G.F.Z. – Garrapatas fault system; S.B. – Baudó mountain range; M.B. – Mandé quartz diorites; M.F. – Murindó fault; WC – Western Cordillera.

All the hydrocarbon samples found in the Chocó basin are believed to have mainly been produced in the Iró formation (Figure 2-14). This formation's thickness is not known with certainty, but it has been estimated from seismic data that it could vary from 650 to 1,200 m. It is divided into three segments: lower, intermediate and upper.

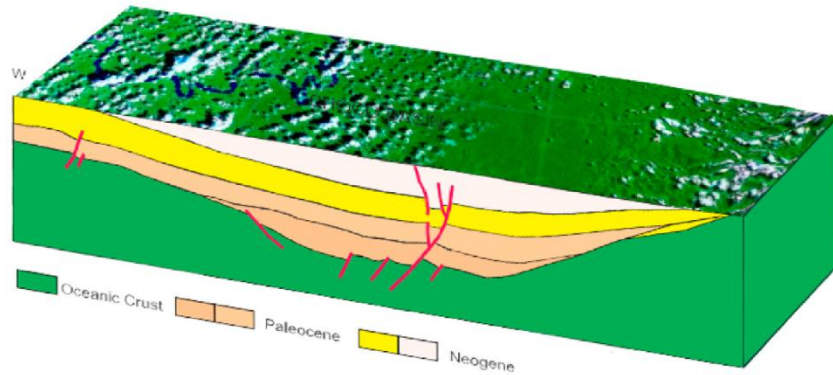


Figure 2-14. Schematic section of the Chocó basin

2.2.7 The Chocó offshore basin

The Chocó offshore basin is located in north-western Colombia; it lies beneath the water of the Pacific Ocean and its western border is shared with the Chocó department's coastline. It is bordered to the north by waters of Panamá. This offshore basin extends to the trench of the present subduction area. It is bounded to the south by the Garrapatas fault area (Figure 2-15). Figure 2-16 gives a schematic model of the basin.

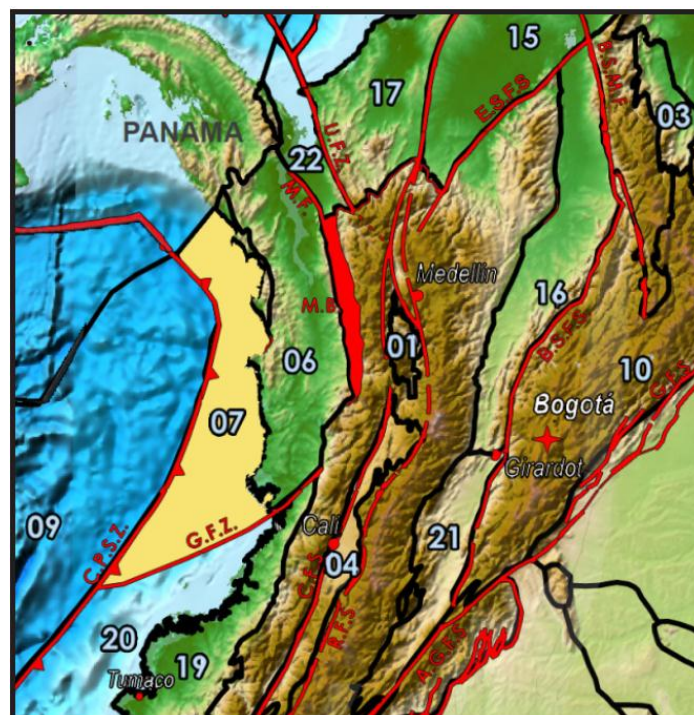


Figure 2-15. Location and borders of the Chocó offshore basin. 07– Chocó offshore basin; G.F.Z. – Garrapatas fault zone; S.Z. – Subduction zone.

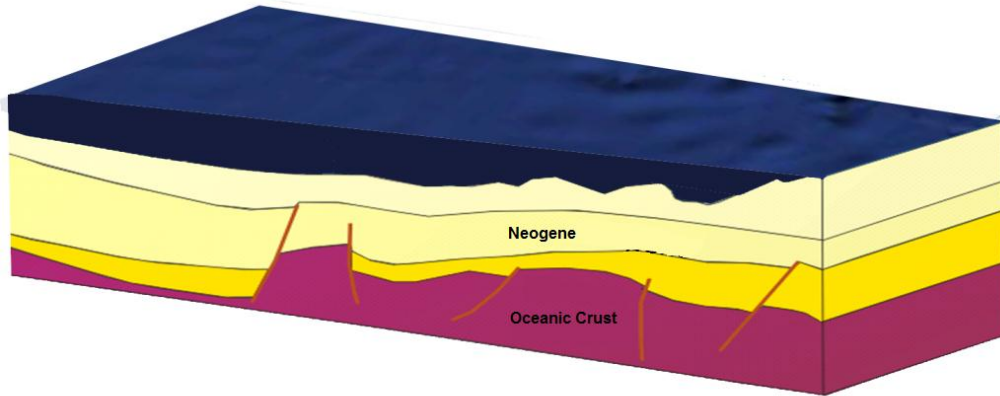


Figure 2-16. Schematic section of the Chocó offshore basin.

2.2.8 The Colombia basin

The Colombia basin is a deep water basin located in the Caribbean Sea. It is bounded to the northwest by the Hess Escarpment, to the southeast by marine borders with Costa Rica and Panamá, to the southeast by the front of the South Caribbean deformed belt, to the east by the Colombian-Venezuelan marine frontier and to the north by maritime borders with Jamaica, Haiti and the Dominican Republic (Figure 2-17).

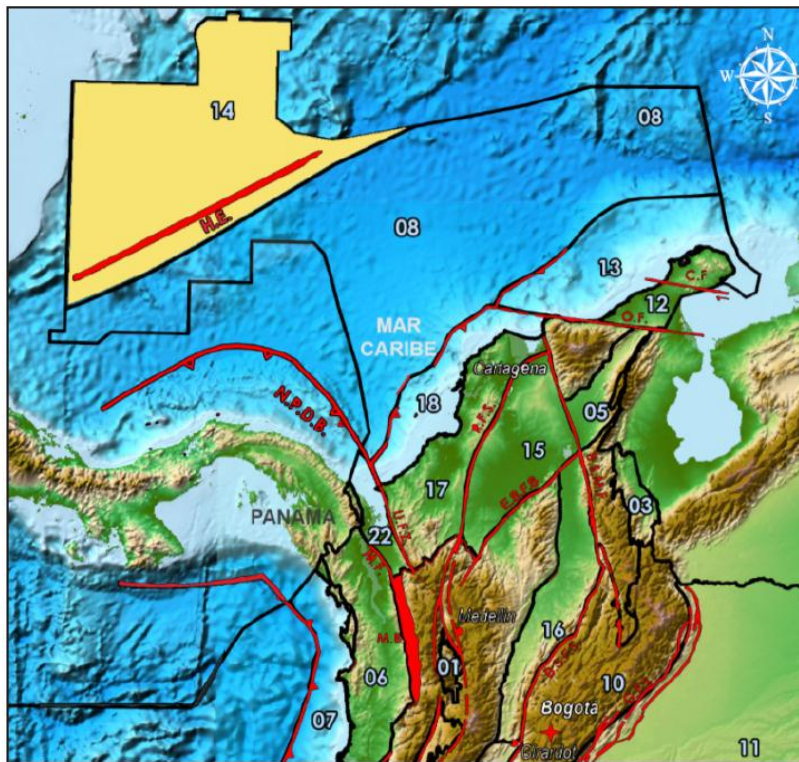


Figure 2-17. Location and borders of the Colombia basin. 08 – Colombia basin; 14 – Los Cayos basin; 18 – Sinú offshore basin; H.E. – Hess Escarpment; N.P.D.B. – North Panamá deformed belt; S.C.D.B. – South Caribbean deformed belt.

Evaluating total Yet-to-Find hydrocarbon volume in Colombia

2.2.9 The Colombian Deep Pacific basin

The Colombian Deep Pacific basin is mainly composed of oceanic volcanic rocks and deep marine sediments. It is bounded to the north by the maritime border between Colombia and Panamá, to the west by the maritime border between Colombia and Costa Rica, to the south by maritime border between Colombia and Ecuador and to the east by Colombian Pacific subduction area (Fig. 2-18).

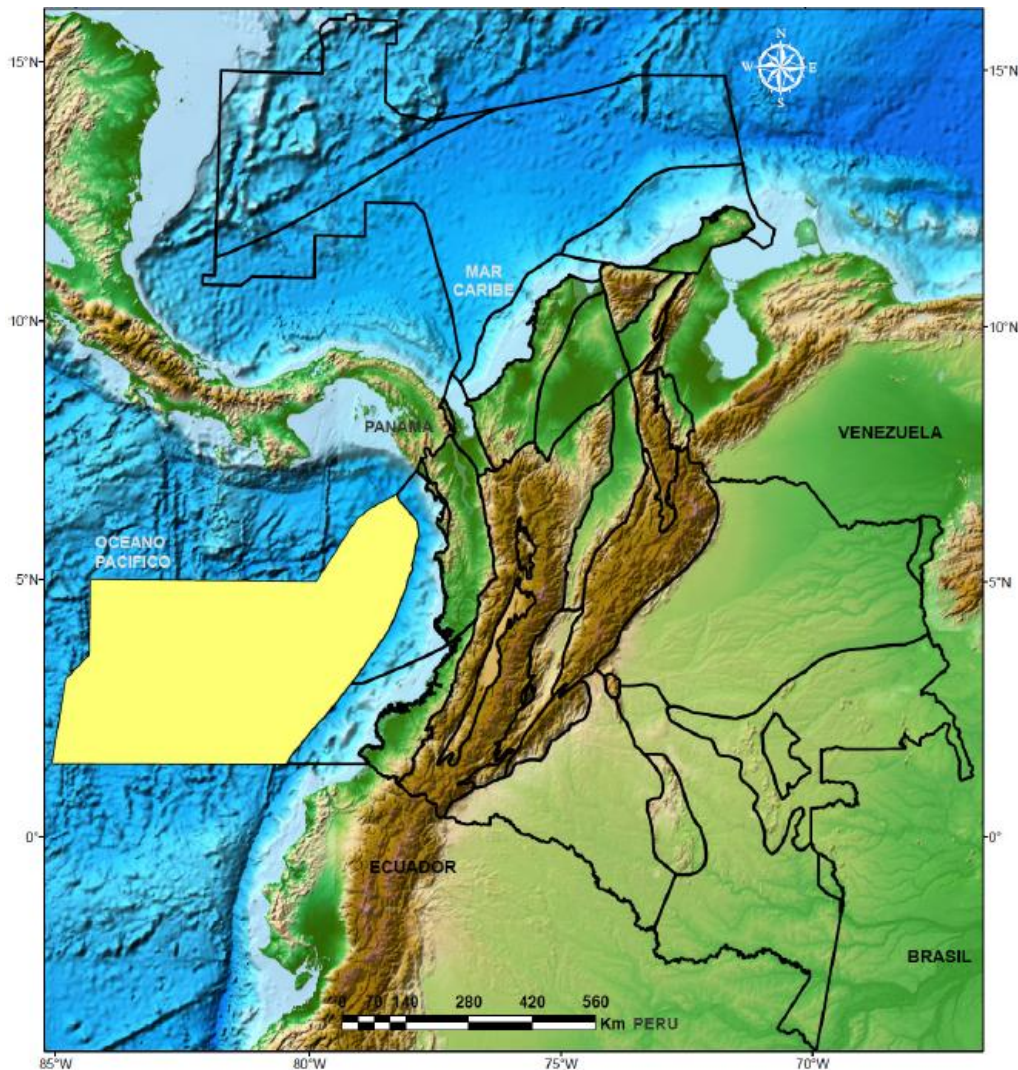


Figure 2-18. Location and borders of the Colombian Deep Pacific basin.

2.2.10 The Eastern Cordillera basin

The Eastern Cordillera basin consists of rocks formed in a Late Triassic rupture system resulting from the breakup of Pangaea and was filled by marine sediment from the Mesozoic age and continental sediment from the Cenozoic age. As a consequence of its origin and structural developments, the basin's current boundaries are very irregular and difficult to describe. The basin is bounded to the north by igneous and metamorphic rocks from the Santander massif, to the south by the Algeciras-Garzón fault system, to the west by the Bituima and Salina fault systems and to the east by the Eastern Cordillera's frontal overlapping system (Figure 2-19).

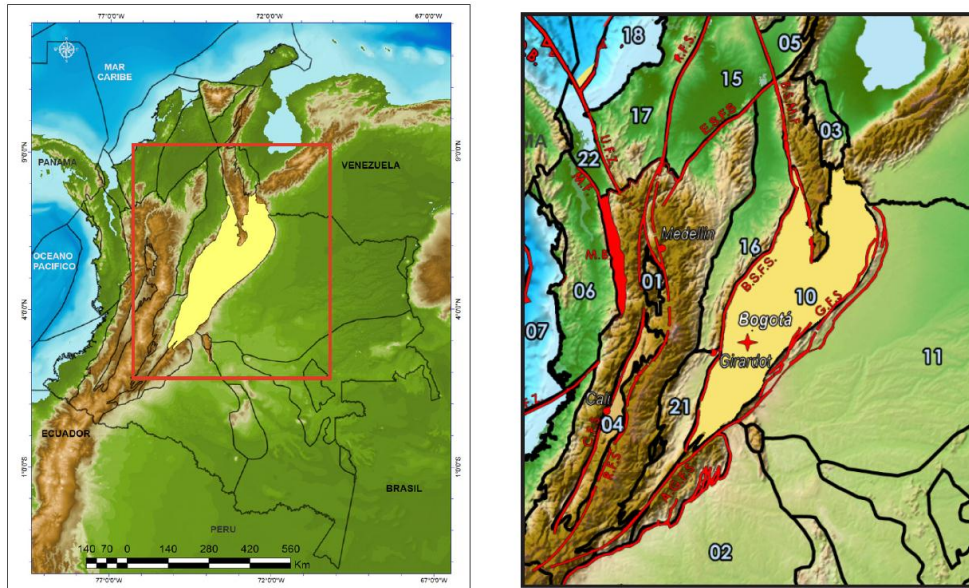


Figure 2-19. Location and borders of the Eastern Cordillera basin. 10 – Eastern Cordillera basin; B.S.F.S. – Bituima and La Salina fault system; S.M. – Santander massif; A.G.F.S. – Algeciras-Garzón fault system.

Two middle Albian and Turonian age condensed sections deposited during worldwide anoxic events are considered the main rock source, including the Simití and La Luna formations (Figure 2-20).

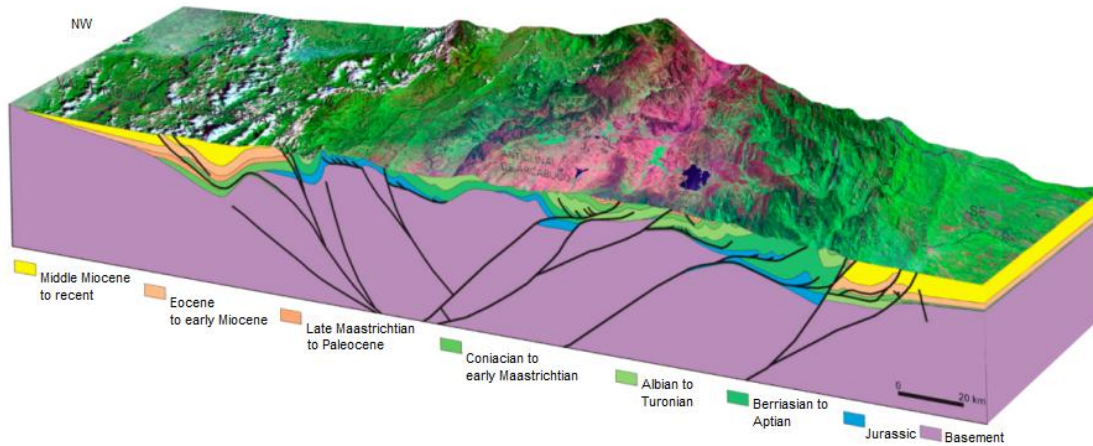


Figure 2-20. Schematic section of the Eastern Cordillera basin.

2.2.11 The Eastern Llanos basin

The Eastern Llanos basin is the most prolific hydrocarbon basin on the continental part of Colombia. This basin's northern limit is the border between Colombia and Venezuela; the basin extends to the south to the Macarena range, the Vaupés Arch and the pre-Cambrian metamorphic rocks outcropping to the south of the Guaviare River. It is bounded to the east by the outcropping of pre-Cambrian plutonic rocks from the Guyana shield and to the west by the Eastern Cordillera's overlapping system (Figure 2-21).

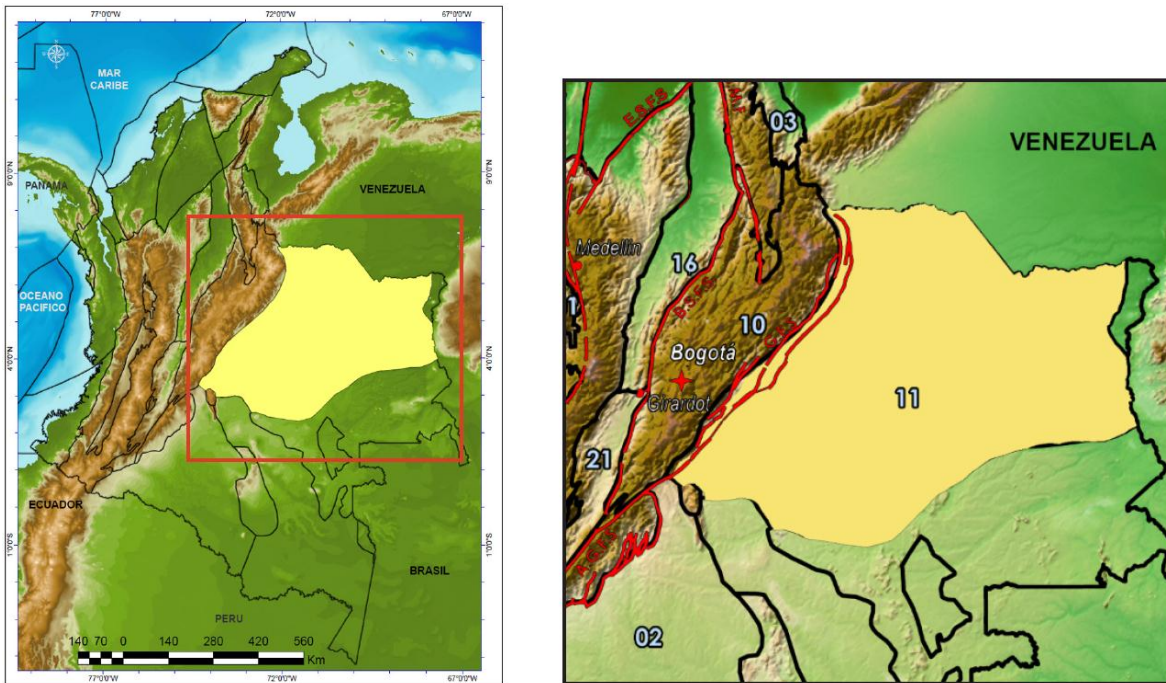


Figure 2-21. Location and borders of the Eastern Llanos basin.

The Carbonera and Mirador formations' sands form reservoir rocks. The León formation forms the basin's regional seal (Figure 2-22).

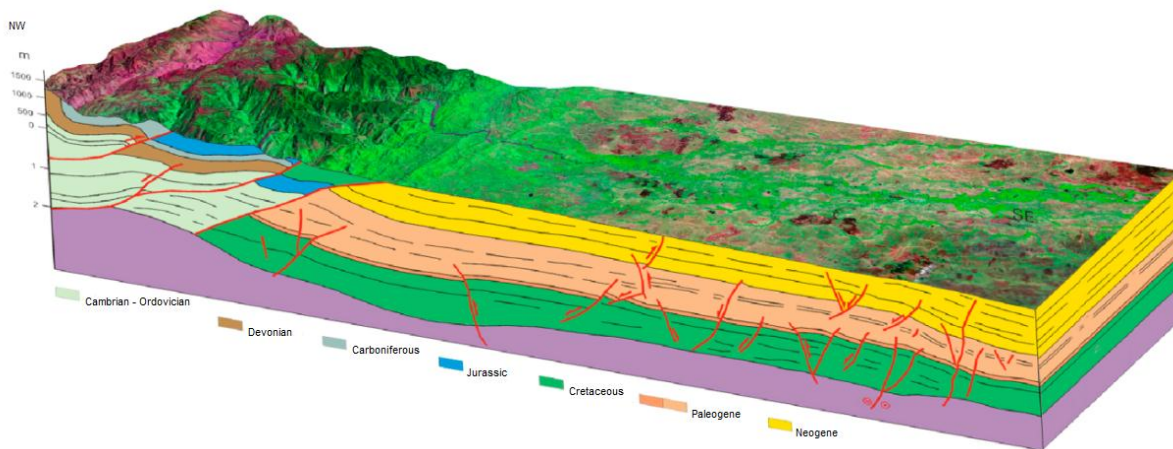


Figure 2-22. Schematic section of the Eastern Llanos basin.

2.2.12 The Guajira basin

The Guajira basin is located in the most northerly region of Colombia. The basin is bounded to the north, north-west and north-east by the actual Colombian Caribbean coastline, to the southeast by its geographical border with Venezuela and to the south by the Oca fault. The basin has been divided by the Cuiza fault trace in the Guajira upper and lower sub-basins (Figure 2-23).

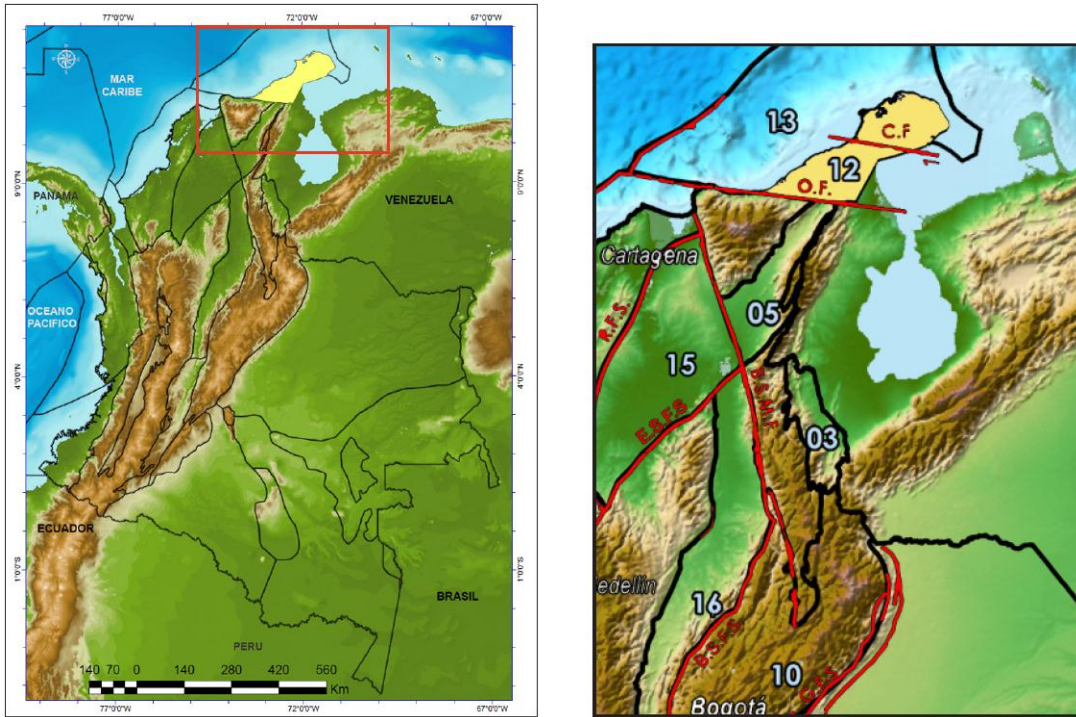


Figure 2-23. Location and borders of the Guajira basin. 12 – Guajira basin; O.F. – Oca fault; C.F. – Cuiza fault.

La Luna formation’s shale, calcareous limolite and limestone have been identified as hydrocarbon-generating rocks; limestone and sandstone from the Macarao and Siamaná formations form reservoir rocks and the seals come from the Siamaná formation’s lodolite (Figure 2-24).

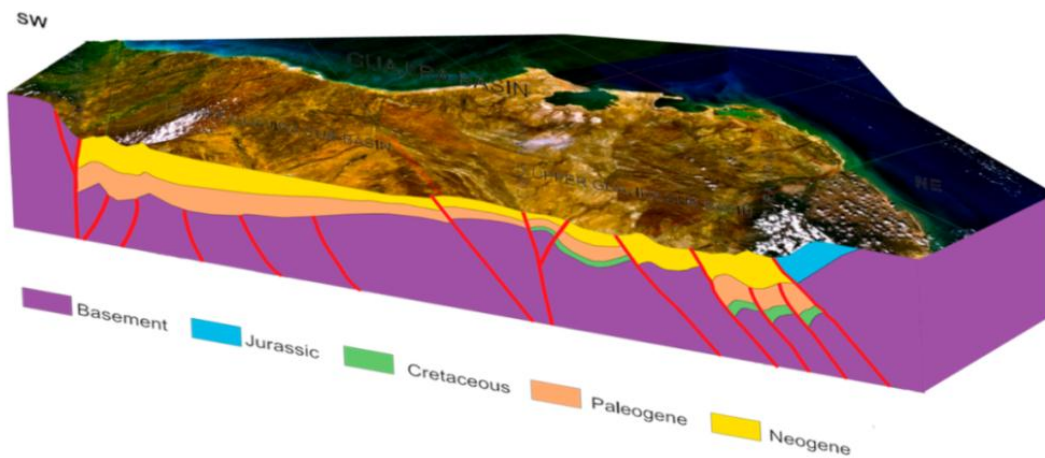


Figure 2-24. Schematic section of the Guajira basin

2.2.13 The Guajira offshore basin

The Guajira offshore basin is bordered to the north and northwest by the front of the south Caribbean deformed belt originated by the interaction between the South American and Caribbean

plates, to the east by the geographical line defining the border between Colombia and Venezuela and to the southeast from the part off the coast near the Oca fault to the continental Guajira coastline (Figure 2-25). Figure 2-26 gives a schematic model of the basin.

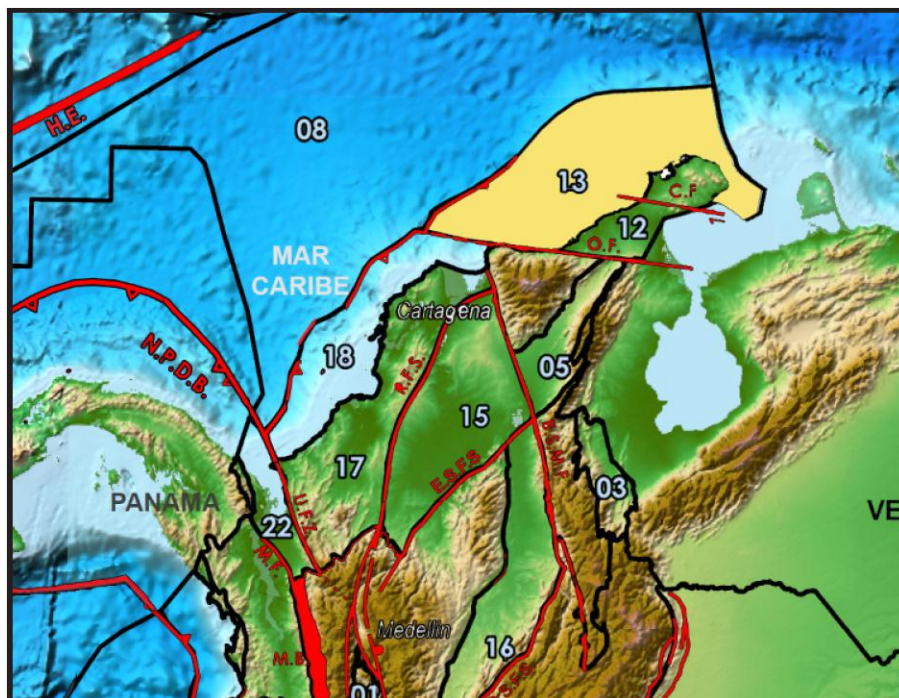


Figure 2-25. Location and borders of the Guajira offshore basin. 13 – Guajira offshore basin; O.F. – Oca fault; C.F. – Cuiza fault; S.C.D.B. – South Caribbean deformed belt.

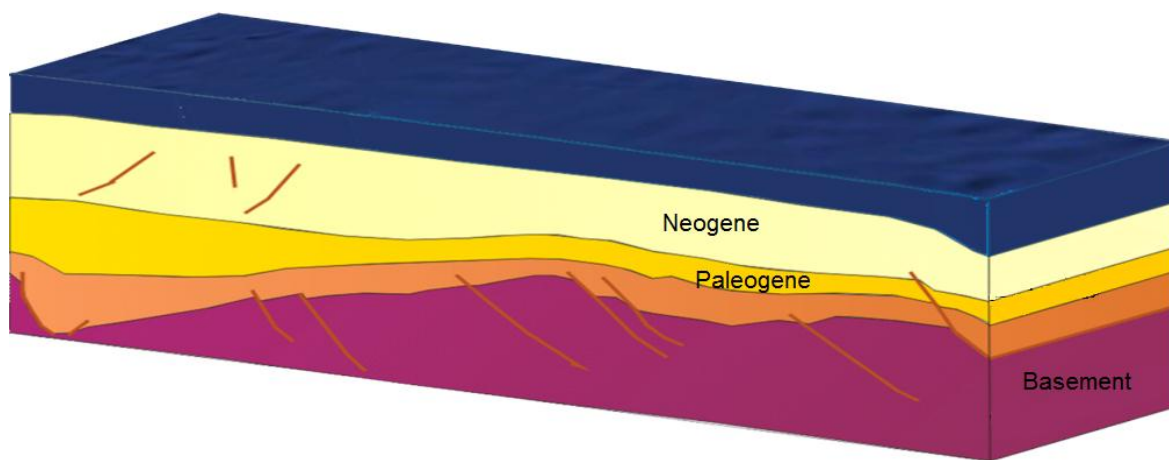


Figure 2-26. Schematic section of the Guajira basin.

2.2.14 Los Cayos basin

Los Cayos basin is an oceanic basin in the Caribbean Sea region. This basin is bounded to the north, east and west by international borders and to the south-southeast it borders the Hess escarpment (Figure 2-27).

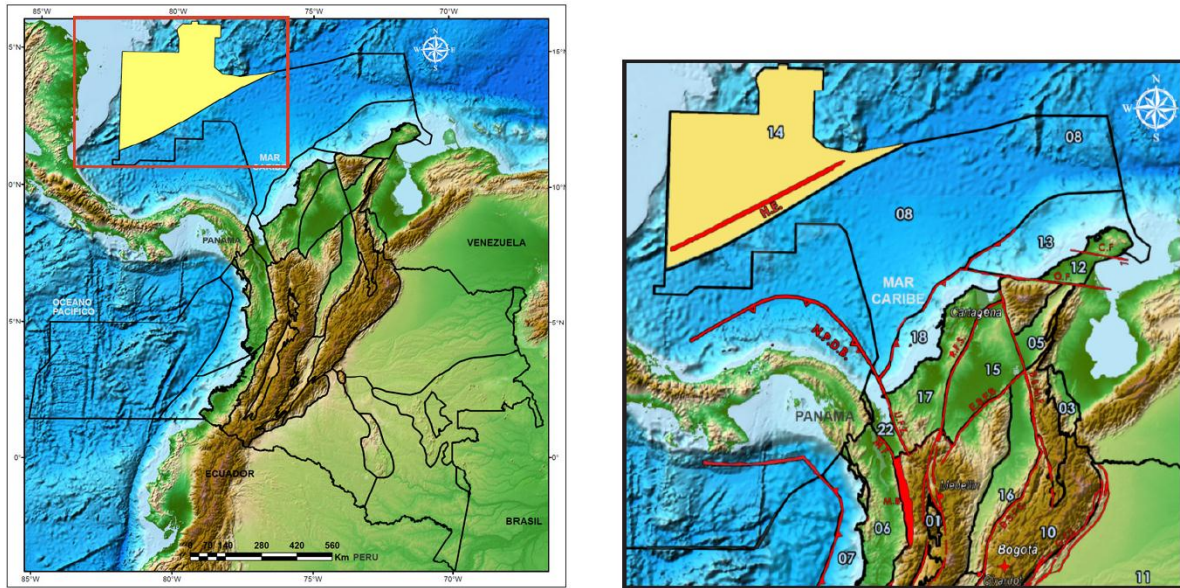


Figure 2-27. Location and borders of Los Cayos basin. 14 – Los Cayos basin; 08 – Colombia basin; H.E. – Hess Escarpment.

The basin’s fill consist of Palaeogene carbonate-siliciclastic sequences followed by Neogene siliciclasts. Figure 2-28 gives a schematic model of the basin.

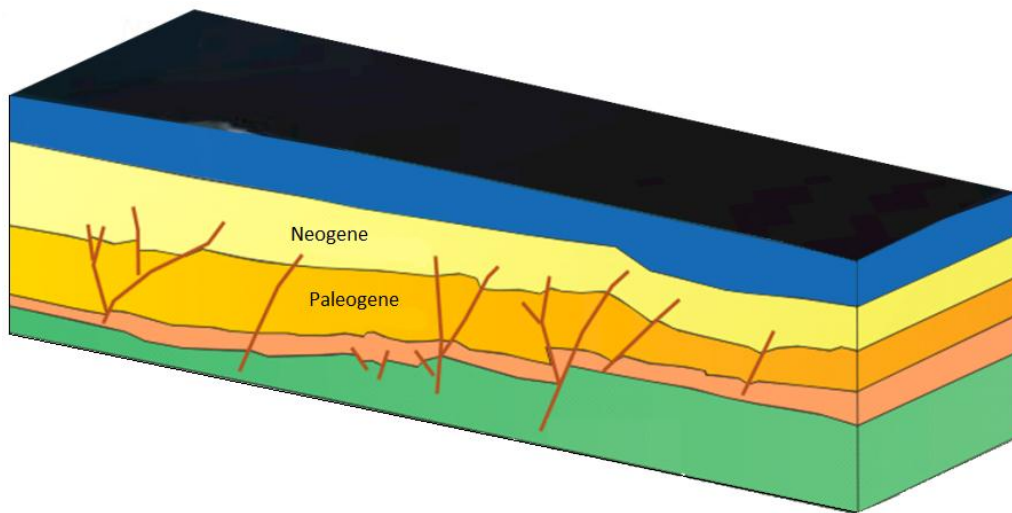


Figure 2-28. Schematic section of Los Cayos basin.

2.2.15 Lower Magdalena Valley basin

The Lower Magdalena Valley basin is a triangular transtensional basin bounded to the west and north by the Romeral fault system and to the south and southeast by the igneous and metamorphic complex of the Central Cordillera and the San Lucas mountain range. The basin is bounded to the east by the northern portion of the Bucaramanga-Santa Marta fault system (Figure 2-29). A plinth-type range divides the basin into the Plato sub-basin to the north and the San Jorge sub-basin to the south.

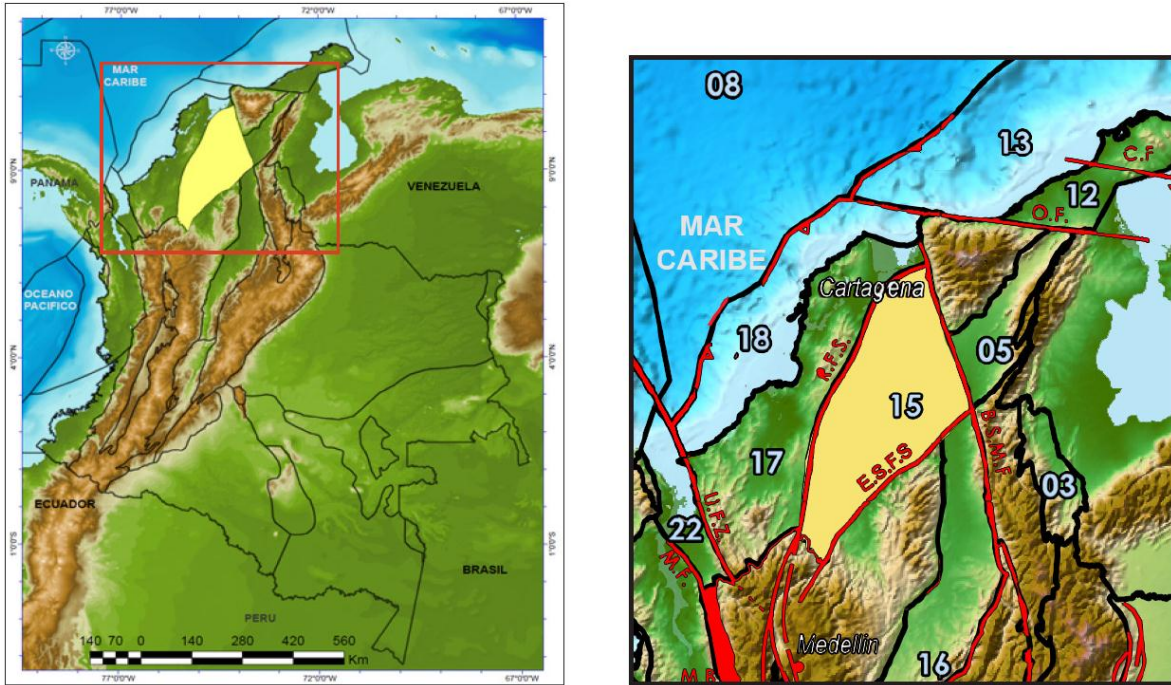


Figure 2-29. Location and borders of the Lower Magdalena Valley basin. 15 – Lower Magdalena valley basin; B.S.M.F. – Bucaramanga-Santa Marta fault system; R.F.S. – Romeral fault system; C.C.– Central Cordillera; S.L. – San Lucas mountain range.

The Ciénaga de Oro (literally, the golden swamp) formation’s different levels act as generating rock, reservoir and seal (Figure 2-30).

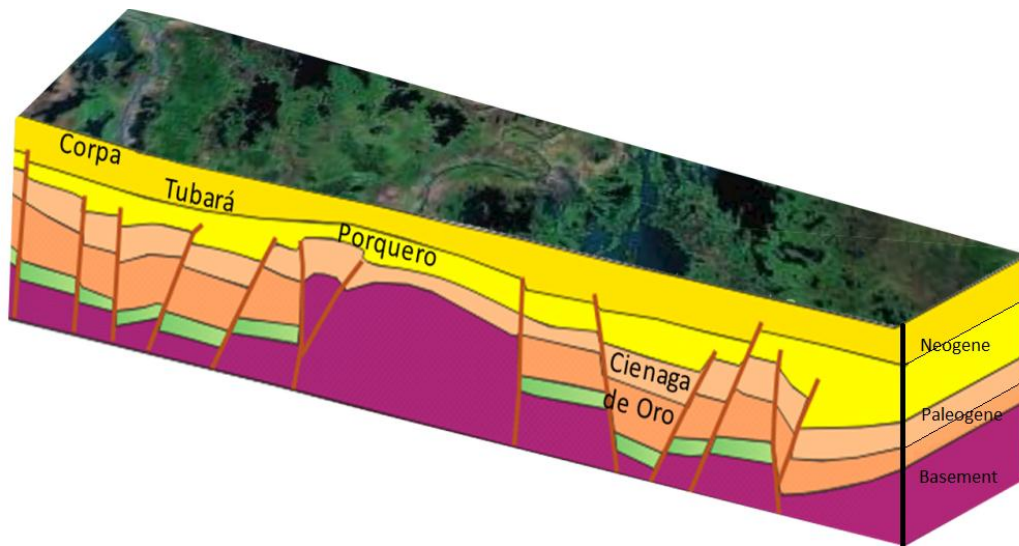


Figure 2-30. Schematic section of the Lower Magdalena Valley basin.

2.2.16 Middle Magdalena Valley basin

The Middle Magdalena Valley basin consists of a so-called poly-historic basin. Its structural Development took place during different stages linked to tectonic events regarding the north-western corner of South America which occurred during the Late Triassic, Middle Cretaceous, Early

Palaeocene and Middle Neogene ages. The basin is bounded to the southeast by the Bituima and Salina fault systems, to the north by the Espíritu Santo fault system, to the west by the Neogene sediments onlap over the San Lucas mountain range and the Central Cordillera's plinth, to the south by the Girardot fold belt and to the northeast by the Bucaramanga-Santa Marta fault system (Figure 2-31).

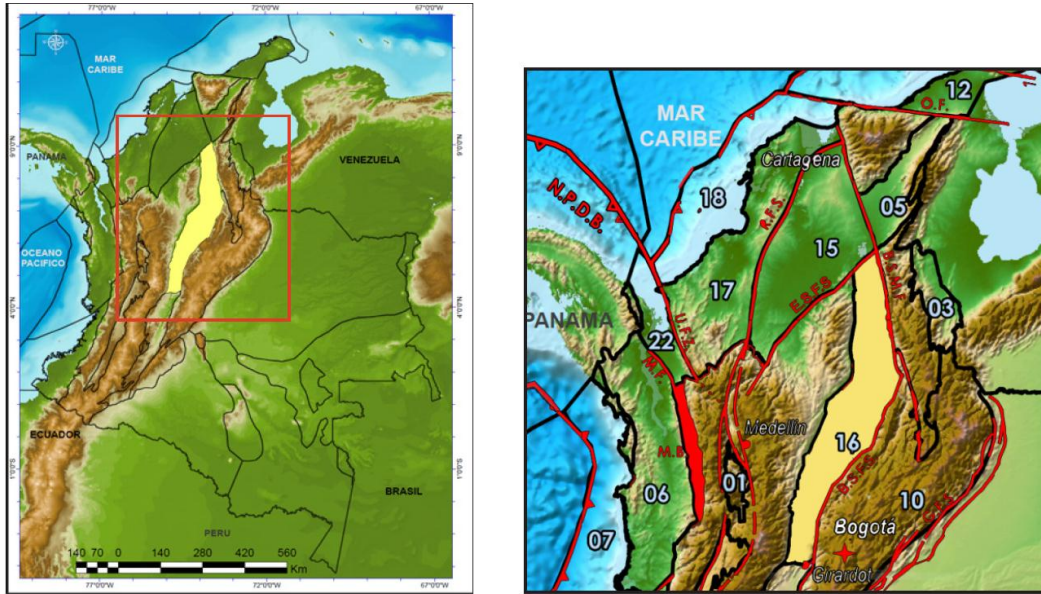


Figure 2-31. Location and borders of the Middle Magdalena Valley basin. 16 – Middle Magdalena Valley basin; B.S.M.F. – Bucaramanga - Santa Marta fault system; B.S.F.S. – Bitumina and La Salina fault system; E.S.F.S. – Espíritu Santo fault system; S.L. – San Lucas mountain range; G.F.B. – Girardot fold belt; C.C. – Central Cordillera.

Limestone and lutite from La Luna, Simití and Tablezo formations are the main source rocks; the reservoir rocks present in the basin are from the Lisama, Esmeralda, La Paz, Colorado and Mugrosa formations (Figure 1-32).

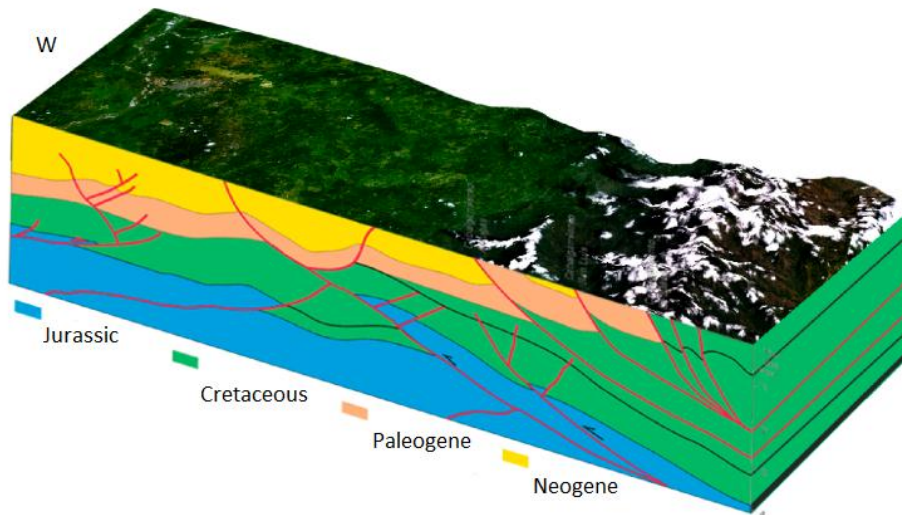


Figure 1-32. Schematic section of the Middle Magdalena Valley basin.

2.2.17 Upper Magdalena Valley basin

The basin is bounded to the north by the Girardot fold belt; to the southeast it is partially bounded by the Algeciras-Garzón fault system, to the northeast by the Bituima-Salina fault system and to the west by pre-Cretaceous rocks from the Central Cordillera (Figure 2-33).

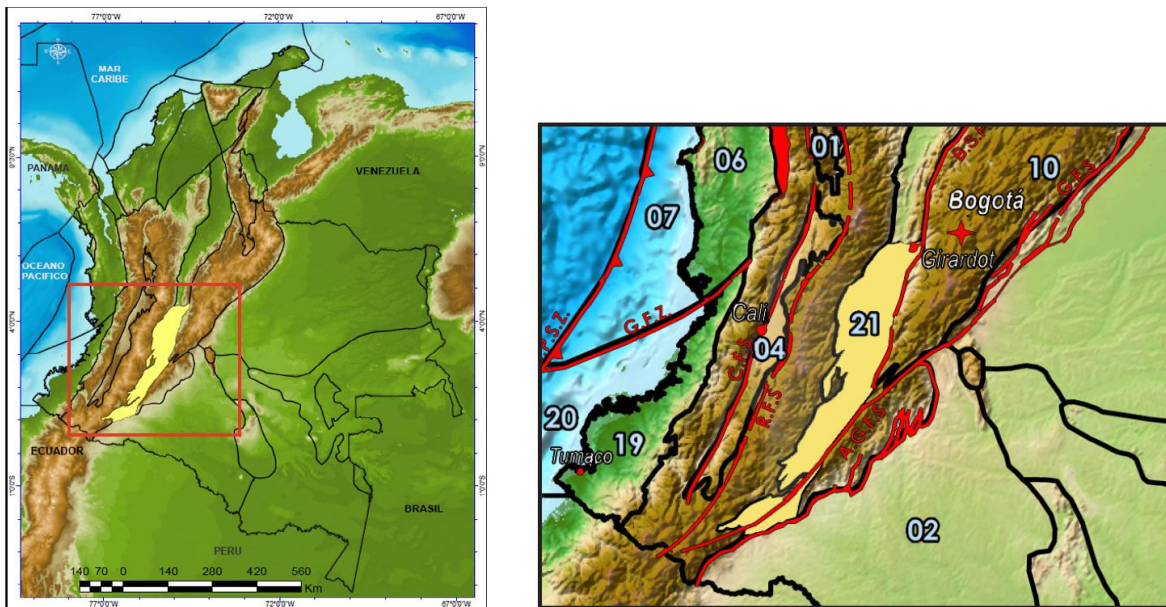


Figure 2-33. Location and borders of the Upper Magdalena Valley basin. 21 – Upper Magdalena Valley basin; B.S.F.S. – Bituima and La Salina fault system; A.G.F.S. – Algeciras-Garzón fault system; G.F.B. – Girardot fold belt; C.C. – Central Cordillera.

The basin has been actively explored for hydrocarbons during the last two decades. However, it is thought that important petroleum reserves still lie trapped in stratigraphic plays. The basin's generating rocks are lutite and limestone from the Tetuán, Bambucá and La Luna formations; reservoir rock is present in the Caballos, Monserrate and Honda formations and the rock seal is represented by arcillolite from the Bambucá formation (Figure 2-34).

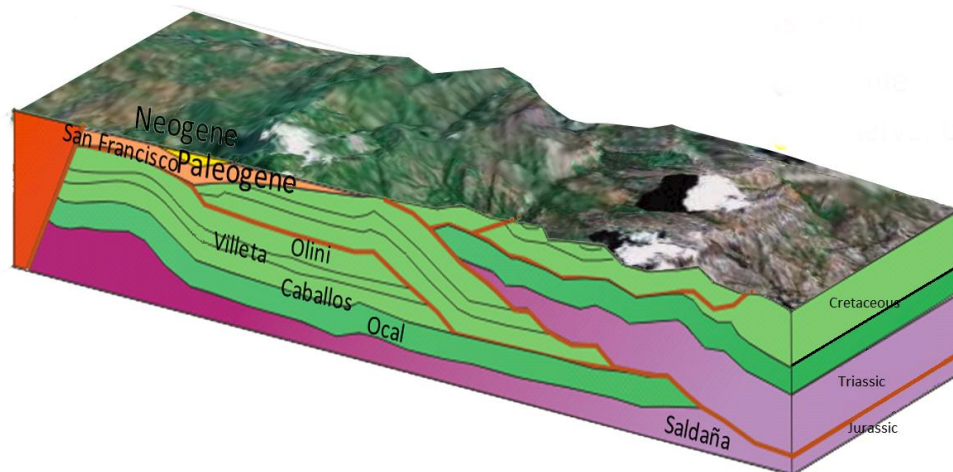


Figure 2-34. Schematic section of the Upper Magdalena Valley basin.

2.2.18 Sinu- San Jacinto basin

The Sinu-San Jacinto basin is located in the north of Colombia and is the most prolific area in terms of oil seeps (ooze) and gas throughout Colombia. This basin is bounded to the east by the Romeral fault system, to the north-northwest by the Caribbean coast, to the west by the Uramita fault system and to the south by cretaceous sedimentary and volcanic rocks from the Western Cordillera (Figure 2-35). The basin's structural development is linked to the transpressional deformation produced by the Caribbean plate's displacement. Figure 1-36 gives a schematic model of the basin.

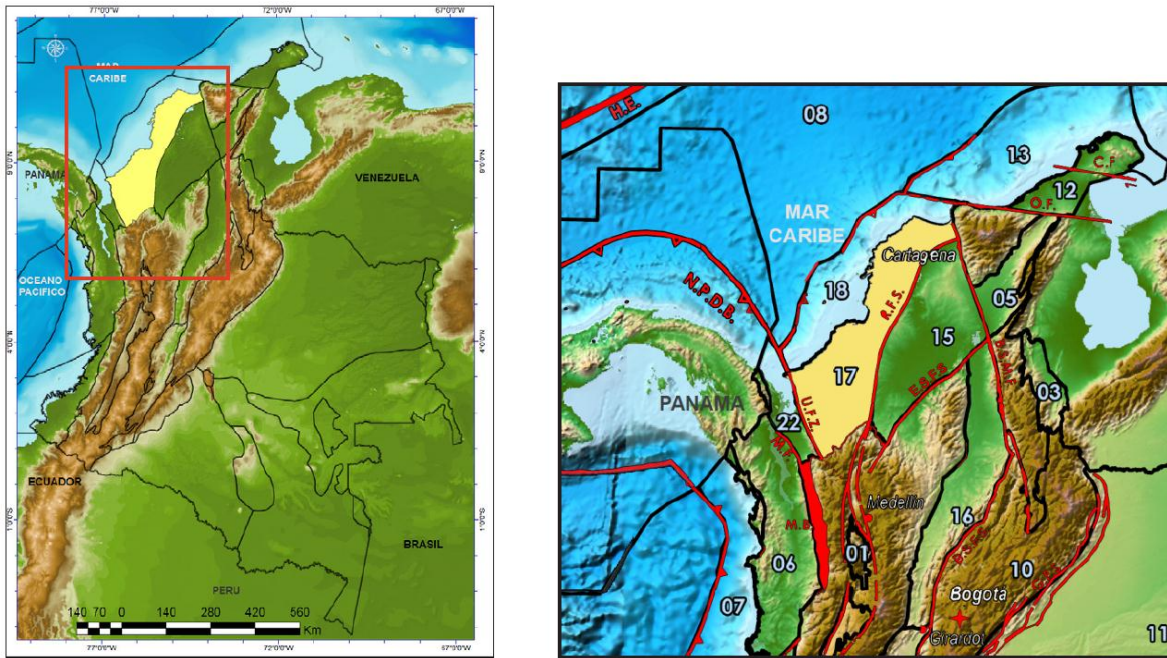


Figure 2-35. Location and borders of the Sinu - San Jacinto basin. 17 – Sinu - San Jacinto basin; U.F.S. – Uramita fault system; W.C. – Western Cordillera; R.F.S. – Romeral fault system.

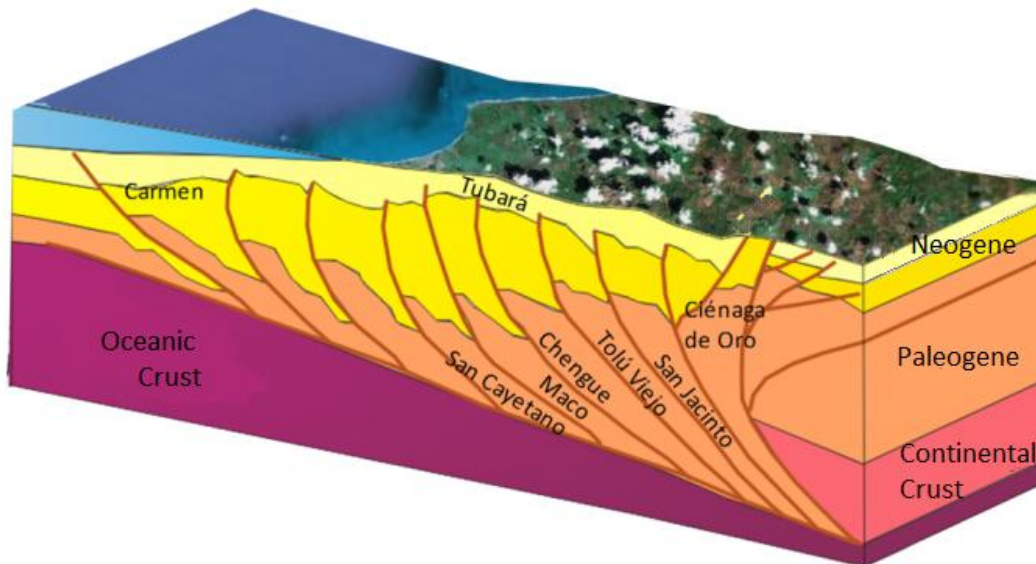


Figure 2-36. Schematic section of the Sinu-San Jacinto basin.

Evaluating total Yet-to-Find hydrocarbon volume in Colombia

2.2.19 Sinú offshore basin

This basin lies entirely below the waters of the Caribbean Sea and is bounded to the northeast by the Oca fault, to the southeast by the coastline, to the northwest by the front of the South Caribbean deformed belt and to the southeast by the Uramita fault system (Figure 2-37). Figure 2-38 gives a schematic model of the basin.

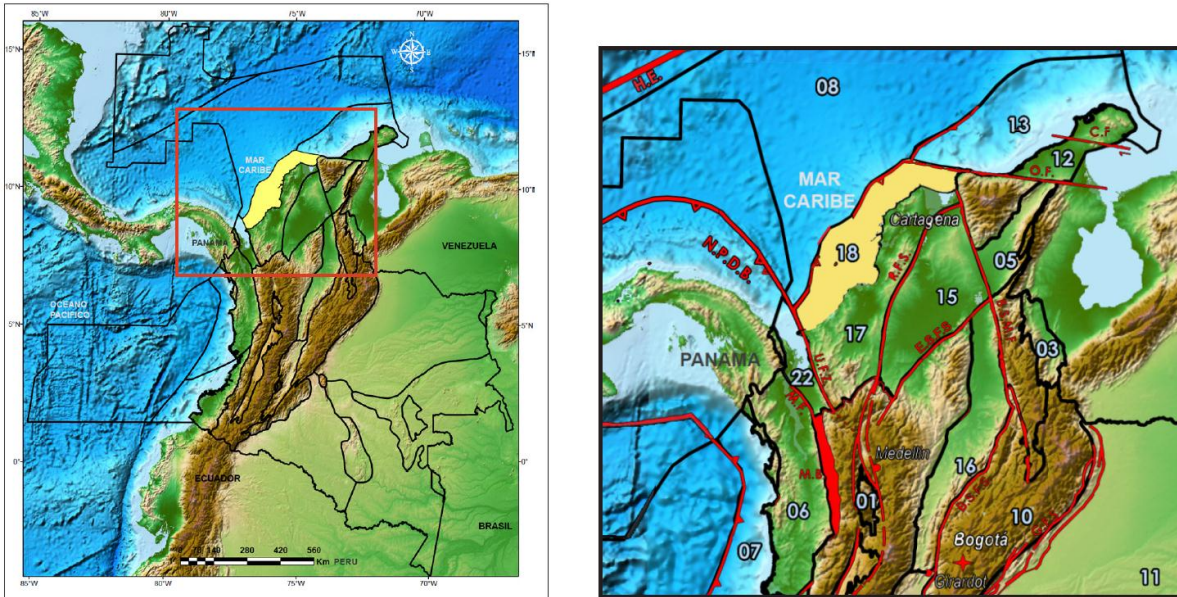


Figure 2-37. Location and borders of the Sinú offshore basin. 18 – Sinú offshore basin; O.F.– Oca fault; U.F.S. – Uramita fault system; S.C.D.B. – South Caribbean deformed belt.

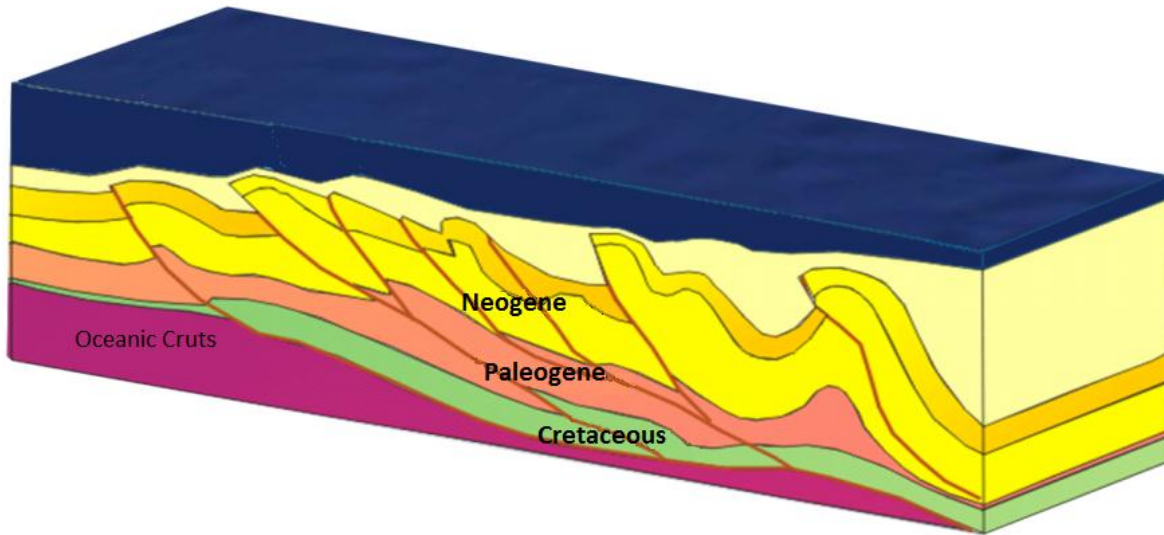


Figure 2-38. Schematic section of the Sinú offshore basin.

2.2.20 Tumaco basin

The Tumaco basin is located in the south-western region of Colombia. The basin is bounded to the north by the Garrapatas fault system; it extends to the south down to the border between Ecuador

and Colombia, to the east as far as the Western Cordillera's Cretaceous rocks and to the west as far as the Pacific Ocean coastline (Figure 2-39). Figure 2-40 gives a schematic model of the basin.

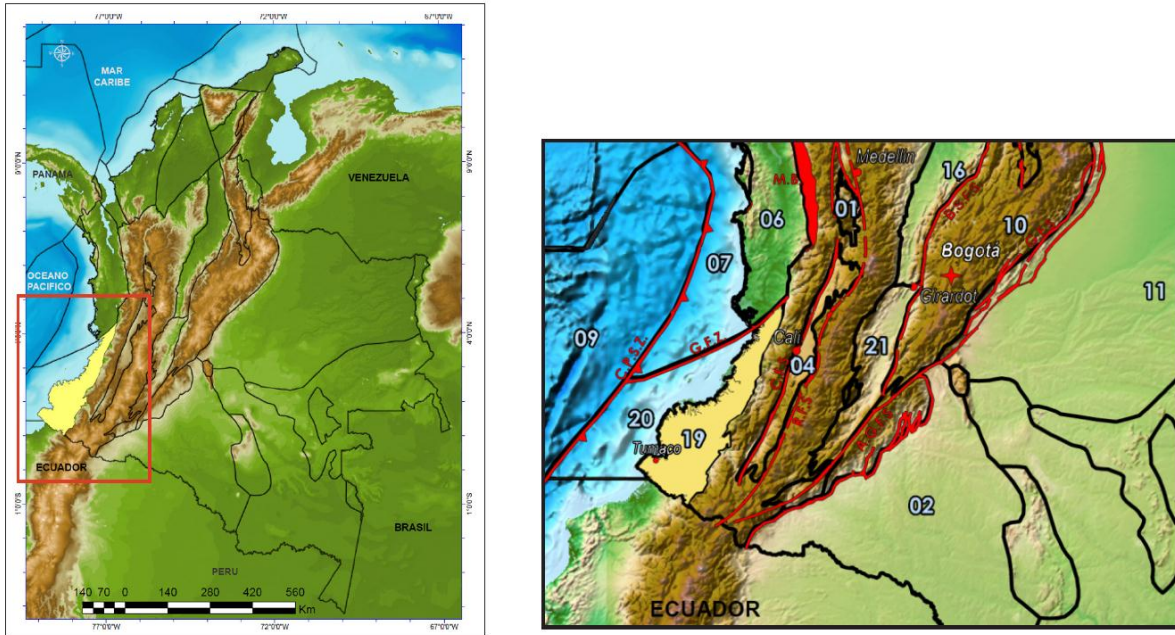


Figure 2-39. Location and borders of the Tumaco basin. 19 – Tumaco basin; G.F.Z. – Garrapata fault zone; W.C. – Western Cordillera.

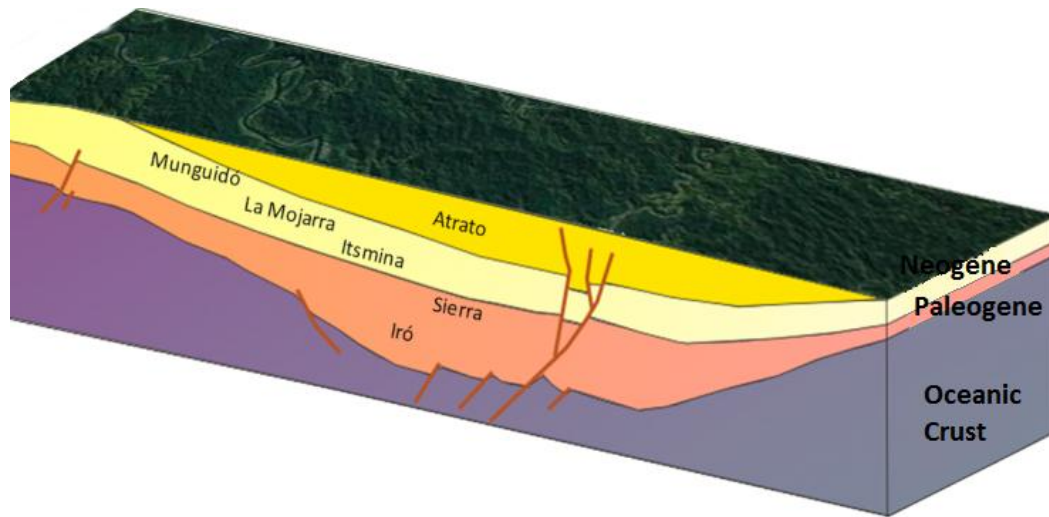


Figure 2-40. Schematic section of the Tumaco basin.

2.2.21 Tumaco offshore basin

The Tumaco offshore basin is located in the marine region in the southeast of Colombia, below the waters of the Pacific Ocean. This basin is bounded to the north by the Garrapatas fault system, to the south by the frontier with Ecuador, to the east by the coastline and to the west by the Colombian Pacific subduction area trench (Figure 2-41). Figure 2-42 gives a schematic model of the basin.

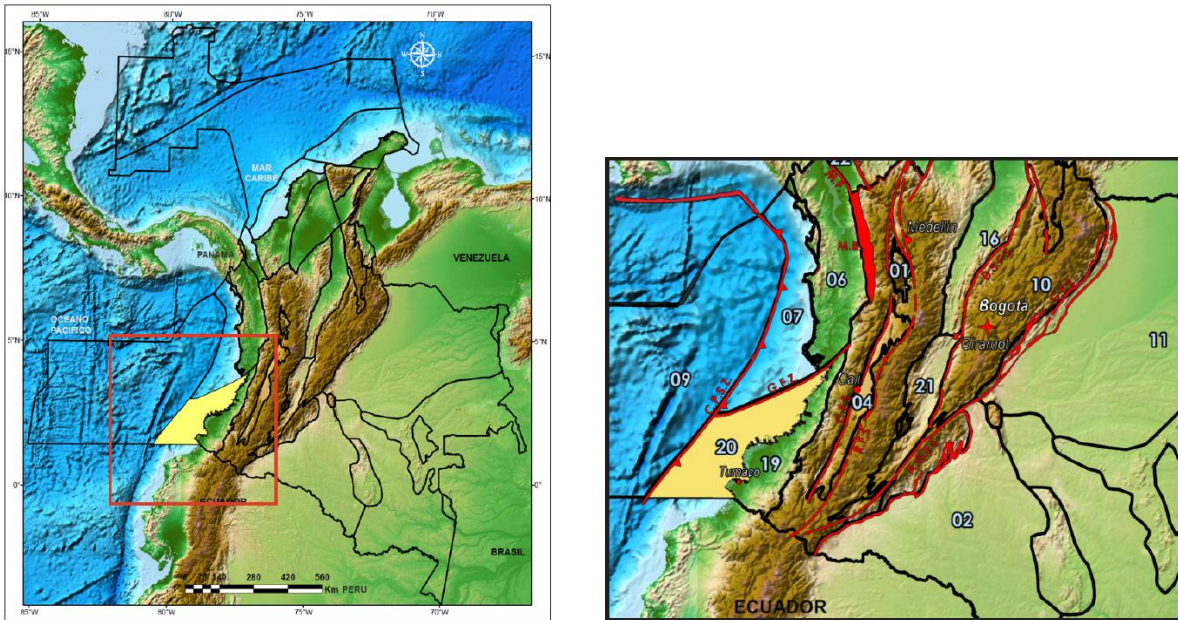


Figure 2-41. Location and borders of the Tumaco offshore basin. 20 – Tumaco offshore basin; G.F.Z. – Garrapata fault zone; C.P.S.Z. – Colombian Pacific subduction zone.

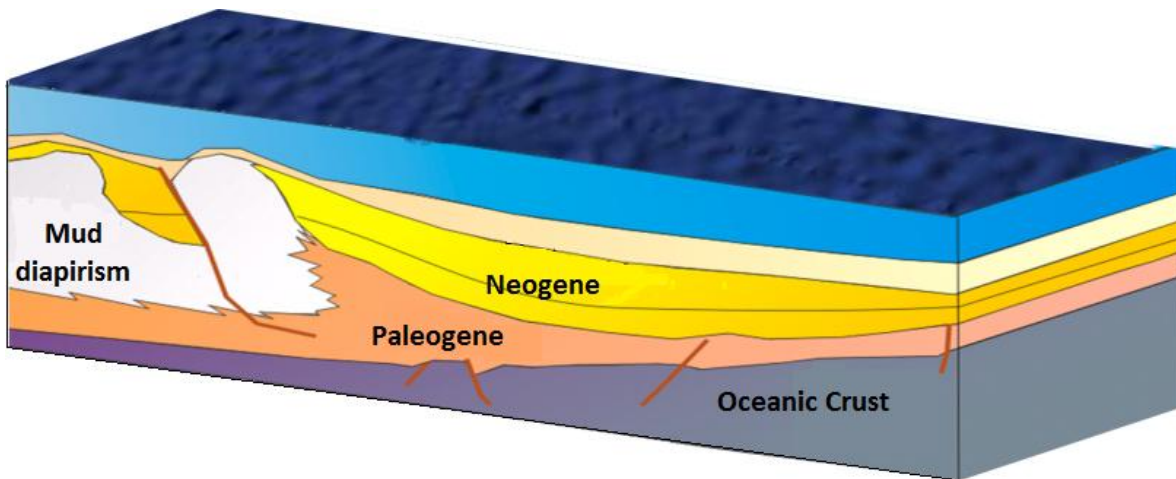


Figure 2-42. Schematic section of the Tumaco offshore basin.

2.2.22 Urubá basin

The Urubá basin is bounded to the north-northwest by the border between Colombia and Panamá, to the southeast by the Mandé batholith and the Murindó fault, to the east by the Uramita fault system, to the west by the Darien mountain range and to the south by Cretaceous rocks from the Western Cordillera (Figure 2-43). Figure 2-44 gives a schematic model of the basin.

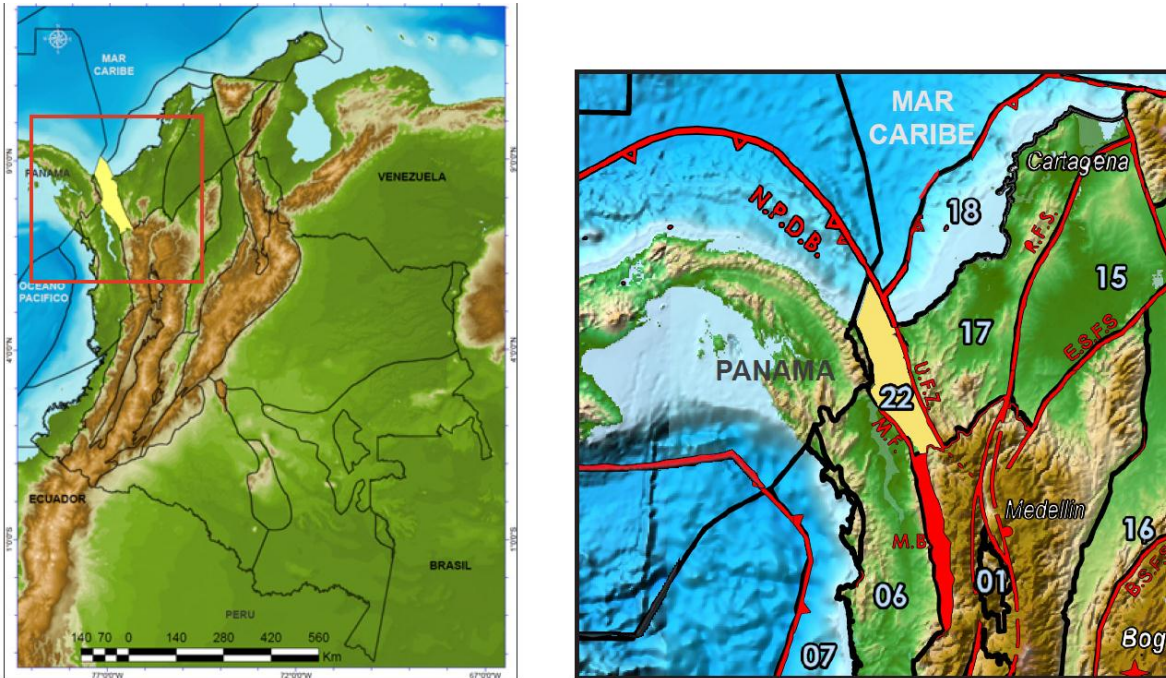


Figure 2-43. Location and borders of the Urabá basin. 22 - Urabá basin; U.F.S. – Uramita fault system; M.B. – Mandé batholith; M.F. – Murindó fault; S.D. – Darién mountain range; W.C. – Western Cordillera.

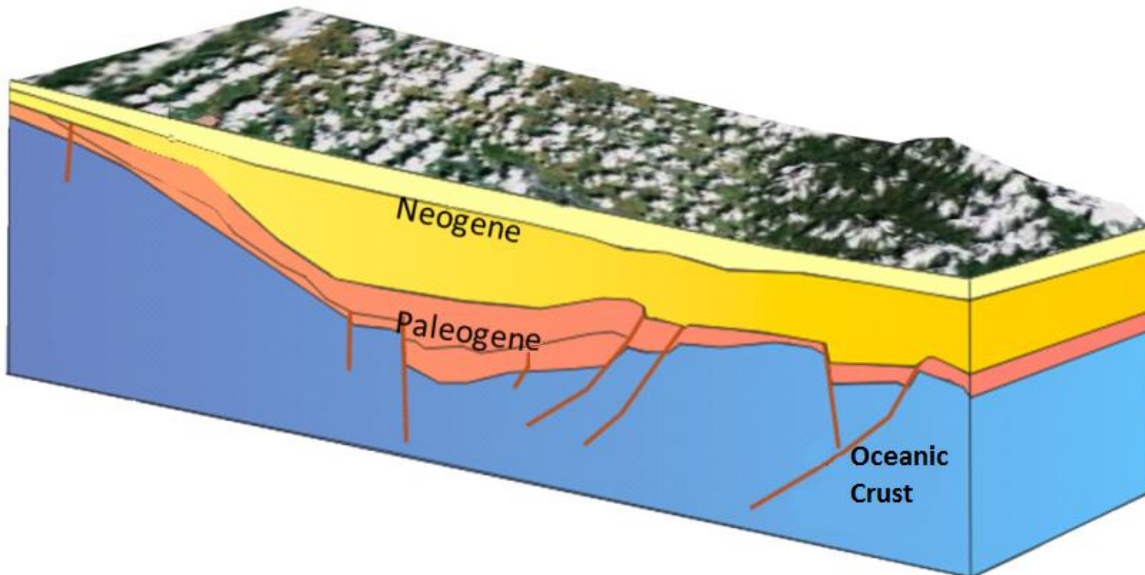


Figure 2-44. Schematic section of the Urabá basin.

2.2.23 Vaupés – Amazonas basin

The Vaupés-Amazonas basin is bounded to the north by the Vaupés Arch, to the south-southeast by the frontiers with Brazil and Peru, to the west by the Chiribiquete mountain range and to the east by the Trampa-Carurú mountain range (Figure 2-45). Figure 2-46 gives a schematic model of the basin.

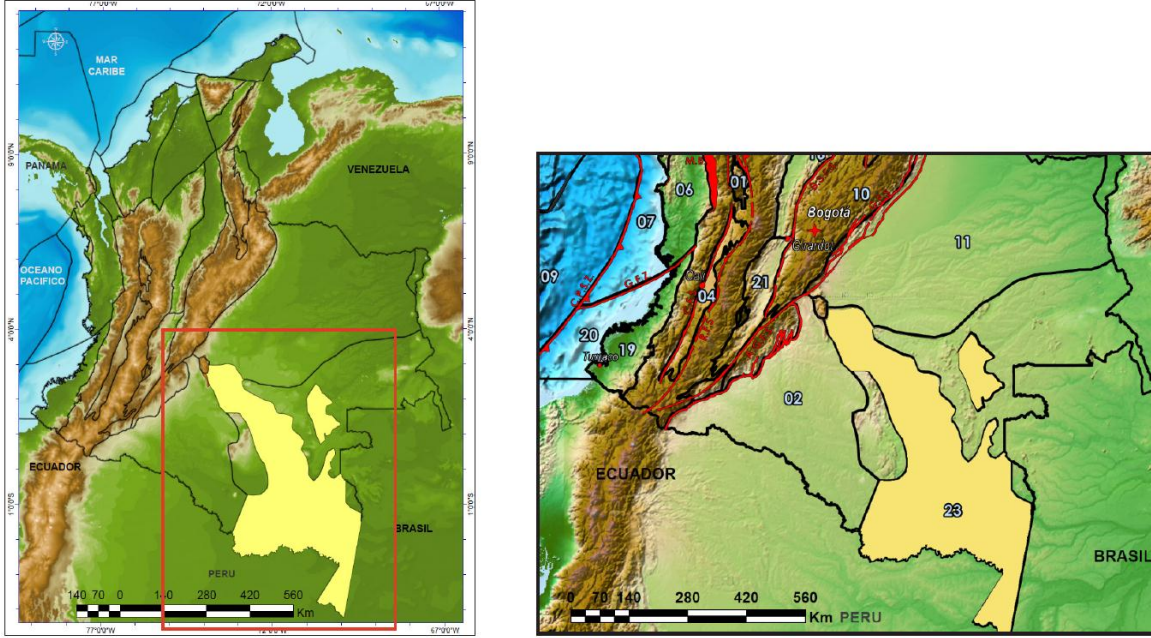


Figure 2-45. Location and borders of the Vaupés basin, Amazonas. 23 – Vaupés – Amazonas basin; V.A. – Vaupés arch; S.C. – Chiribiquete mountain range; T.C. – La Trampa – Carurú mountain range.

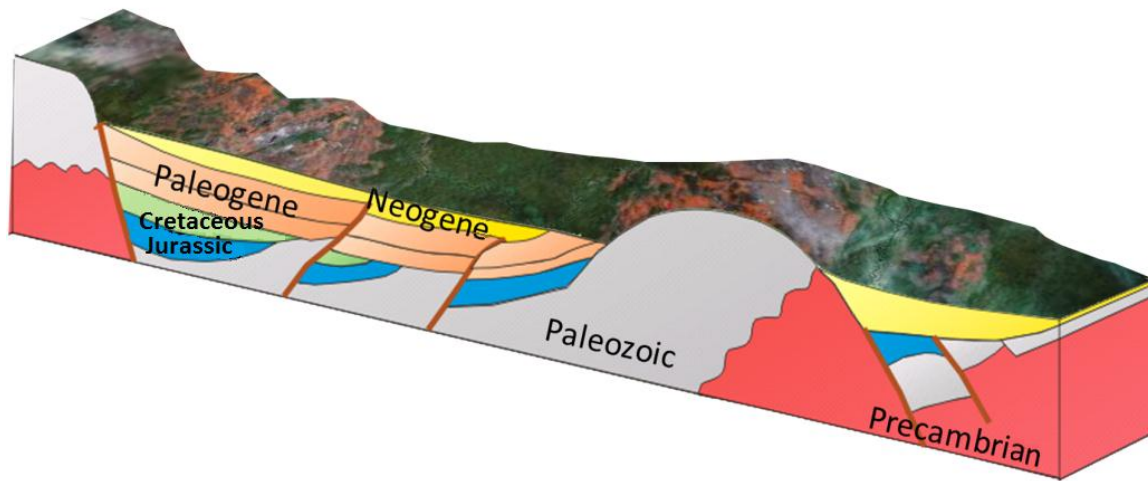


Figure 2-46. Schematic section of the Vaupés – Amazonas basin.

2.3 Environmental considerations

Colombia has 56 natural areas forming the National Parks' system, occupying 9.98% of Colombia's terrestrial territory and 1.30% of its marine territory, giving a total area of 12,602,321 hectares (11,390,995 terrestrial hectares and 1,211,326 marine hectares).

The 56 natural areas were taken into account in the present study when making estimates so as not to count them when calculating the different resources. Table 2-1 shows the percentages for national

park and conservation areas for each sedimentary basin in Colombia. Figure 2-47 gives the areas related to the Colombian Park system.

Basin	Natural reserve area (km ²)	Percentage of basin (%)
Amagá	0.0	0.0
Caguán - Putumayo	8,550.0	7.8
Guajira offshore	75.1	0.1
Sinú offshore	1,579.4	5.3
Catatumbo	444.7	5.8
Cauca-Patía	4.8	0.0
Los Cayos	10.0	0.0
Cesar-Ranchería	0.0	0.0
Chocó	811.3	2.1
Colombia	0.0	0.0
Colombian Deep Pacific	9,571.8	3.6
The Eastern Cordillera	7,807.3	10.9
The Guajira	317.8	2.3
The Eastern Llanos	5,189.1	2.3
Chocó offshore	592.9	1.6
Tumaco offshore	1,080.6	3.1
Sinú - San Jacinto	4,071.1	10.3
Tumaco	588.9	2.5
Urabá	289.4	3.1
Lower Magdalena Valley	0.0	0.0
Middle Magdalena Valley	0.0	0.0
Upper Magdalena Valley	1,540.3	7.2
Vaupés - Amazonas	33,486.0	21.6
Non-prospective areas	50,220.1	13.3

Table 2-1. Percentage of area associated with the Colombian park system regarding total basin area.

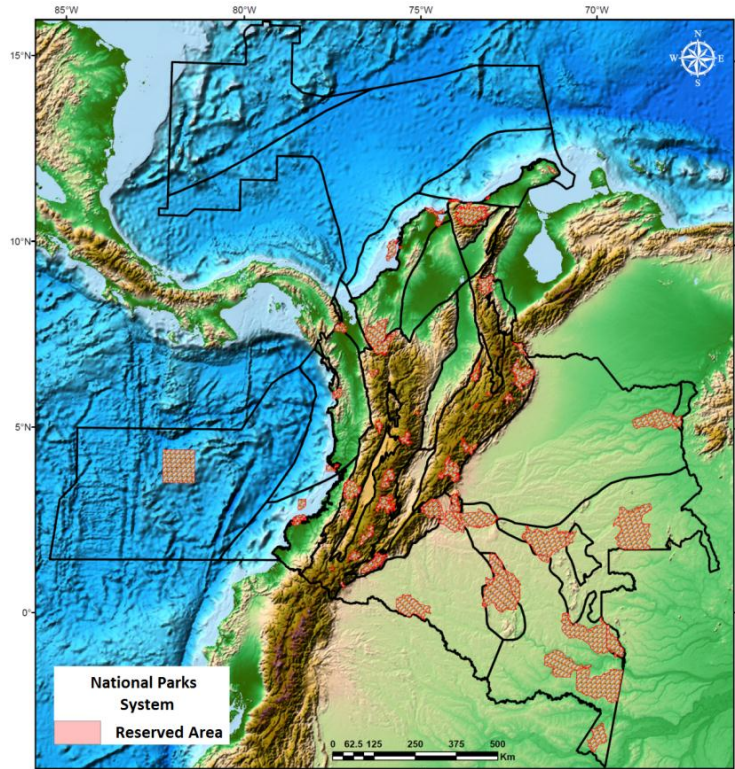


Figure 2-47. Distribution of conservation areas in Colombia. The red hatching indicates the coverage of such conservation areas.

2.4 Data and hypotheses

The resources generated and accumulated were estimated for the 12 sedimentary basins in Colombia, taking into account the information necessary for applying the procedure proposed by Schmoker (1994) and Hunt's proposed considerations (1995), i.e. Catatumbo, Cesar - Ranchería, The Eastern Cordillera, The Eastern Llanos, San Jacinto in Sinú, Sinú offshore, Tumaco, the Lower Magdalena Valley, the Middle Magdalena Valley, the Upper Magdalena Valley, Caguán in Putumayo and the Guajira offshore basins.

2.4.1 Data

Some of the data used was taken from the Colombian Geochemical Atlas (ANH, 2010), and forms part of a compilation analysis, showing wells and outcrops, obtained during regional recognition (Appendix 2-1). Other data were consulted from the Universidad Nacional de Colombia's bibliographic sources dealing with geological field studies for multiple basins and different generated units (Appendix 2-2).

2.4.2 Hypotheses

Hydrocarbons generated and trapped in Colombia's sedimentary basins were estimated in line with the following hypotheses:

2.4.2.1 Hypothesis 1

Following the mass balance method (Schmoker, 1994), the amount of hydrocarbons generated in Colombia is fixed according to the rock's total organic carbon mass and original and actual hydrogen indexes.

2.4.2.2 Hypothesis 2

The geological risk factors proposed by Hunt (1995) lead to estimating the volume of hydrocarbon generated (i.e. which was preserved and trapped).

2.4.2.3 Hypothesis 3

The ratio between hydrocarbon generated per basin and basin area leads to estimating the resource being produced in areas lacking information.

2.4.3 Methodology

The following equation was used for estimating the hydrocarbon generated in Colombia:

$$HC_v = 6.29 \cdot 10^{-3} * A * h * \rho_{roca} * \left[\frac{TOC}{100} \right] * \frac{(HI_o - HI_p)}{\rho_{HC}} \quad (2-1)$$

HC_v : volume de hydrocarbon generated (MBOE)

A : formation area (km²)

h : formation thickness (m)

ρ_{roca} : average formation density (g/cm³)

TOC : percentage total organic carbon present in rock (% gTOC / groca)

HI_o : original hydrogen index before hydrocarbon generation (mgHC/gTOC)

HI_p : current hydrogen index (mgHC/gTOC)

ρ_{HC} : average hydrocarbon density (g/cm³).

The foregoing equation was obtained by substituting equations extracted from the scheme shown in Figure 2-2 into equation 1 and then transforming the mass of hydrocarbons generated to volume:

$$HC_m = 1 \cdot 10^{-6} * R * M \quad (2-2)$$

with,

$$M = \left[\frac{TOC}{100} \right] * \rho_{roca} * V \quad (2-3)$$

and

$$R = HI_o - HI_p \quad (2-4)$$

HC_m : total mass of hydrocarbon generated in each unit of source rock (Kg)

R : mass of hydrocarbon per gram of TOC (mgHC/gTOC)

M : organic carbon mass (gTOC)

V : formation volume (cm³)

Applying equation 2-1 to each basin required a probabilistic method-based approach. Monte Carlo-based statistical distributions of probability were thus determined for representing thickness, TOC fraction and difference in hydrogen indexes. Area was the only parameter established as being constant in such calculations when using the Monte Carlo method, since this was determined in basins for which geological information was available. This approach considered the following stages:

- The area of rocks formed by cooking was approximated from the extension of generating rocks, whether derived from geological cartography or well information (e.g. Schmoker, 1994; UIS, 2009);
- A single distribution function was calculated from the thickness data obtained from the Universidad Nacional de Colombia's bibliographic sources (Appendix 2-1);
- An average 2.4 g/cm³ rock density was taken;
- TOC and S2 data was taken from the Geochemical Atlas of Colombia (ANH, 2010);
- Statistical distributions were obtained for TOC/100 fraction per basin;
- Initial and actual hydrogen indices were determined per basin;
- Distribution functions were fitted to R in equation 2-4;

- An average 0.9 g/cm³ hydrocarbon density was considered;
- Monte Carlo simulations were run;
- Once hydrocarbon generated per basin had been calculated for basins having the necessary information for applying the Monte Carlo method, a ratio was established between estimated generated hydrocarbons and basin area, thereby obtaining a line of tendency leading to establishing a ratio between such variables, which was used for projecting these results for those basins lacking the necessary information;
- The hydrocarbon generated for basins lacking the necessary data was estimated from their areas, using the ratio between hydrocarbon generated in a basin and its area (as obtained in the previous step); and
- Once total hydrocarbon generated value had been calculated, accumulated or trapped volume was evaluated considering Hunt's observations (1995).

2.4.4 Results

Most variables included in equation 2-1 were statistically analysed, leading to ascertaining their sensitivity. Such analysis consists of goodness-of-fit tests and leads to identifying the distribution of probability best fitting the data. This gives a value (test statistic) reflecting the deviation between the data and a distribution having determined parameters. Goodness-of-fit tests indicate whether it is valid to suppose that the information has a pattern corresponding to such distribution (null hypothesis).

The goodness-of-fit tests also allow ascertaining the degree of certainty in such calculations (probability), i.e. whether there could be greater deviation. Some of the test used gave intervals in which they were valid, according to supposed distribution pattern parameters (confidence intervals).

Different distributions were tried for random variables. Pattern parameters were first studied with the data according to each distribution and then goodness-of-fit tests were made for identifying the least deviation. This report only shows the results for the best fits and estimates.

2.4.4.1 Area of source rocks

Table 1-2 gives the values for the area being considered. These values represent total extensions of source rocks along several basins based on cartographic information or compilation on geophysical data (e.g. Universidad Industrial de Santander, 2009).

Basin	Area (km ²)
Catatumbo	7,715.0
Cesar - Ranchería	11,668.7
The Eastern Cordillera	71,766.2
The Eastern Llanos	225,603.3
Sinú offshore	29,576.5
Sinú - San Jacinto	39,644.6
Tumaco	23,732.4
Lower Magdalena Valley	38,017.4
Middle Magdalena Valley	32,949.4
Upper Magdalena Valley	21,512.8
Caguán - Putumayo	52,860.8
Guajira offshore	110,304.1

Table 2-2. Area of the 12 basins having information for applying Schmoker's methodology (1994).

2.4.5 Thickness of source rock

The thickness reported by the Universidad Nacional de Colombia’s bibliographic sources (Appendix 2-1) for several basins was used for estimating distribution parameters for a set of functions. Lognormal gave the best fit for the 178 elements of data. Table 2-3 gives the results of such fit.

Estimated parameters						Goodness-of-fit test			
\hat{x}	Confidence interval		\hat{y}	Confidence interval		Null hypothesis	P	Statistical value	G.L
5.74	5.58	5.91	1.12	1.01	1.25	Was not rejected	0.13	2.25	1

Table 2-3. Goodness-of-fit parameters and results for the goodness-of-fit test applied to the thickness data for determining the distribution used in estimating the hydrocarbon generated. Estimated parameters \hat{x} and \hat{y} were lognormal distribution mean and standard deviation, respectively. Column P gives the value of probability of accepting or rejecting the null hypothesis. G.L means the degrees of freedom.

2.4.6 Mass of hydrocarbon generated per gram of TOC

Actual hydrogen index values were determined for calculating R (hydrocarbon mass per gram of TOC) distribution, taking TOC and S₂ data from the Colombian Geochemical Atlas (Atlas Geoquímico Orgánico de Colombia, 2010) and using the equation proposed by Barker (1974):

$$HI_p = 100 * \frac{S_2}{TOC} \tag{2-5}$$

S₂: hydrocarbons generated by kerogen distillation (mg_{HC}/g_{roca}).

Maximum value per basin was selected as initial hydrogen index once values had been calculated using equation 2-5. The distribution functions regarding best fit were then determined for the 12 basins (Table 2-4).

2.4.7 TOC fraction

Table 2-5 gives the results of the statistical analysis of TOC fraction data for basins having information.

Basin	Distribution	Estimated parameters						Goodness-of-fit test			
		\hat{x}	Confidence interval		\hat{y}	Confidence interval		Null hypothesis	P	Statistical value	G.L
CAG-PUT	Extreme min	513.8	509.8	517.8	83.89	80.65	87.28	Was not rejected	M.B	295.2	0
CAT	Extreme min	261.5	258.9	264.1	40.59	38.60	42.69	Was not rejected	M.B	79.41	0
CES-RAN	Triangular	88.90	0	139.2	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
COR	Extreme min	507.7	502.5	512.9	80.41	76.26	84.78	Was not rejected	M.B	188.79	6
GUA-OS	Triangular	135.8	0	208.0	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
LLA	Extreme min	402.2	398.1	406.4	68.9	65.7	72.3	Was not rejected	M.B	148.8	0
SIN-OS	Extreme min	150.3	146.9	153.6	22.39	19.77	25.36	Was not rejected	M.B	16.06	0
SIN-SJA	Extreme min	106.2	103.4	109.0	20.99	18.81	23.43	Was not rejected	M.B	39.10	0
TUM	Extreme min	68.70	65.62	71.78	13.15	10.94	15.82	Was not rejected	0.28	3.85	3
VIM	Extreme min	211.9	209.5	214.3	31.07	29.14	33.14	Was not rejected	M.B	160.3	0
VMM	Extreme min	348.9	342.2	355.6	62.8	57.2	69.0	Was not rejected	M.B	221.0	0
VSM	Weibull	413.9	405.7	422.3	2.06	1.99	2.13	Was not rejected	M.B	341.0	0

Table 2-4. Goodness-of-fit distributions, parameters and test results applied to the mass of hydrocarbon generated per gram of TOC data. CAG-PUT, CAT, COR, GUA-OS, LLA, SIN-OS, SIN-SJA, TUM, VIM, VMM and VSM refer to the Caguán - Putumayo, Catatumbo, Eastern Cordillera, Guajira offshore, Eastern Llanos, Sinú offshore, Sinú San - Jacinto, Tumaco, Lower Magdalena Valley, Middle Magdalena Valley and Upper Magdalena Valley basins. Estimated parameters \hat{x} and \hat{y} are extreme value distribution regarding location and scale, and to “a” and “b” for Weibull distribution, respectively. Estimated parameter \hat{x} for triangular distribution was the most probable value and its confidence interval gave minimum and maximum values as extremes. N/A refers to the parameters which did not apply for the type of distribution considered. M.B refers to very low probability of the null hypothesis being accepted or rejected.

Basin	Distribution	Estimated parameters						Goodness-of-fit test			
		\hat{x}	Confidence interval		\hat{y}	Confidence interval		Null hypothesis	P	Statistical value	G.L
CAG-PUT	Gamma	0.65	0.61	0.68	0.02	0.02	0.03	Was not rejected	M.B	21.26	1
CAT	Lognormal	-4.72	-4.78	-4.66	0.80	0.76	0.85	Was not rejected	M.B	44.0	0
CES-RAN	Lognormal	-4.81	-4.91	-4.69	0.78	0.71	0.87	Was not rejected	M.B	2.39	0
COR	Lognormal	-4.63	-4.67	-4.59	0.66	0.63	0.69	Was not rejected	M.B	48.73	1
GUA-OS	Lognormal	-4.69	-4.75	-4.65	0.53	0.50	0.56	Was not rejected	M.B	2.01	0
LLA	Lognormal	-5.02	-5.07	-4.97	0.98	0.94	1.01	Was not rejected	M.B	16.40	0
SIN-OS	Extreme max	0.02	0.01	0.02	0.03	0.03	0.03	Was not rejected	M.B	96.7	2
SIN-SJA	Lognormal	-4.63	-4.70	-4.55	0.66	0.61	0.72	Was not rejected	M.B	0.04	0
TUM	Lognormal	-4.47	-4.61	-4.33	0.67	0.58	0.78	Was not rejected	M.B	4.25	0
VIM	Lognormal	-4.78	-4.82	-4.73	0.68	0.65	0.72	Was not rejected	M.B	12.02	0
VMM	Lognormal	-4.21	-4.28	-4.12	0.74	0.69	0.79	Was not rejected	M.B	17.81	0
VSM	Lognormal	-4.26	-4.31	-4.22	1.08	1.05	1.11	Was not rejected	M.B	144.9	0

Table 2-5. Goodness-of-fit parameters, test results and distributions applied to the TOC fraction data. Estimated parameters \hat{x} and \hat{y} are gamma distribution regarding form and scale, and for Weibull distribution regarding parameters “a” and “b”, respectively.

2.4.8 Ratio between basin area and hydrocarbon generated

The Monte Carlo method was used for estimating hydrocarbon generated once the different distribution functions had been determined (using a million iterations). The results led to correlating hydrocarbon generated values and the different basins’ area (Figure 2-48).

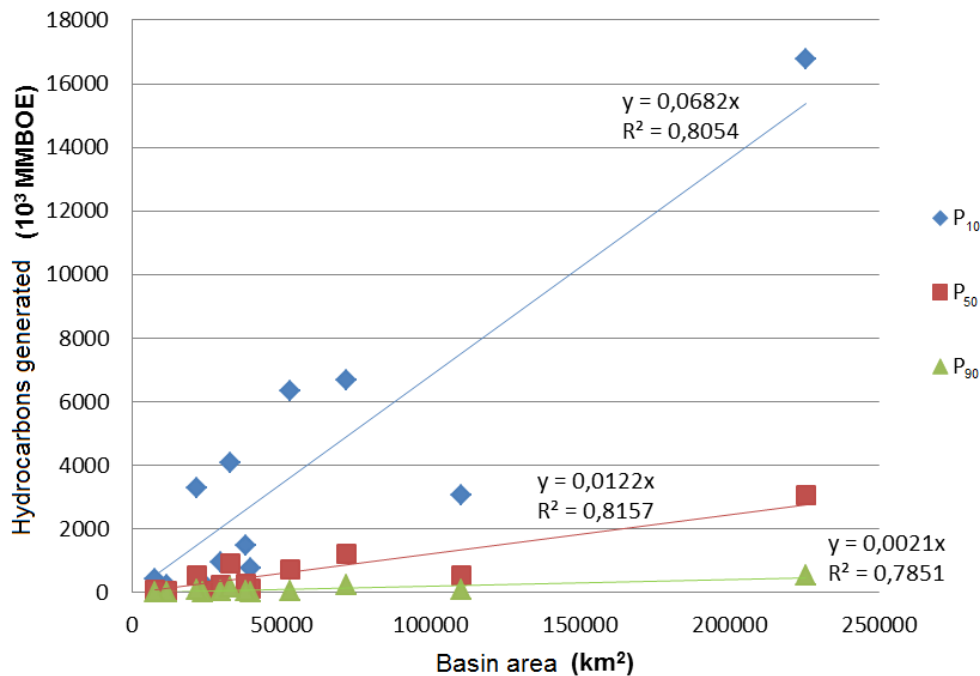


Figure 2-48. Basin area compared to hydrocarbon generated for P₁₀, P₅₀ and P₉₀.

Figure 2-48 shows the high coefficients of correlation for each percentile plotted, thereby sustaining the fact that hypothesis 3 (the greater the basin area, the greater the resources), based on statistical occurrences, could be applied to Colombian basins and establish a ratio between a basin’s area and the hydrocarbons generated in it. The ratios so obtained led to estimating hydrocarbon generated in P₁₀, P₅₀ and P₉₀ for the basins lacking information. Table 2-6 gives the areas of such basins.

Basin	Area (km ²)
Amagá	2,824.9
Cauca-Patía	12,823.3
Los Cayos	144,755.0
Chocó	38,582.0
Colombia	256,995.3
Deep Pacific	272,426.6
Guajira	13,778.9
Chocó offshore	37,773.3
Tumaco offshore	34,552.7
Urabá	9,448.9
Vaupés-Amazonas	154,867.3

Table 2-6. Area of basins lacking information.

2.4.9 Volume of hydrocarbon generated

Table 2-7 gives the results (in P₁₀, P₅₀ and P₉₀) for hydrocarbon generated for each of Colombia's 23 sedimentary basins.

Basin	P ₁₀	P ₅₀	P ₉₀
Total OFFSHORE (10³MBOE)	54,666	9,574	1,613
Cayos	9,987	1,737	289
Chocó Offshore	2,565	446	74
Colombia	17,733	3,084	514
Guajira Offshore	3,061	530	87
Pacífico Profundo	18,125	3,152	525
Sinú Offshore	885	224	55
Tumaco Offshore	2,309	402	67
Total ONSHORE (10³MBOE)	51,937	9,054	1,504
Amagá	195	34	6
Caguán-Putumayo	5,836	666	31
Catatumbo	388	72	14
Cauca Patía	884	154	26
Cesar-Ranchería	217	38	6
Chocó	2,606	453	76
Eastern Cordillera	5,939	1,082	195
Guajira	929	161	27
Eastern Llanos	16,377	2,980	536
Sinú - San Jacinto	673	121	21
Tumaco	286	51	9
Urabá	632	110	18
Lower Magdalena Valley	1,477	271	49
Middle Magdalena Valley	4,061	897	174
Upper Magdalena Valley	3,059	505	75
Vaupés - Amazonas	8,377	1,457	243
TOTAL GENERATED (10³MBOE)	106,603	18,628	3,116

Table 2-7. Hydrocarbon generated in Colombia.

Figures 2-49, 2-50 and 2-51 give a graphic representation of values shown in Table 2-7.

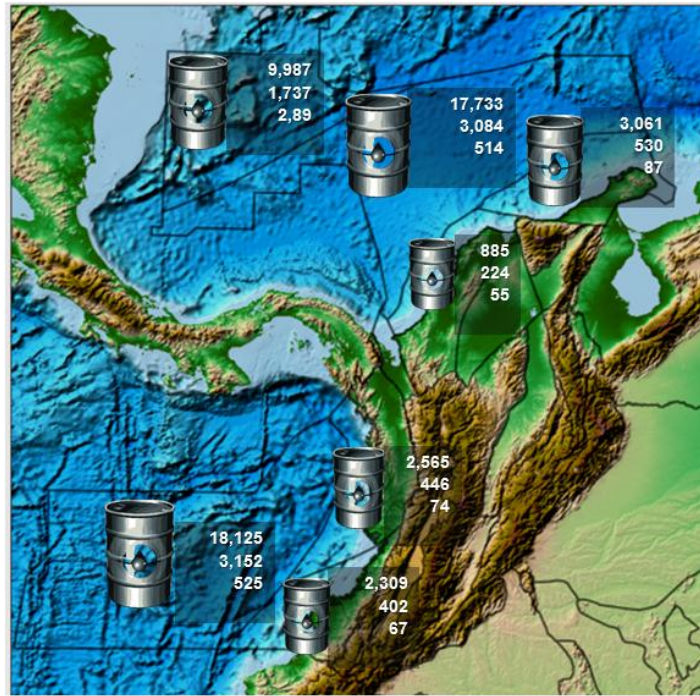


Figure 2-49. Hydrocarbon generated per Colombian offshore basin.



Figure 2-50. Hydrocarbon generated per Colombian onshore basin.

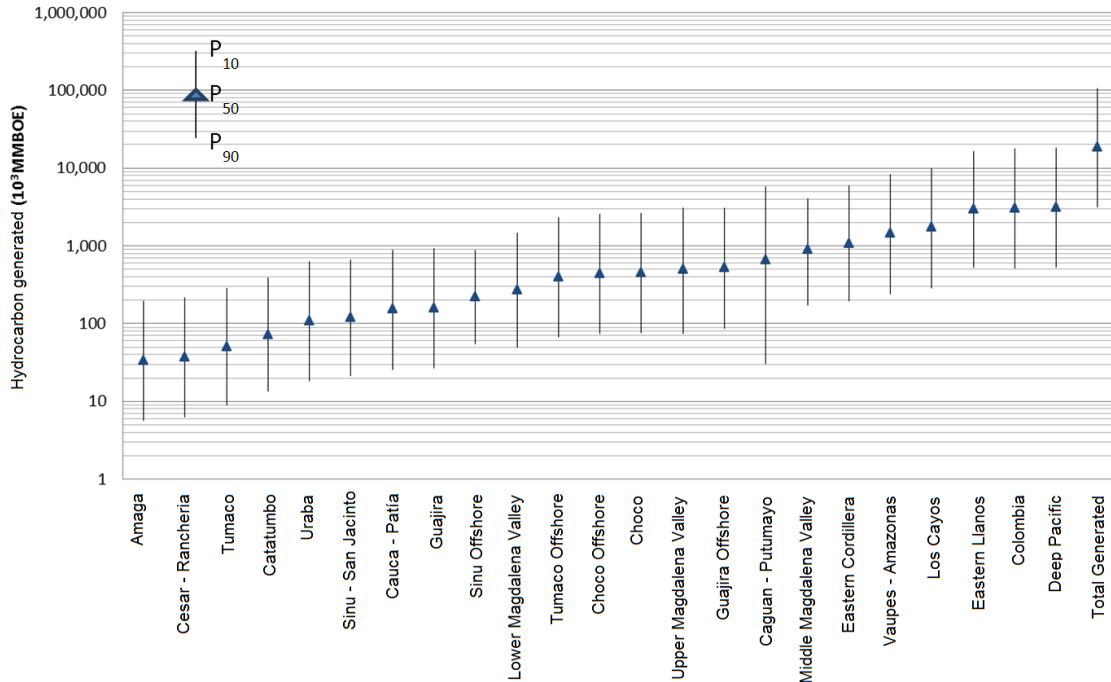


Figure 1-51. Hydrocarbon generated per basin.

2.4.10 Trapped hydrocarbons

Once hydrocarbon generated for Colombia had been ascertained, then total accumulated or trapped hydrocarbon was calculated using Hunt’s observation (1995). Accordingly, only ~ 2.2% of hydrocarbon generated is accumulated (crude accounts for ~ 1.8 % of this and the remaining ~ 0.4 % is gas).

Tables 2-8, 2-9 and 2-10 show the values estimated for the resource for Colombia, discriminating between oil and gas. A 5,800 ft³/BOE factor was used for converting barrel of oil equivalent to cubic feet.

P ₁₀	2,345,000 MBOE
P ₅₀	409,000 MBOE
P ₉₀	68,000 MBOE

Table 2-8. Total accumulated hydrocarbon.

P ₁₀	1,918,000 MMbbl
P ₅₀	335,000 MMbbl
P ₉₀	56,000 MMbbl

Table 2-9. Total accumulated crude.

P ₁₀	2,477 Tcf
P ₅₀	429 Tcf
P ₉₀	70 Tcf

Table 2-10. Total accumulated gas; a 5,800 cf/bbl conversion factor has been used.

2.4.11 Sensitivity analysis

A sensitivity analysis was carried out for establishing the degree of random variables' influence on the results of equation 2-1. This led to visualising the weighting of on the result when generating numbers according to the statistical distribution of a particular variable. Table 2-11 shows such sensitivity. Figure 2-52 shows average sensitivity.

Basin	Thickness (%)	R (%)	TOC/100 (%)
Caguán - Putumayo	25.9	1.5	72.6
Catatumbo	59.5	0.0	40.5
Cesar - Ranchería	59.4	0.0	40.6
The Eastern Cordillera	57.7	3.1	39.2
Guajira offshore	53.9	9.8	36.4
The Eastern Llanos	57.4	3.6	39.0
Sinú offshore	88.0	3.9	8.1
Sinú - San Jacinto	56.5	5.2	38.3
Tumaco	56.7	4.8	38.5
Lower Magdalena Valley	57.9	2.6	39.5
Middle Magdalena Valley	72.2	12.5	15.3
Upper Magdalena Valley	49.9	16.1	33.9
Average	57.9	5.3	36.8

Table 2-11. Sensitivity analysis regarding calculations made for hydrocarbon generated per basin.

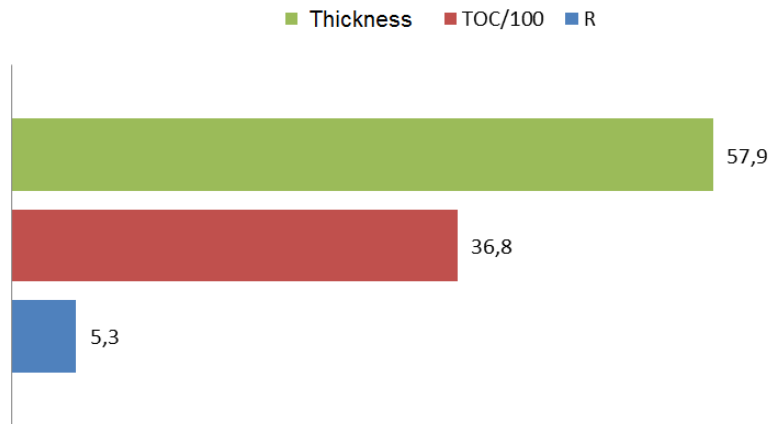


Figure 2-52. Average sensitivity regarding estimates of hydrocarbon generated in Colombia.

2.5 Conclusions

- The hydrocarbons generated for Colombia’s 23 basins was estimated, thereby obtaining resources for P10 and P90 I the 2,345,000 and 68,000 MBOE range;
- A range of 1,918,000 to 56,000 MMbbl was obtained in P10 and P90 for oil and the remaining 2,477 to 70 Tcf for gas;
- Sensitivity analysis showed that thickness and the TOC/100 fraction were the variables having the greatest degree of uncertainty in the calculations;
- A series of data was used in the calculations which should be improved and complemented in the future (i.e. thickness values) through a detailed study leading to reducing its range of variability; and

- Regarding the percentage proposed by Hunt (1995), this could vary from basin to basin since each basin has a different history of generation, migration and loss. However, for the purpose of this research and considering the amount of data and information available, this represented a good approach.

2.6 Bibliography

Agencia Nacional de Hidrocarburos - ANH (2007). Colombian sedimentary basins: nomenclature, boundaries and petroleum geology, a new proposal. Bogota: B & M Exploration Ltda.

Agencia Nacional de Hidrocarburos. (2010). Atlas Geoquímico de Colombia. (U. N. Colombia, Ed.) Bogota.

Ahlbrandt, T. S. (2000). The USGS world oil and gas assessment. Search and Discovery (10006).

Barker, C. (1974). Pyrolysis techniques for source rock evaluation. The American Association of Petroleum Geologists Bulletin, 58(11), 2349-2361.

D. Little, A. (2008). Evaluation of potential of unconventional energy resources in Colombia. Agencia Nacional de Hidrocarburos. Houston: Arthur D. Little Inc.

Griess, P. R. (1946). Colombia's Petroleum Resources. Economic Geography, 22(4), 245-254.

Hunt, J. M. (1995). Petroleum Geochemistry and Geology (second edition). W.H. Freeman.

Ortiz, J. (1997). Oportunidades de desarrollo del sector hidrocarburos y su aporte a la economía del país. Cambio y Globalización: Oportunidades y retos para la industria Colombiana de los hidrocarburos. Pontificia Universidad Javeriana.

Schmoker, J. M. (1994). Volumetric calculations of hydrocarbons generated. The petroleum system from source to trap. American Association of Petroleum Geologist Memoirs, 60, 323-326.

Universidad Industrial de Santander. (2009). Evaluación del potencial hidrocarburo de las cuencas Colombianas. ANH-FONADE.

Vargas, C. A. (2009). Nuevos aportes a la estimación del potencial de hidrocarburos en Colombia. Revista de la Academia Colombiana de Ciencias, XXXIII (126).

2.7 Appendices

2.7.1 Appendix 2-1

Digital file in the ANH'S Document Center:

- ✓ "Balance de Masas.xlsx"

2.7.2 Appendix 2-2

Author	Thesis title	Year
Cardozo P., E.	Estratigrafía, ambiente y paleogeografía de la Fm. Rosablanca en el área de Moniquirá-Villa de Leiva	1982
Moreno V., E.	Características estratigráficas de la formación Villeta en el sector NW de la cuenca del Putumayo	1989
Gil V., A.	Análisis microfacial del grupo cogollo and formación de la Luna cuenca Cesar Cesar - Ranchería and Guajira, Colombia	1990
Sánchez Q., C.	Petrografía e interpretación ambiental de la formación Tibú, grupo uribante (Aptiano) en el campo río de oro, cuenca del Catatumbo, con base en núcleos de perforación	1991
Mayorga M., M.	Caracterización geoquímica y facial de las rocas potencialmente generadoras de hidrocarburos en las formaciones del cretácico y terciario inferior de la Cordillera Oriental	1995
Mora B., J.	Estudio estratigraph del Cretácico y Terciario Inferior en el extreme Norte de la cuenca del Putumayo, alrededores de Belén de los Andaquies y Morella, Caquetá	1998
Mera P., R.	Correlación estratigráfica de las rocas del intervalo Paleoceno-Oligoceno subcuenca de San Juan, Chocó	2000
Caycedo G., H.	Propiedades de escalamiento para las poblaciones de fallas de formación Caballos en el sector sur del campo Orito: cuenca Putumayo, Colombia: moldeamiento de las sistemas de fallas por debajo del límite de la resolución seismic	2001
Malagón R., F.	Evaluación del potencial generador de hidrocarburos de las formaciones: Rosablanca, Paja y Tablezo, cuenca medio del Magdalena, Colombia	2001
Ramírez-J., R.	Sedimentología de la arenisca del Oso y su significado estratigraph, en el Cinturón de San Jacinto Norte, Valle Magdalena Inferior	2002
Gamba R., N.	Estratigrafía física, petrográfica y análisis del ambiente de depósito de la formación tetuán en el anticlinal de Chicambe y la quebrada Bambucá, Valle Magdalena Superior	2002
Mayorga N., E.	Evaluación del potencial hidrocarburífero de la Formación Chipaque (unidad operacional K1 medio and superior) en el bosque Apiay-Ariari, cuenca de los Llanos Orientales	2005
Guzmán A., E.	Evaluación petrofísica de la formación Tetuan en el campo Balcón, Valle Magdalena Superior	2007

Table 2-12. Sources consulted for thickness data. Universidad Nacional de Colombia theses.

3 RECOVERABLE ORIGINAL RESOURCES

3.1 General comments

This section deals with estimating original in situ oil and gas initially in place for oil, conventional gas and associated gas from a volumetric approach. The calculated results were affected by geological and recovery risk factors for final estimate of recoverable resources by type of fluid.

3.1.1 Volumetric estimation

Volumetric estimation is a tool which allows evaluating in situ hydrocarbon in restricted conditions regarding information about production and deposits. Recoverable quantified resources affecting estimation have a recovery factor obtained from analogous deposits' yield and/or simulation studies (Dean, 2007).

The necessary data for making a volumetric estimation would be: deposit areas, deposit thickness, porosity, water saturation, volumetric factors, gas–oil ratio (GOR) and accumulated production per field.

3.2 Data and hypotheses

3.2.1 Data

Information reported to the Agencia Nacional de Hidrocarburos in reserves and resources' reports, technical reports and exploration and production reports by December 31st 2010 led to evaluating original resource in situ for a limited number of sedimentary basins in Colombia: 5 for oil and associated gas and 7 for gas.

The methodology proposed by Vargas (2009) was applied for deducing certain variables in basins where the information supplied by ANH was insufficient.

3.2.2 Hypothesis

Original resources in situ were estimated in line with the following hypothesis:

3.2.2.1 Hypothesis 1

There is a relationship between production area / MMbbl produced ratio and the production area / basin area ratio leading to inferring the maximum production area possible in sedimentary basins (Figure 3-1).

3.3 Methodology

The following equations were used for estimating in situ resources in Colombia:

$$OOIP = \frac{7758 * A * h * \phi * (1 - S_w)}{B_o} \quad (3-1)$$

$$GIIP = \frac{43560 * A * h * \varphi * (1 - S_w)}{B_g} \quad (3-2)$$

OOIP: Original in situ oil (bbl)

GIIP : Initial in situ gas (bbl)

A : area of production (acres)

h : total deposit thickness (ft)

φ : deposit porosity (v/v)

S_w : water saturation (v/v)

B_o : oil volumetric factor (BblY / BblN)

B_g : gas volumetric factor (ft³Y/ft³N)

Constants 7758 and 43560 were used for obtaining results in barrels (bbl and cubic feet - cf, respectively).

The Monte Carlo probabilistic method was used for the estimates in equations 3-1 and 3-2. The random variables were gas and oil thickness, porosity, water saturation and volumetric factor. Even though the volumetric factor could be marginal when estimating resources, its variability was taken into account due to the broad range of observations. Production area was taken as being constant. Such estimate included the following steps.

- Data regarding formations, units, areas, thickness, porosity, water saturation, API gravity, gas-oil ratio (GOR), volumetric factors and accumulated production per field in each basin was compiled, discriminating the type of fluid produced (gas or oil);
- Statistical analysis determined the distributions best fitting information regarding thickness, porosity, water saturation, volumetric factor and GOR:
 - Regarding oil, functions were obtained for each variable in five basins; Caguán - Putumayo, Catatumbo, the Eastern Llanos, Middle Magdalena Valley and Upper Magdalena Valley (Figure 3-1);
 - Regarding initial in situ gas, the amount of data was insufficient, meaning that only a single distribution was found per variable, incorporating all basins;
 - For the remaining basins lacking information about oil and gas, a common distribution function was associated for each variable (oil and gas), and constructed from information regarding all basins;
- Areas in production were added to the accumulated production of the different fields per basin, discriminating the type of fluid;
- Vargas' methodology (2009) was applied for basins lacking production areas:
 - The production area / basin area and production area / MMbbl ratios were calculated from total oil production, producing areas and each basin's areas;

- Production area / basin area and production area / MMbbl produced pairs were projected on a log-log graph's abscissa and ordinate;
- The equation for the curve best fitting the points was identified;
- The function so obtained was projected until cutting the axis of the abscissa at a defined value for the "1-8 Ha/MMbbl" ordinate. This value gives an upper "reasonable" limit which has been detected in the production series;
- Assuming basin areas having efficiency of up to 1-8 Ha for each MMbbl, then the maximum fraction of a basin could be inferred which could achieve such production efficiency conditions;
- Such fraction affected the area for the rest of the basins lacking information regarding oil and gas production areas;
- The production areas estimated per basin and type of fluid, thickness, porosity, water saturation, GOR and volumetric factor distributions were used for running Monte Carlo simulations for the estimating original in situ oil and initial in situ gas; and
- The results so obtained were affected by geological risk factors, recovery (oil or gas) and fraction of area associated with natural reserves.

3.4 Results

3.4.1 Production area

Table 3-1 gives production areas and the production area / accumulated production and production area / basin area ratios for the five basins having information used in estimating the original oil in place (OOIP).

Basin	Production área (ha)	Production area / MBOE (ha/MMbbl)	Production area / basin area (%)
Caguán - Putumayo	29,834.06	94.25	0.27
Catatumbo	18,359.82	41.94	2.38
The Eastern Llanos	102,248.95	36.26	0.45
The Middle Magdalena Valley	46,695.06	35.09	1.42
The Upper Magdalena Valley	15,539.54	23.57	0.72

Table 3-1. Production areas per basin and relationships for applying Vargas' approach (2009) used in OOIP calculations.

Figure 3-1 shows the semi-log regression values in Table 3-1; regarding OOIP, it was found that 6.97% was the fraction of the area of a basin which could be expected to produce 1 MMbbl per hectare based on these values. The foregoing is an optimistic scenario; however, a more conservative one giving an expectation of 1 MMbbl in 8 hectares would mean that the percentage of the area in production of such basin would fall to 3.44%. The lack of information for determining production areas for initial gas in place (IGIP) prevented calculating the percentage of the area in production; that calculated for OOIP was thus taken instead.

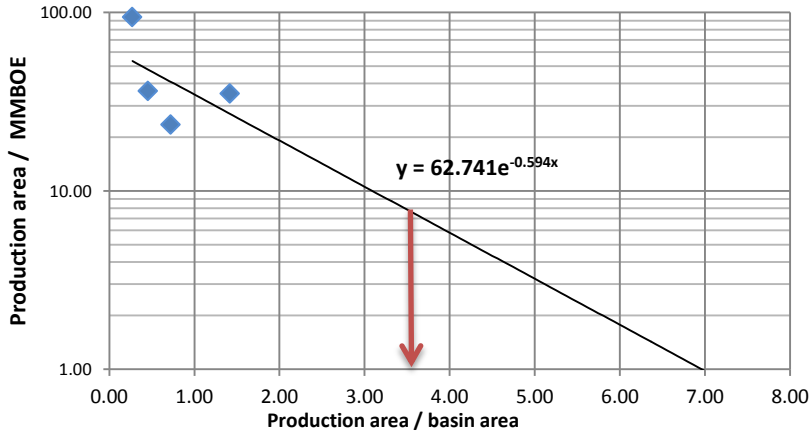


Figure 3-1. Estimated percentage area in production for estimating OOIP. The point corresponding to the Catatumbo basin was not considered for this fit as it went outside the tendency given for the remaining basins, since it has high production (MMbbl) for the extension of area (ha) found in production regarding the rest of the basins. The red arrow indicates the percentage of the basin area which would produce in line with an expectation of 1 MMbbl for each 8 Ha; 3.44% (a more conservative scenario).

Table 3-2 gives the areas calculated in the different basins by applying the percentages so obtained.

Basin	Area (ha)
OFFSHORE	
Los Cayos	1,010,422.06
Chocó offshore	263,665.98
Colombia	1,793,883.99
Guajira offshore	368,980.45
Deep Pacific	1,901,598.01
Sinú offshore	206,450.36
Tumaco offshore	241,185.41
ONSHORE	
Amagá	19,718.64
Cauca-Patía	89,509.52
Cesar-Ranchería	81,449.94
Chocó	269,310.79
Eastern Cordillera	500,943.98
Guajira	96,179.91
Sinú-San Jacinto	276,728.02
Tumaco	165,657.55
Urabá	65,955.77

Table 3-2. Production areas estimated using Vargas' approach (2009).

3.4.2 Deposit thickness

Tables 3-3 and 3-4 show the best fit distributions of thickness data used in estimating in situ resource for oil and gas.

3.4.3 Deposit porosity

Tables 3-5 and 3-6 gives the parameters obtained for porosity distribution.

3.4.4 Water saturation

Tables 3-7 and 3-8 show the distributions obtained regarding water saturation for in situ resources.

3.4.5 Volumetric factors

Tables 3-9 and 3-10 give the statistical parameters calculated for the volumetric factors for oil and gas.

Basin	Distribution	Estimated parameters						Goodness-of-fit test			
		\hat{x}	Confidence interval		\hat{y}	Confidence interval		Null hypothesis	P	Statistical value	G.L
CAG-PUT	Weibull	34.49	29.79	39.96	1.23	1.09	1.40	Was not rejected	0.30	3.70	3
CAT	Lognormal	3.81	3.48	4.15	0.86	0.68	1.18	Was not rejected	M.B	1.17	0
LLA	Lognormal	3.17	2.88	3.46	1.23	1.05	1.47	Was not rejected	M.B	9.31	0
VMM	Lognormal	4.11	3.86	4.36	0.89	0.75	1.11	Was not rejected	0.38	1.94	2
VSM	Lognormal	4.38	4.11	4.65	0.86	0.70	1.09	Was not rejected	0.48	0.49	1
Remaining basins	Triangular	30	0	825	N/A	N/A	N/A	N/R	N/R	N/R	N/R

Table 3-3. Goodness-of-fit test distributions, fit parameters and results applied to the thickness data used in the OOIP estimate. CAG-PUT, CAT, LLA, VMM and VSM refer to the Caguán - Putumayo, Catatumbo, The Eastern Llanos, Middle Magdalena Valley and Upper Magdalena Valley basins. Estimated parameters \hat{x} and \hat{y} are Weibull distribution parameters “a” and “b”, and average and standard deviation for lognormal distribution, respectively. For triangular distribution, estimated parameter \hat{x} is the most probable value and its confidence interval gives minimum and maximum values as extremes. N/A refers to parameters which did not apply to the type of distribution being considered. N/R refers to parameters which, as they went beyond the algorithm’s range of calculations, were not reported when making the statistical estimation. M.B refers to very low probability of the null hypothesis being accepted or rejected.

Estimated parameters					Goodness-of-fit test				
\hat{x}	Confidence interval		\hat{y}	Confidence interval		Null hypothesis	P	Statistical value	G.L
3.77	3.49	4.04	1.25	1.08	1.47	Was not rejected	0.13	4.14	2

Table 3-4. Lognormal distribution fit parameters and goodness-of-fit test results applied to the thickness data used in estimating IGIP.

Basin	Distribution	Estimated parameters						Goodness-of-fit test			
		\hat{x}	Confidence interval		\hat{y}	Confidence interval		Null hypothesis	P	Statistical value	G.L
CAG-PUT	Extreme max	0.16	0.15	0.17	0.05	0.04	0.05	Was not rejected	M.B	116.28	0
CAT	Beta	3.94	2.04	7.59	49.93	24.98	99.78	Was not rejected	M.B	0.11	0
LLA	Extreme min	0.25	0.24	0.26	0.04	0.04	0.05	Was not rejected	0.19	6.11	4
VMM	Beta	12.60	9.91	16.03	50.62	37.75	67.87	Was not rejected	0.22	4.46	3
VSM	Lognormal	-1.87	-1.94	-1.81	0.22	0.18	0.28	Was not rejected	0.27	3.97	3
Remaining basins	Normal	0.16	0.15	0.17	0.06	0.05	0.07	Was not rejected	M.B.	48.21	0

Table 3-5. Goodness-of-fit test distributions, fit parameters and results applied to porosity data used in estimating OOIP. Estimated parameters \hat{x} and \hat{y} are extreme value distribution regarding location and scale, for the Beta distribution to parameters “a” and “b” and for normal distribution to the average and standard deviation, respectively.

Estimated parameters					Goodness-of-fit test				
\hat{x}	Confidence interval		\hat{y}	Confidence interval		Null hypothesis	P	Statistical value	G.L
2.64	1.69	4.09	15.50	9.02	26.66	Was not rejected	M.B	16.19	0

Table 3-6. Beta distribution fit parameters and goodness-of-fit test results applied to porosity data used in estimating IGIP.

Basin	Distribution	Estimated parameters						Goodness-of-fit test			
		\hat{x}	Confidence interval		\hat{y}	Confidence interval		Null hypothesis	P	Statistical value	G.L
CAG-PUT	Lognormal	-1.41	-1.47	-1.34	0.39	0.35	0.45	Was not rejected	M.B	24.57	0
CAT	Weibull	0.35	0.33	0.37	6.51	4.95	8.57	Was not rejected	M.B	0.05	0
LLA	Lognormal	-1.36	-1.48	-1.24	0.51	0.44	0.61	Was not rejected	0.36	3.21	3
VMM	Logistical	0.37	0.34	0.40	0.06	0.05	0.08	N/R	N/R	N/R	N/R
VSM	Beta	4.68	3.14	6.97	10.13	6.82	15.04	Was not rejected	0.35	3.30	3
Remaining basins	Uniform	0.05	N/A	N/A	0.95	N/A	N/A	N/R	N/R	N/R	N/R

Table 3-7. Goodness-of-fit test distributions, fit parameters and results applied to water saturation data used in estimating OOIP. Estimated parameters \hat{x} and \hat{y} logistical distribution regarding location and scale, and maximum and minimum for uniform distribution, respectively.

Estimated parameters					Goodness-of-fit test				
\hat{x}	Confidence interval		\hat{y}	Confidence interval		Null hypothesis	P	Statistical value	G.L
3.79	N/r	N/r	0.08	N/r	N/r	Was not rejected	0.02	12.46	0

Table 3-8. Gamma distribution fit parameters and goodness-of-fit test results applied to water saturation data used in estimating IGIP. Estimated parameters \hat{x} and \hat{y} are Gamma distribution regarding form and scale.

Basin	Distribution	Estimated parameters						Goodness-of-fit test			
		\hat{x}	Confidence interval		\hat{y}	Confidence interval		Null hypothesis	P	Statistical value	G.L
CAG-PUT	Lognormal	0.13	0.11	0.14	0.08	0.07	0.09	Was not rejected	M.B	11.01	0
CAT	Uniform	1	N/A	N/A	1.87	N/A	N/A	N/R	N/R	N/R	N/R
LLA	Lognormal	0.09	0.06	0.12	0.13	0.11	0.15	Was not rejected	M.B	24.81	0
VMM	Pareto	-1.37	N/R	N/R	2.06	N/R	N/R	Was not rejected	M.B	16.92	0
VSM	Lognormal	0.13	0.09	0.16	0.11	0.09	0.14	Was not rejected	M.B	12.55	1
Remaining basins	Uniform	1.06	N/A	N/A	1.51	N/A	N/A	N/R	N/R	N/R	N/R

Table 3-9. Goodness-of-fit test distributions, fit parameters and results applied to the oil volumetric factor data used in estimating OOIP. Estimated parameters \hat{x} and \hat{y} are form and scale parameters for Pareto distribution.

Estimated parameters					Goodness-of-fit test				
\hat{x}	Confidence interval		\hat{y}	Confidence interval		Null hypothesis	P	Statistical value	G.L
1.72	1.20	2.23	0.01	0.01	0.01	Was not rejected	M.B	0.84	0

Table 3-10. Pareto distribution fit parameters and goodness-of-fit test results applied to gas volumetric factor data used in estimating IGIP.

3.4.6 Gas oil ratio (GOR)

GOR data compiled from the five basins having information for estimate OOIP led to determining distribution functions. Table 2-11 gives the results for the best fits. Due to the GOR's high variability and, consequently, the pattern of deposits in Colombian basins, it has been assumed that such function represents probable performance in quasi-stationary flow conditions. Lacking more information regarding typical GOR history concerning each deposit and each basin, such supposition represents a hypothetical situation for approximating associated gas order of magnitude.

Basin	Distribution	Estimated parameters						Goodness-of-fit test			
		\hat{x}	Confidence interval		\hat{y}	Confidence interval		Null hypothesis	P	Statistical value	G.I.
CAG-PUT	Lognormal	4.39	3.41	5.38	2.27	1.76	3.21	Was not rejected	M.B	0.01	0
CAT	T. Student	1197	845.5	1394	533.4	397.2	811.7	Was not rejected	M.B	0.05	0
LLA	Lognormal	4.58	4.16	4.99	2.15	1.89	2.49	Was not rejected	M.B	0.57	0
VMM	Lognormal	5.14	4.81	5.47	1.68	1.48	1.95	Was not rejected	0.03	4.65	1
VSM	Lognormal	5.38	5.08	5.68	1.02	0.84	1.28	Was not rejected	0.08	3.05	1
Remaining basins	Gamma	0.40	0.40	0.50	1.34	1.08	1.65	Was not rejected	M.B	11.82	0

Table 3-11. Goodness-of-fit test distributions, fit parameters and results applied to GOR data used in estimating associated gas.

3.4.7 Recoverable resources

After calculating the different production areas in each basin and taking the distribution of variables contained in equations 1-1 and 1-2 into account, in situ resources for oil, associated gas and original gas were estimated; 500,000 iterations were made for original resources and another 500,000 for estimating associated gas. Tables 3-12 to 3-14 give the results obtained, already affected by aerial factors related to areas having high environmental sensitivity (hereinafter environmental factor, Table 2-1), giving 30% geological risk factor and 20% recovery factor. Figures 3-2 to 3-8 also give the results obtained.

Basin	P ₁₀	P ₅₀	P ₉₀
	(MMbbl)		
Total OFFSHORE	276,413	75,815	12,570
Los Cayos	43,050	11,774	1,950
Chocó offshore	12,589	3,453	575
Colombia	90,992	24,923	4,138
Guajira offshore	18,721	5,131	855
Deep Pacific	92,961	25,566	4,224
Sinú offshore	8,182	2,248	377
Tumaco offshore	9,918	2,720	451
Total ONSHORE	153,952	42,148	7,436
Amagá	804	233	75
Caguán - Putumayo	419	137	34
Catatumbo	213	59	17
Cauca-Patía	4,553	1,247	208
Cesar - Ranchería	4,137	1,135	189
Chocó	13,444	3,682	607
The Eastern Cordillera	22,653	6,221	1,030
The Guajira	4,777	1,307	218
The Eastern Llanos	3,250	892	148
Sinú - San Jacinto	13,469	3,697	614
Tumaco	4,486	1,651	611
Urabá	4,413	710	159
The Lower Magdalena Valley	13,177	3,609	602
The Middle Magdalena Valley	11,885	3,252	539
The Upper Magdalena Valley	999	274	45
Vaupés - Amazonas	51,273	14,042	2,340
TOTAL	430,365	117,963	20,006

Table 3-12. Estimated recoverable oil

Basin	P ₁₀	P ₅₀	P ₉₀
	(Tcf)		
Total OFFSHORE	83.111	6.076	0.166
Los Cayos	0.183	0.02	0.002
Chocó offshore	53.389	3.756	0.065
Colombia	1.604	0.305	0.061
Guajira offshore	2.156	0.15	0.002
Colombian Deep Pacific	0.302	0.059	0.012
Sinú offshore	5.136	0.365	0.000
Tumaco offshore	20.341	1.421	0.024
Total ONSHORE	177.813	12.415	0.242
Amagá	2.842	0.203	0.004
Choco	8.607	0.609	0.020
Caguán - Putumayo	0.570	0.041	0.002
Catatumbo	7.755	0.548	0.010
Cauca-Patía	58.586	4.107	0.071
Cesar -Ranchería	7.937	0.558	0.010
The Eastern Cordillera	35.281	2.477	0.043
The Guajira	15.408	1.076	0.018
The Eastern Llanos	7.105	0.491	0.008
Sinú - San Jacinto	11.287	0.79	0.014
Tumaco	3.130	0.219	0.004
Urabá	2.558	0.179	0.004
The Lower Magdalena Valley	6.658	0.467	0.008
The Middle Magdalena Valley	2.253	0.041	0.002
The Upper Magdalena Valley	7.531	0.528	0.008
Vaupés - Amazonas	0.305	0.081	0.016
TOTAL	260.924	18.5491	0.409

Table 3-13. Estimated associated gas.

Basin	P ₉₀	P ₅₀	P ₁₀
	(Tcf)		
Total OFFSHORE	122.64	14.56	1.77
Los Cayos	21.58	2.56	0.31
Chocó offshore	5.52	0.65	0.08
Colombia	38.31	4.55	0.55
Guajira offshore	7.82	0.94	0.11
Colombian Deep Pacific	39.12	4.64	0.57
Sinú offshore	5.3	0.63	0.08
Tumaco offshore	4.99	0.59	0.07
Total ONSHORE	111.54	13.21	1.58
Amagá	0.43	0.06	0.01
Caguán - Putumayo	15.25	1.81	0.22
Catatumbo	1.08	0.13	0.02
Cauca-Patía	1.91	0.23	0.03
Cesar-Ranchería	1.74	0.21	0.02
The Chocó	5.6	0.67	0.08
The Eastern Cordillera	9.6	1.14	0.14
The Guajira	2.03	0.24	0.02
The Eastern Llanos	33.05	3.9	0.47
Sinú - San Jacinto	4.2	0.49	0.06
Tumaco	3.45	0.41	0.04
Urabá	1.38	0.16	0.02
The Lower Magdalena Valley	5.66	0.67	0.08
The Middle Magdalena Valley	4.93	0.59	0.07
The Upper Magdalena Valley	2.96	0.35	0.04
Vaupés-Amazonas	18.27	2.15	0.26
TOTAL	234.18	27.77	3.35

Table 3-14. Estimated initial recoverable gas.

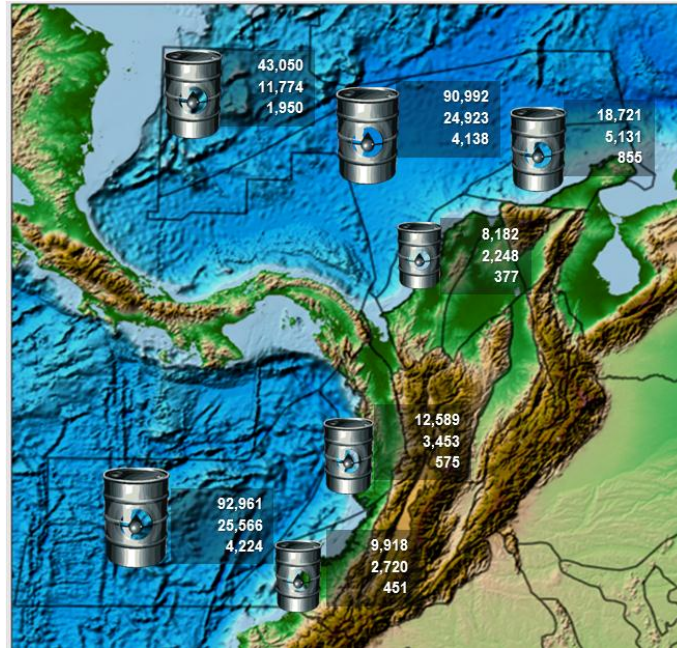


Figure 3-2. Recoverable oil (MMbbl) per basin (offshore).



Figure 3-3. Recoverable oil (MMbbl) per basin (onshore).



Figure 3-4. Associated gas (Tcf) per basin (offshore).



Figure 3-5. Associated gas (Tcf) per basin (onshore).

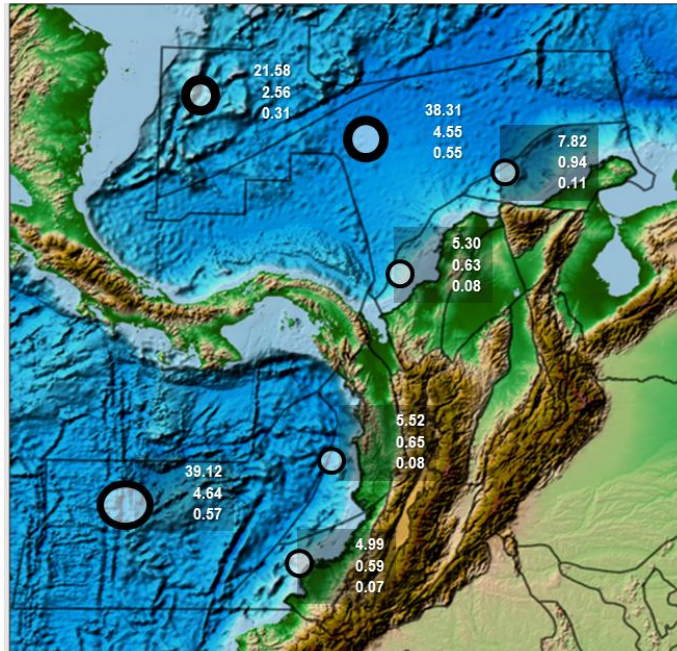


Figure 3-6. Original gas (Tcf) per basin (offshore).



Figure 3-7. Original gas (Tcf) per basin (onshore).

Evaluating total Yet-to-Find hydrocarbon volume in Colombia

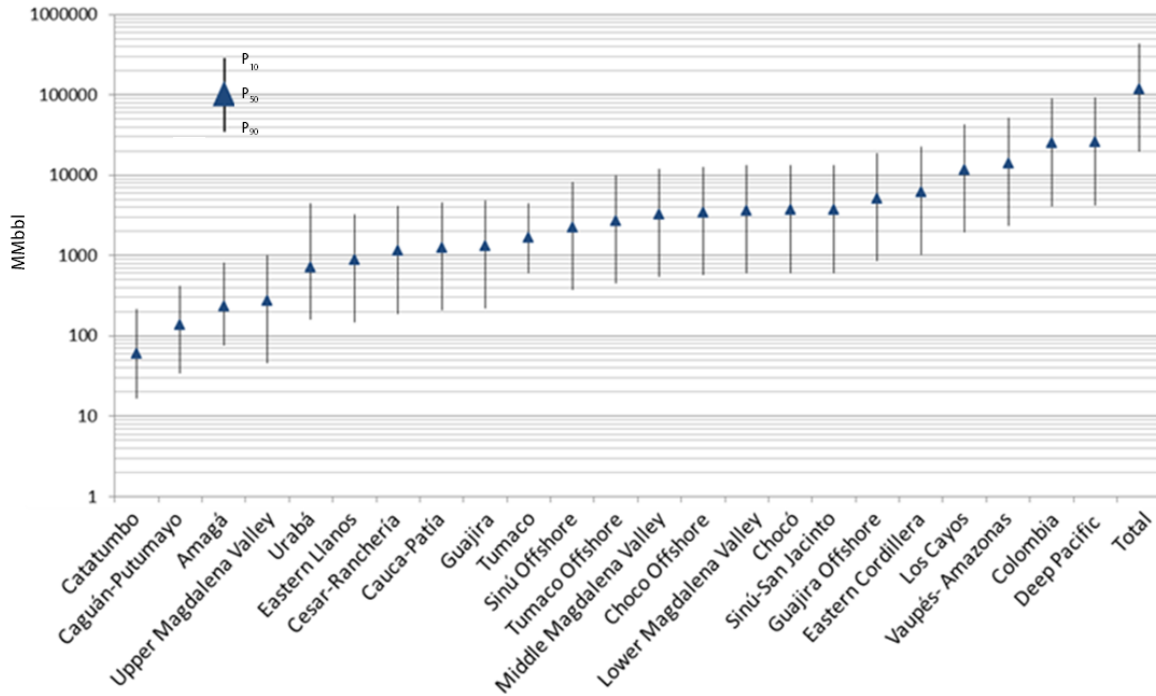


Figure 3-8. Recoverable crude per basin.

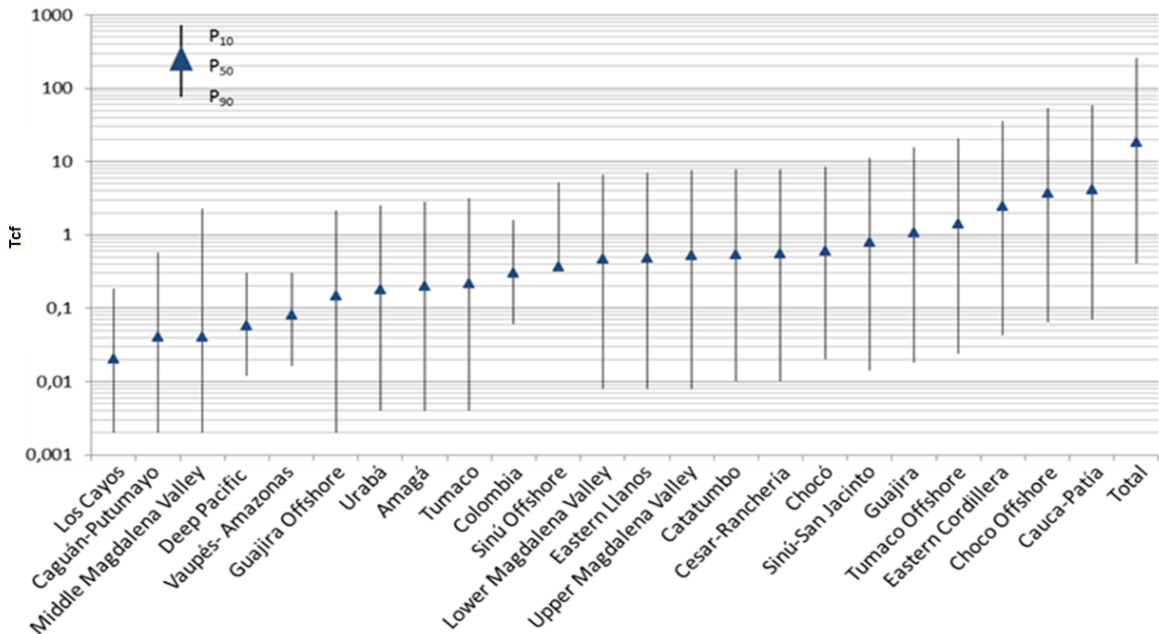


Figure 3-9. Associated gas per basin.

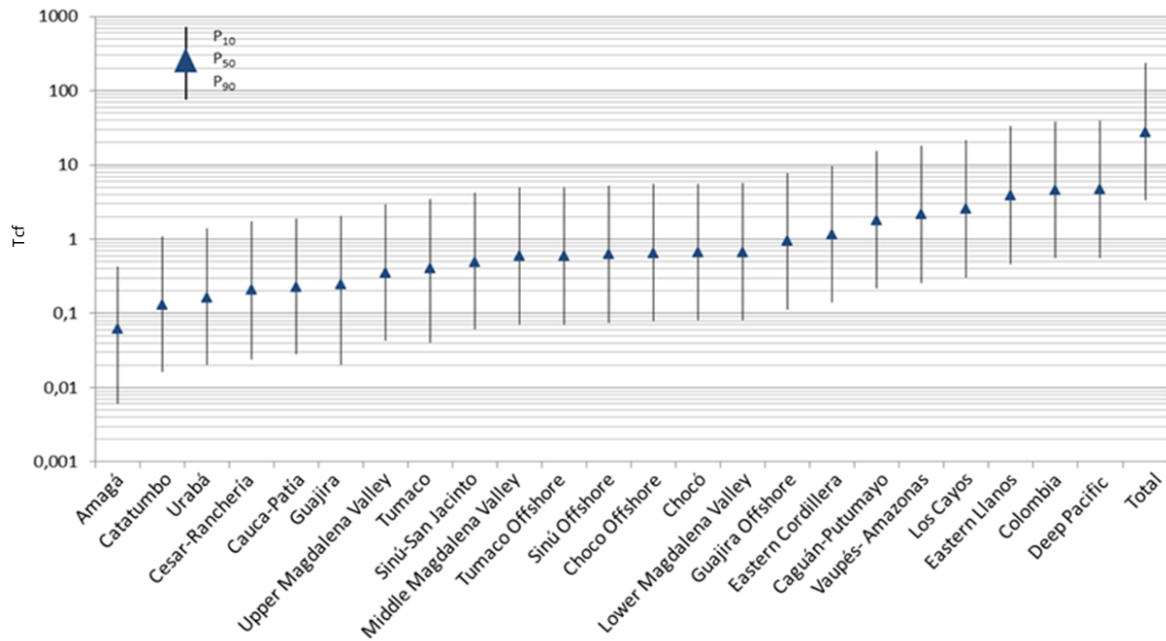


Figure 3-10. Initial recoverable gas per basin.

3.4.8 Sensitivity analysis

Table 3-15 gives sensitivity, averaged per basin for OOIP and IGIP, visualising each variables' contribution to uncertainty (i.e. thickness, porosity, water saturation and volumetric factor) in estimating the different basins' resources.

Basin	Thickness	Porosity	Sw	Bo
	Sensitivity (%)			
Amagá	92.4	5.2	1.8	0.6
Caguán - Putumayo	95.1	2.9	1.5	0.6
Catatumbo	73.3	22.9	0.7	3.2
Cauca-Patía	95.3	2.7	2.0	0.1
Los Cayos	94.0	4.1	1.8	0.2
Cesar-Ranchería	92.8	4.2	2.2	0.7
Chocó	95.1	1.7	2.7	0.5
Chocó offshore	94.4	3.8	1.2	0.5
Colombia	92.3	3.1	4.0	0.7
The Eastern Cordillera	92.7	4.3	2.0	1.0
Guajira	91.4	6.4	2.0	0.2
Guajira offshore	93.0	4.0	2.8	0.1
The Eastern Llanos	94.1	3.3	2.3	0.4
Colombian Deep Pacific	91.3	5.5	1.9	1.3
Sinú - San Jacinto	90.5	4.6	3.3	1.6
Sinú offshore	88.9	6.2	4.4	0.5
Tumaco	92.9	4.1	1.6	1.4
Tumaco offshore	93.4	3.3	2.8	0.5
Urabá	94.6	3.0	1.4	1.0
The Lower Magdalena Valley	95.1	3.5	1.2	0.1
The Middle Magdalena Valley	93.2	0.8	4.6	1.5
The Upper Magdalena Valley	90.2	5.3	3.7	0.9
Vaupés - Amazonas	93.6	4.7	1.5	0.3
Average	92.2	4.8	2.3	0.8

Table 3-15. Sensitivity of the variables involved in calculating in situ resources

Revising the values for the variables regarding each basin led to determining that the overall pattern was similar; Figure 2-9 gives such pattern.

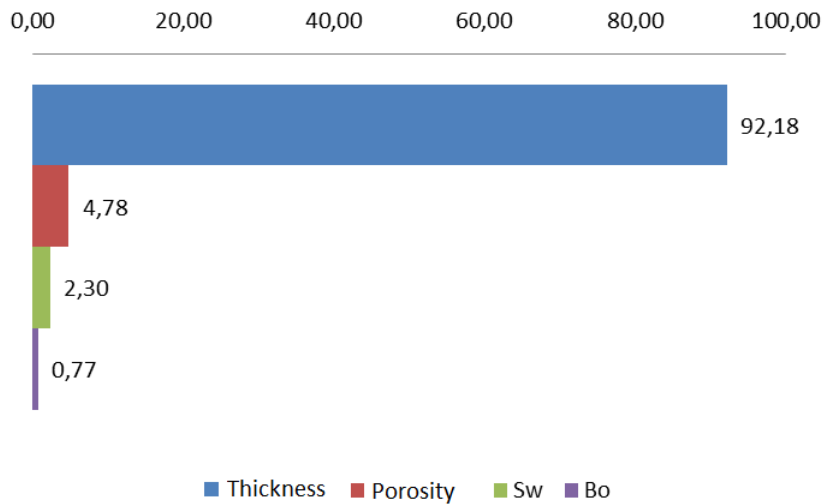


Figure 3-11. General sensitivity analysis.

3.5 Conclusions

- Estimates for recoverable oil varied from P10 to P90, ranging from 430,361.28 to 20,000.45 MMbbl;
- The range of P10 to P90 for associated gas was 260.924 to 0.410 Tcf;
- Estimating initial recoverable gas for percentiles P10 and P90 was 234.15 and 3.36 Tcf, respectively.
- Sensitivity analysis determined that thickness had the greatest influence on the calculations; and
- In a more conservative scenario, the percentage of a basin's area which could produce an expected 1MMbbl for each 8 Ha would be 3.44%. This would modify estimated recoverable resources, calculated for an expected 1MMbbl/Ha having 6.97%, reducing such figure by half.

3.6 Bibliography

Dean, L. (2007). Reservoir engineering for geologists. Part 3 – Volumetric Estimation. 11,. Reservoir Issue, 11, 20 - 23.

Vargas, C. A. (2009). Nuevos aportes a la estimacion del potencial de hidrocarburos en Colombia. Revista de la Academia Colombiana de Ciencias, XXXIII (126).

3.7 Appendices

Digital files in the ANH'S Document Center:

- ✓ "Areas y Produccion de Aceite.xlsx"
- ✓ "Recursos in situ.xlsx"

4 YET-TO-FIND RESOURCES

4.1 General comments

The present section evaluates yet-to-find (YTF) hydrocarbons for Colombian basins currently having sufficient data regarding reserves per field.

The fractal model was used for determining YTF resources from data regarding reserves at a determined date, thereby leading to projecting YTF hydrocarbons in actual technological conditions and prevailing political and social-environmental restrictions.

4.1.1 Fractal method

The fractal method assumes that oil field reserves have an idealised distribution which can be described by means of a parabolic or lineal function in log-log representation. As in other areas of the natural sciences, such function is determined by analysing tendency, incorporating field size and range, seeking to group fields having greater than a determined size (MMbbl). The function having the best fit with the data regarding field size and reserves suggests the total YTF subsoil resources in actual technological conditions, taking political and socio-environmental restrictions into account. Yet-to-find hydrocarbons can thus be estimated once the distribution of the reserves has been ascertained; this corresponds to the rest of the total of reserves discovered to date from the estimate of total subsoil resources defined by the best fit function.

4.2 Data and hypotheses

4.2.1 Data

Information from four basins having the minimum production and reserve data required by the method was used for the fractal approach: i.e. the Eastern Llanos, Caguán - Putumayo, the Middle Magdalena Valley and the Upper Magdalena Valley. Other basins having more limited data were incorporated for making an overall estimate for Colombia.

The information compiled from ANH reserves and resources' reports containing data regarding accumulated production and proven reserves per field, as well as the number of fields per basin having been studied provided the data for writing this chapter (such data can be found on the electronic spread-sheets referred to in the appendixes).

4.2.2 Hypothesis

Yet-to-find resources for the five basins considered in Colombia were estimated in line with the following hypothesis:

4.2.2.1 Hypothesis

A basin's reserves have a fractal distribution which may fit a parabolic or lineal function. This allows using the fractal method for determining YTF resources in a particular basin from the difference between the curve of the observed data and its theoretical fit (linear or parabolic), assuming similar

exploration and production technology conditions and political and socio-environmental restrictions (Figure 4-1).

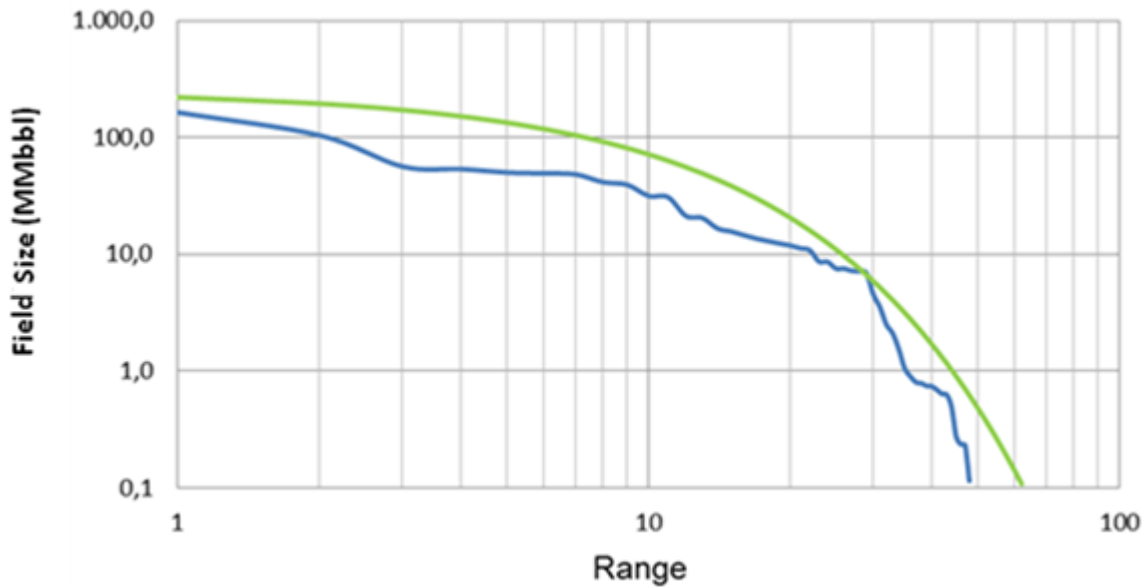


Figure 4-1. Fractal regression for a basin's YTF resources. The blue line gives the distribution, at any given moment, for fields having con a determined amount of reserves and accumulated production. The difference between the theoretical (green) and the observed curve gives the resources in actual technological conditions, regarding political and socio-environmental restrictions.

4.3 Methodology

The following steps were followed in determining yet-to-find hydrocarbon using the fractal method:

- The figures for reserves were organised by ranges. The range assigned corresponded to the number of fields having production and reserves greater than or equal to a particular figure of interest. The example shown in Figure 3-2 has only one field having production and reserves of around 750 MMbbl, ten fields having production and reserves greater than 50 MMbbl and 20 fields having production and reserves greater than or equal to 135,000 bbl;
- A log-log graph was drawn presenting the range or number of fields on the abscissa, and the size of the field on the ordinate (accumulated production and reserves) in millions of barrels for the field present in the area of interest or basin; and
- The function best fitting the observed data was identified. The blue curve in the examples shown in Figure 4-2 gives the distribution of known reserves for the area of interest, and the line of fit (green) records total extractible resource in the basin in technological conditions and political and socio-environmental restrictions similar to current ones.

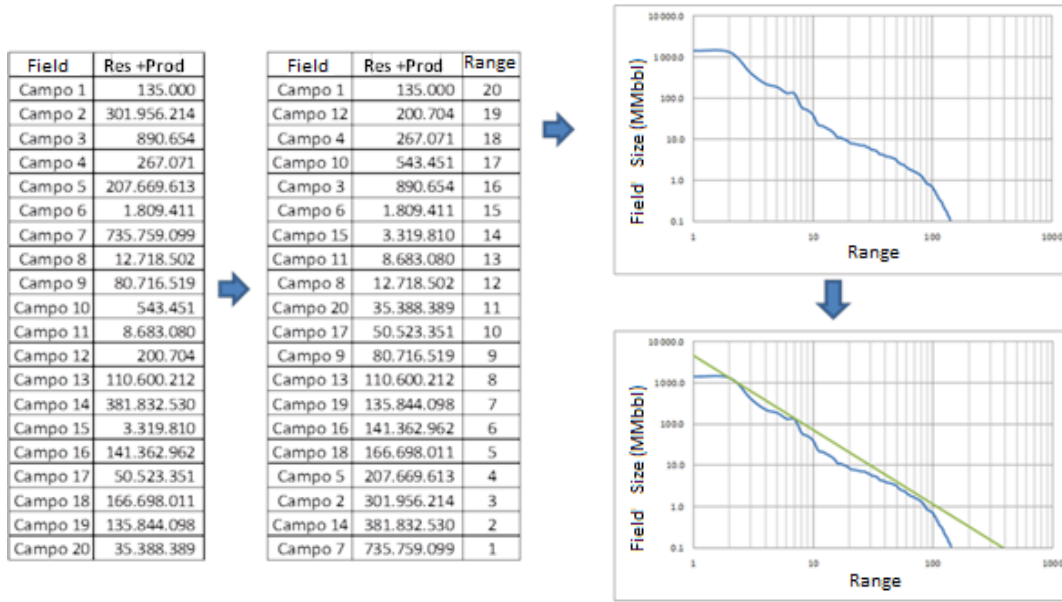


Figure 4-2. Estimating yet-to-find hydrocarbon by fractal approach.

4.4 Results

4.4.1 The Eastern Llanos

Figure 4-3 gives the fractal distribution and best fit for fields in the Eastern Llanos basin. Table 3-1 reports the values extracted from this graph.

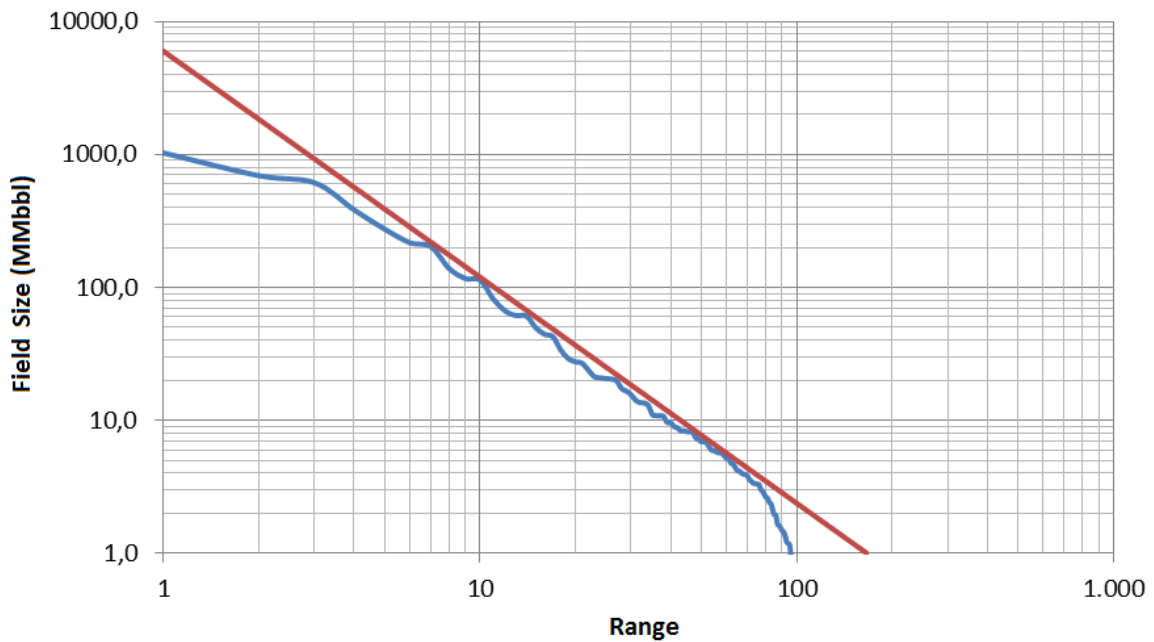


Figure 4-3. Fractal analysis of the Eastern Llanos basin. The blue line gives the fields' current distribution and the red line gives such distribution's estimated future.

A yet-to-find volume of around 7,221 MMbbl was determined for the Eastern Llanos basin in current exploration and production conditions (Table 4-1). Figure 4-3 suggests that the basin could accommodate several giant fields and a significant number of fields having a size less than 5 MMbbl.

Size (MMbbl)	Possible fields	Yet-to-find volume (MMbbl)
size ≥ 1,000	4	4,969.6
500 ≤ size < 1,000	2	1,465.1
200 ≤ size < 500	1	382.2
50 ≤ size < 200	1	130.5
20 ≤ size < 50	2	91.8
10 ≤ size < 20	2	31.3
5 ≤ size < 10	3	21.1
size < 5		129.5
Total		7,221.2

Table 4-1. Distribution per size (yet-to-find resources) in the Eastern Llanos basin

It should be pointed out that the values obtained could be interpreted in line with a supposition of new findings, or re-gauging actual fields resources.

4.4.2 Caguán-Putumayo

Figure 4-4 shows the fractal analysis for the Caguán - Putumayo basin; Table 4-2 gives the values so obtained.

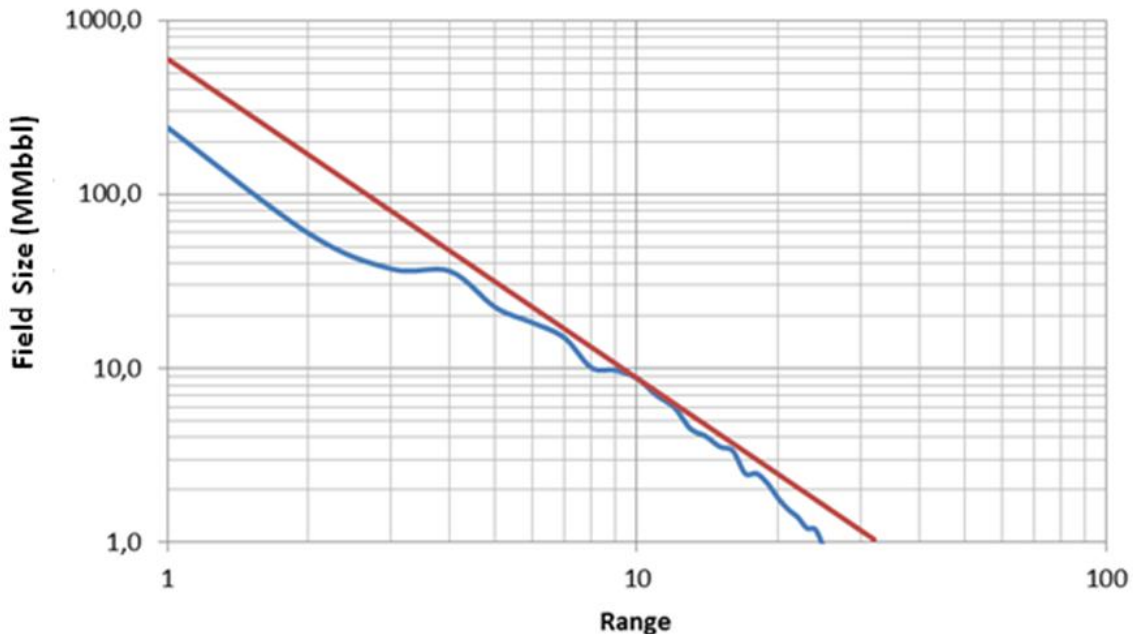


Figure 4-4. Fractal analysis for the Caguán - Putumayo basin. The blue line represents the data observed regarding accumulated production and reserves for each field and the red line represents fractal tendency from the observations.

A total of 557 MMbbl yet-to-find was determined (Table 4-2) in actual conditions for the Caguán - Putumayo basin. According to Figure 4-4, the basin could house at least two new fields having more than 50 MMbbl.

Size (MMbbl)	Possible fields	Yet-to-find volume (MMbbl)
200 ≤ size < 500	1	358.5
50 ≤ size < 200	1	108.9
20 ≤ size < 50	2	62.8
5 ≤ size < 20	2	10.7
size < 5		16.1
Total		557.0

Table 4-2. Distribution per size (yet-to-find resources) in the Caguán - Putumayo basin.

4.4.3 The Middle Magdalena Valley

Figure 3-5 and Table 3-3 give the results obtained for this basin.

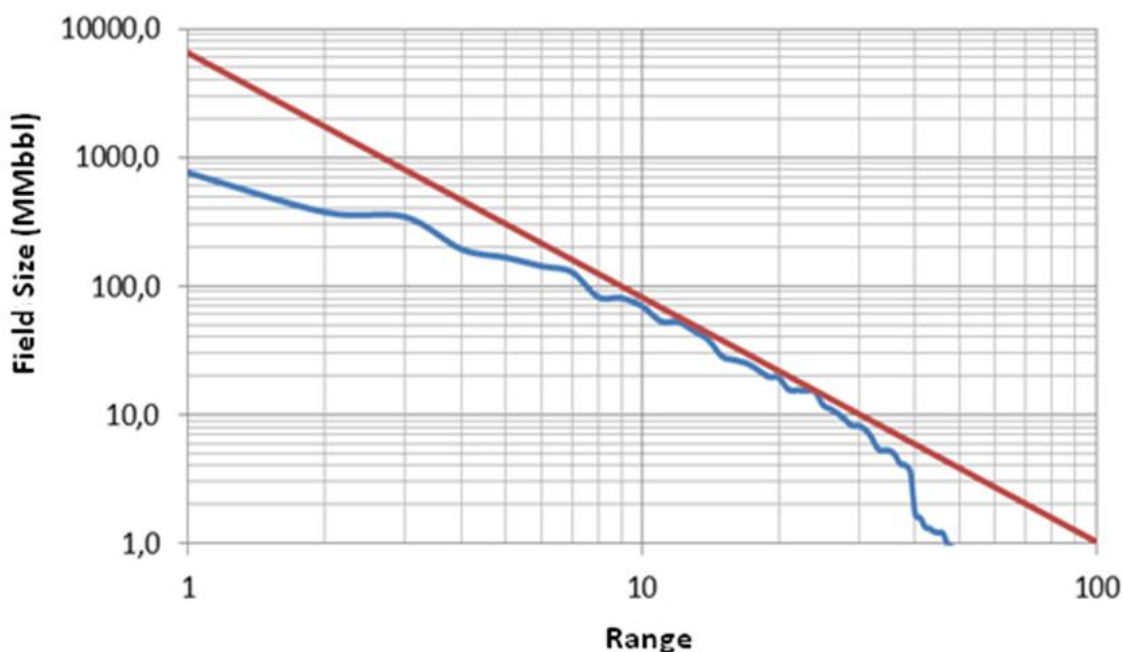


Figure 4-5. Fractal analysis for the Middle Magdalena Valley basin.

It was expected that around 8,325 MMbbl could be found for the Middle Magdalena Valley basin (Table 4-3). According to Figure 3-5, the basin could contain at least eight fields greater than 500 MMbbl.

Size (MMbbl)	Possible fields	Yet-to-find volume (MMbbl)
500 ≤ size < 1000	8	5,739.5
200 ≤ size < 500	5	1,825.8
100 ≤ size < 200	3	516.6
50 ≤ size < 100	1	93.4
20 ≤ size < 50	1	35.3
10 ≤ size < 20	2	22.4
5 ≤ size < 10	2	19.0
size < 5		73.1
Total		8,325.1

Table 4-3. Distribution per size (yet-to-find resources) in the Middle Magdalena Valley basin.

4.4.4 The Upper Magdalena Valley

Figure 4-6 gives the distribution for the fields in this basin. Table 4-4 lists the data extracted from the graph in question.

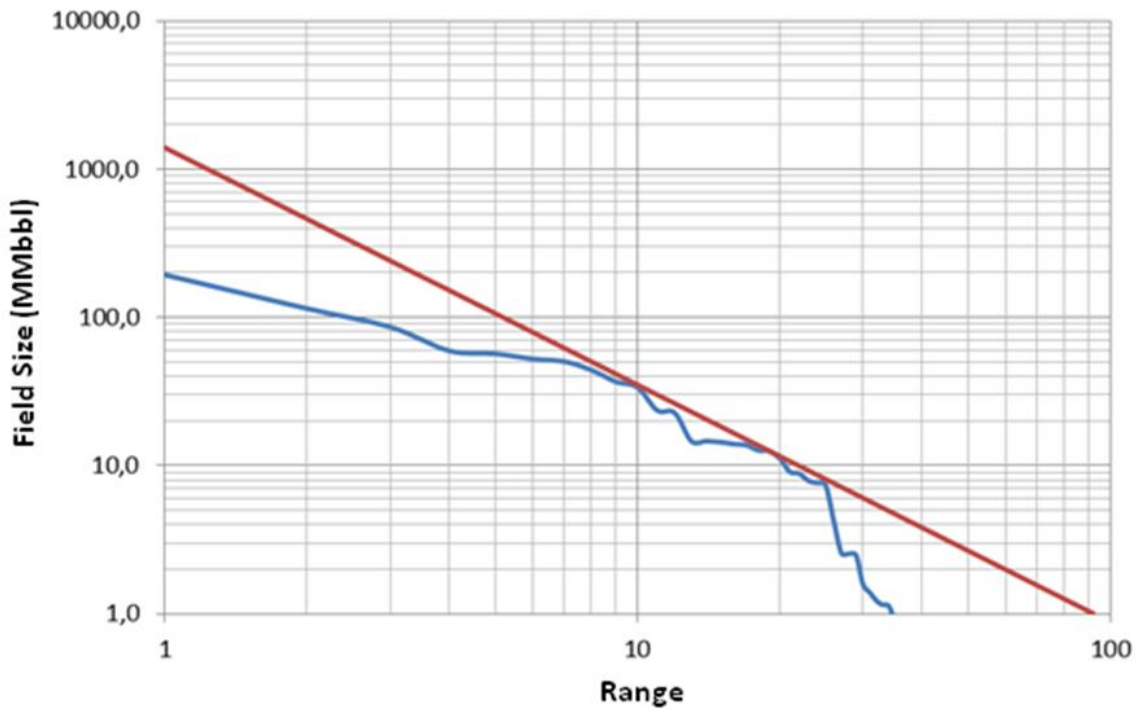


Figure 4-6. Fractal analysis for the Upper Magdalena Valley basin.

It was estimated that there could be 2,099 MMbbl in resources to be incorporated for the Upper Magdalena Valley basin. According to the distribution found, it could be expected to find at least 16 new fields having sizes greater than 100 MMbbl (Figure 4-6).

Size (MMbbl)	Possible fields	Yet-to-find volume (MMbbl)
100 ≤ size < 200	15	1,552.9
50 ≤ size < 100	4	336.4
20 ≤ size < 50	1	22.3
10 ≤ size < 20	2	23.5
5 ≤ size < 10	1	5.8
size < 5		158.5
	Total	2,099.4

Table 4-4. Distribution per size (yet-to-find resources) in the Upper Magdalena Valley basin.

Table 4-5 gives a summary containing information about accumulated reserves and production on 31st December 2010, compiled from data provided by ANH for the four basins considered, as well as fractal estimates made.

Basin	Accumulated production	Reserves	YTF	Reserves + YTF
	(MMbbl)			
The Eastern Llanos	3,039	1,828	7,221	9,049
Caguán - Putumayo	342	162	557	719
Middle Magdalena Valley	1,950	915	8,325	9,240
Upper Magdalena Valley	688	258	2,099	2,358
Catatumbo	3,130	4,326	7,221	14,677

Table 4-5. Summary of fractal analysis and information regarding reserves per basin.

4.4.5 Total YFT crude resources in Colombia

The information available for the four previously-mentioned basins and additional data led to estimating yet-to-find hydrocarbon for Colombia (Lower Magdalena Valley, The Eastern Cordillera and Catatumbo); 262 fields from seven basins mentioned throughout this chapter were used. Figure 4-7 and Table 4-6 gives the results obtained for the three scenarios (high, medium and low).

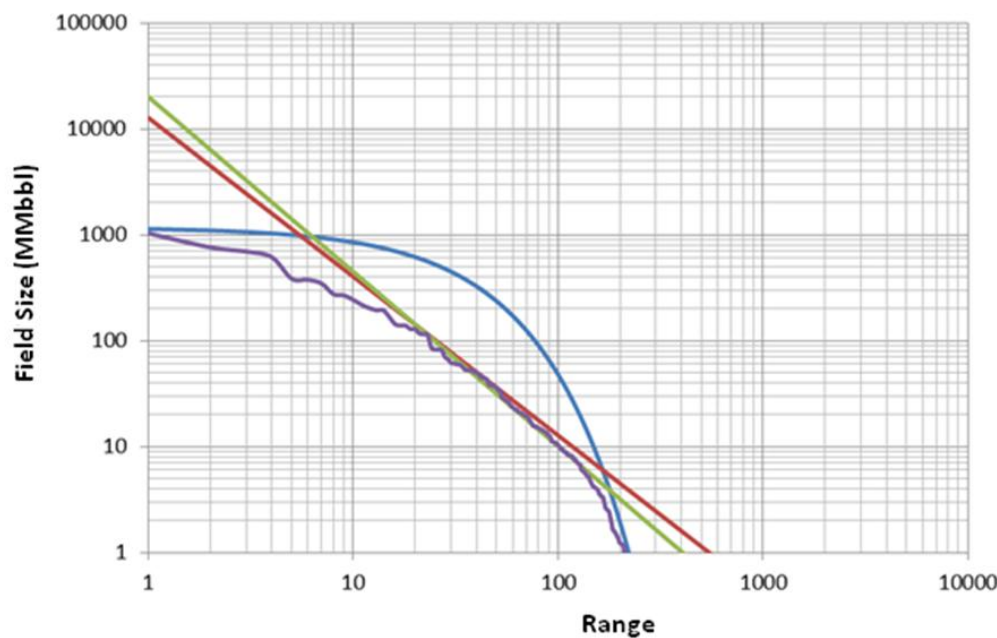


Figure 4-7. Fractal analysis for crude in Colombia. The low scenario is shown by the red line, the middle scenario by the green line and the high scenario by the blue line.

Scenario	YTF volume (MMbbl)
Low	22,797.6
Medium	26,072.4
High	33,145.9

Table 4-6. Scenarios for YTF crude resources in Colombia.

4.4.6 Total YTF gas resources in Colombia

The data regarding reserves in 48 fields from seven sedimentary basins in Colombia (Catatumbo, the Lower Magdalena Valley, the Middle Magdalena Valley, the Upper Magdalena Valley, the Eastern Cordillera, the Eastern Llanos and Guajira offshore) led to estimating yet-to-find gas. Figure 4-8 and Table 4-7 show the results of these estimations, presented in three possible scenarios (high, medium and low).

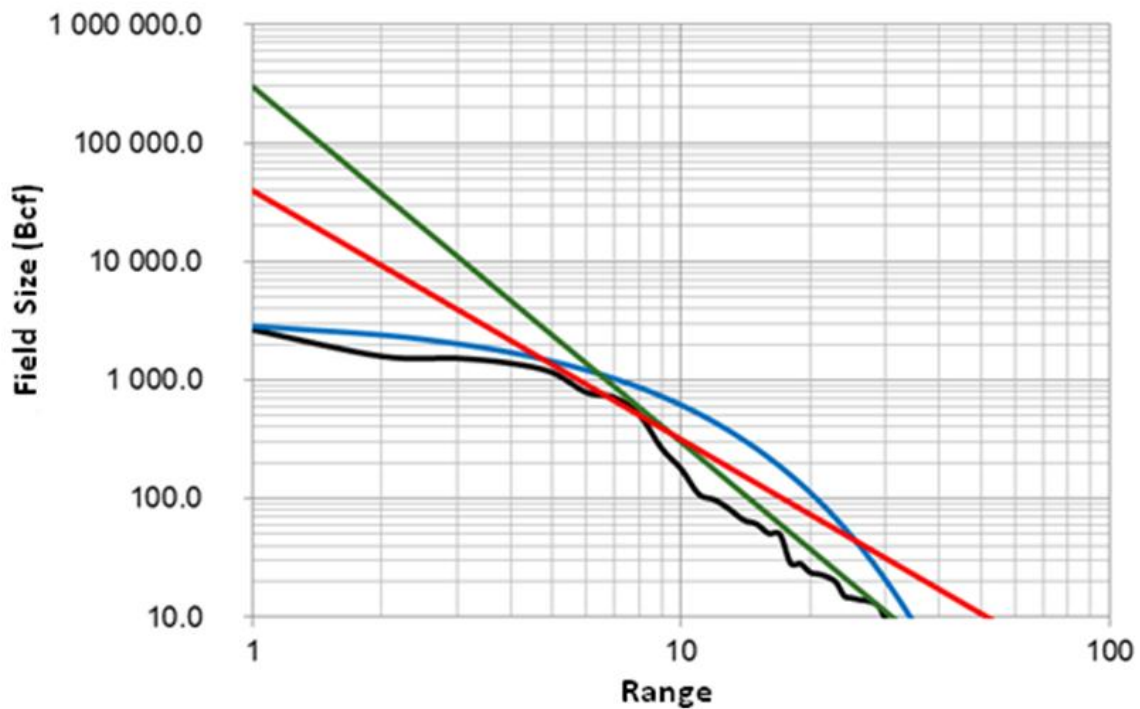


Figure 4-8. Fractal analysis for gas in Colombia.

Scenario	YTF volume (Bcf)
Low	6,615.1
Medium	49,917.9
High	348,984.6

Tabla 4-7. YTF resource scenarios for gas in Colombia.

Table 4-8 gives a summary of the fractal analysis for total crude and gas in Colombia and information regarding reserves on 31st December 2010.

Basin	Reserves	YTF	Reserves + YTF
Crude (MMbbl)	3,272	22,798	26,069
Gas (Tcf)	7.06	6.62	13.68

Table 4-8. Summary of fractal analysis and information regarding reserves for Colombia.

4.5 Conclusions

- The fractal methodology led to yet-to-find hydrocarbon resources being determined for four sedimentary basins in Colombia where minimum required information was available: the Eastern Llanos, Caguán in Putumayo, the Middle Magdalena Valley and the Upper Magdalena Valley;
- 7,221 MMbbl yet-to-find resources were estimated for the Eastern Llanos basin, 8,325 MMbbl for the Middle Magdalena Valley, 2,099 MMbbl for The Upper Magdalena Valley and 557 MMbbl for Caguán in Putumayo; and
- Likewise, and from known data for all of Colombia, yet-to-find crude and gas resources in the order of 22,798 MMbbl and 6.62 Tcf were estimated respectively.

4.6 Bibliography

Ahlbrandt, T. S. (2005). Comparison of methods used to estimate conventional undiscovered petroleum resources: world examples. *Natural Resources Research*, 14(3), 187-210.

Laherrere, J. (2000). Distribution of field sizes in a petroleum system: parabolic fractal, lognormal or stretched exponential: *Marine and Petroleum Geology*, 7(4), 539 -546.

4.7 Appendices

Digital file in the ANH'S Document Center:

- ✓ "YTF_Fractal.xlsx"

5 METHANE GAS HYDRATES

5.1 General comments

Gas hydrates are crystalline solids consisting of a molecule of gas surrounded by water molecules; these are formed in conditions involving high pressure and low temperatures. Gas hydrates usually occur in sediments' porous spaces and can form cement, nodules, veins or layers (Popescu et al., 2006). Gas hydrates may contain different types of gases within their structures (carbon dioxide, nitrogen and hydrogen sulphate), but most natural gas hydrates mainly consist of methane (Kvenvolden, 1995).

Gas hydrates can form and remain stable in favourable pressure and temperature conditions and when free methane and water are available (Sloan, 1990).

5.1.1 Origin and formation

Hydrate formation needs an anoxic environment which is saturated by methane gas and water molecules so that gas hydrates may begin to form spontaneously in conventional deposit pore spaces and fractures, in temperature and pressure conditions leading to these two phases' stable integration.

Such conditions are usually present in continental shelf sediments along ocean margins or in high latitudes (Kvenvolden, 1988). Biogenic gas, formed during the early diagenesis of organic matter, or thermogenic gas associated with migration from deeper accumulations, is forced to become solubilised in the water present (Sloan & Carolyn, 1998). Pressure increases if the deposition of sediments and organic matter continues, and the potential area for hydrate accumulation could achieve suitable depth and thickness as the methane generation and dissolution cycle progresses.

The change of the liquid phase composed of water and gas to solid hydrate only occurs at low temperatures and/or high pressure in an area called the methane hydrate stability area (Figure 5-1). The thickness of this area will thus depend on the geothermal gradient and the water column and rock covering it (Kvenvolden, 1988). Other parameters controlling the stability area are seabed temperature, gas composition, salinity and the local geology.

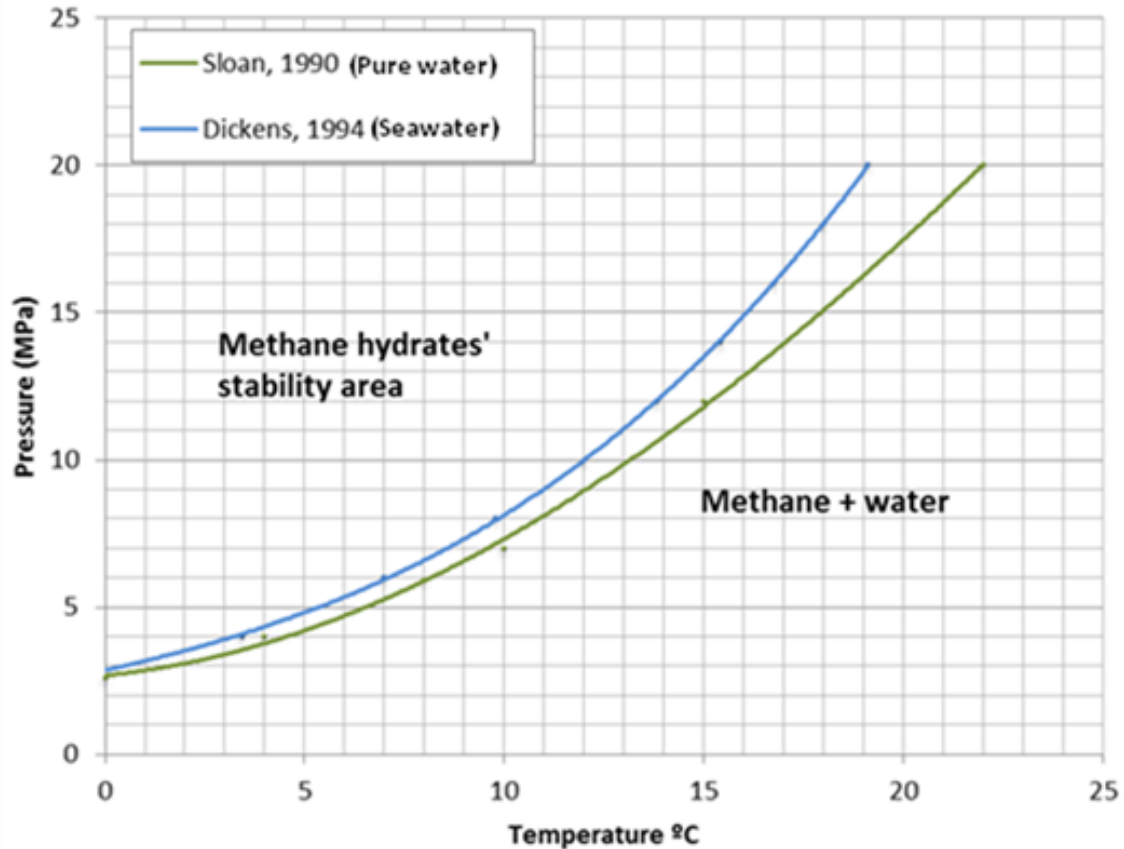


Figure 5-1. Pressure and temperature stability curves for the base of the gas hydrates area. Both curves are just for methane gas in the hydrate.

5.1.2 Bottom simulating reflector (BSR)

The first indicator regarding the presence of hydrates in marine sediments is the bottom simulating reflector (BSR) observed in seismic reflection sections. This reflector marks the base of the hydrate stability area below the seafloor.

The BSR results from the contrast in negative impedance between sediments containing hydrates and lower hydrate-free sediments; this reflector marks the base of the stability area below the seafloor.

The BSR lies approximately parallel to the seafloor and can be easily seen in slope areas (gradient) by cutting the stratigraphic reflectors; it usually has reverse polarity to that of the seafloor reflector (Figure 5-2); however, if this lies parallel to the strata then it can be difficult to identify. Some authors have stated that gas hydrates can be present even when the BSR has not been identified in seismic reflection (Yuan et al., 1998).

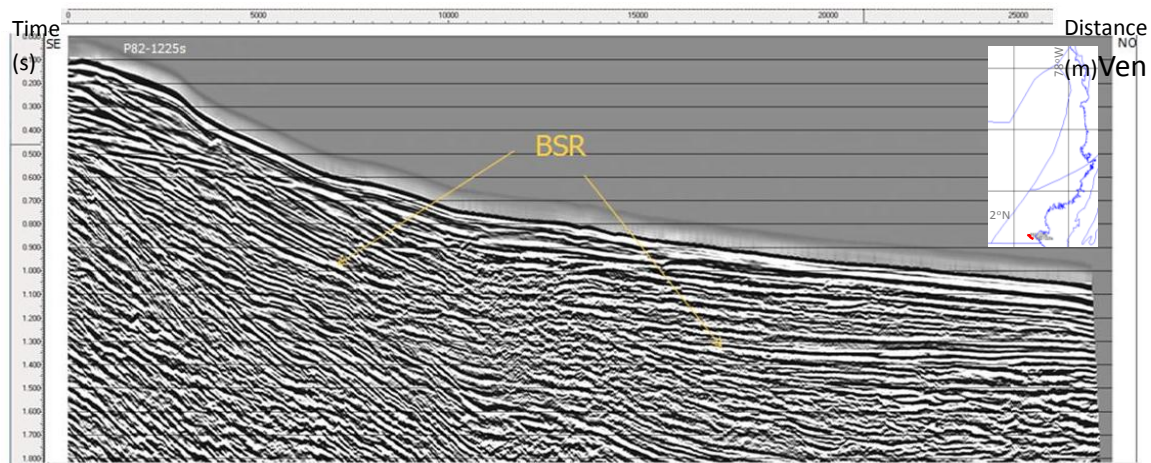


Figure 5-2. BSR characteristics identified in a seismic section to the south of the Colombian Pacific. The red mark on the map in the upper right-hand corner indicates the location of this line. The BSR, suggested by the orange arrows, shows strong amplitude, inverse to that of the seafloor reflector. It can also be seen how this crosses the upper and lower stratigraphic reflectors.

BSR characteristics leads to obtaining a map of hydrates' regional distribution; analysing the BSR and the speed of structures provides semi-quantitative information about the amount of hydrates and their distribution, as well as the amount of free gas under the hydrate stability area (Yuan et al., 1998).

5.1.3 Gas hydrate distribution around the world

The presence of gas hydrates has been inferred in 50 areas around the world (Figure 5-3). However, only a limited number of gas hydrate accumulations have been examined in detail; 5 gas hydrate accumulations have been very well studied. Such accumulations are found in marine and permafrost areas, as follows: the Blake Ridge along the south-eastern continental margin of the USA, the Cascadian bioregion along the continental margin of the Pacific coast of Canada, on the eastern coast of Japan, Nankai, northern Alaska and in the Mackenzie River delta in northern Canada (Collet, 2002).



Figure 5-3. Location of inferred and known gas hydrate areas around the world. The red circles show continental margins and continental areas are shown in greens, modified from Collet (2002).

Worldwide estimations of the amount of methane in hydrate deposits vary from 14 to 34,000 trillion m³ in permafrost areas and from 3,100 to 7,600,000 trillion m³ in oceanic sediments (Table 5-1) It can be observed that the estimated amount is much greater than the reserves of remaining natural gas which were estimated at 187.1 trillion m³ for 2010 by BP (BP Global, 2011).

Amount of gas	Reference
Gas contained in gas hydrates in terrestrial areas	
1.4x10 ¹³	Meyer (1981)
3.1x10 ¹³	Mclver (1981)
5.7x10 ¹³	Trofimuck <i>et al.</i> , (1977)
7.4x10 ¹³	MacDonald (1900)
3.4x10 ¹⁶	Dobrynin <i>et al.</i> , (1981)
Gas contained in gas hydrates in oceans	
3.1x10 ¹⁵	Meyer (1981)
5-25 x 10 ¹⁵	Trofimuck <i>et al.</i> , (1977)
2x10 ¹⁶	Kvenvolden (1988)
2.1x10 ¹⁶	MacDonald (1900)
4x10 ¹⁶	Kvenvolden & Claypool (1988)
7.6x10 ¹⁸	Dobrynin <i>et al.</i> , (1981)

Table 5-1. Worldwide estimates of gas in hydrates. All values shown in m³, modified from Collet (2002).

5.2 Data and hypotheses

5.2.1 International data

Several databases worldwide which compile information about the distribution of gas hydrates' saturation and volumetric yield were reviewed for estimating gas in hydrates resources. The data reported by Collett (1995) for estimating USA resources, specifically in the Gulf of México area, was used for making a genetic and environmental analogy.

5.2.2 National data

Seismic data and information about wells along Colombian continental margins was compiled from ANH's oil database; it revealed 807 seismic lines (around 39,000 km) and 24 wells with their corresponding registries (Figure 5-4).

A search was also made for seismic information about the Caribbean and Colombian Pacific coast corresponding to international scientific cruises and projects being carried out in this area. Fifty-five seismic lines (about 3,000 km) were incorporated into the study (Figure 5-4); such lines refer to data from the University of Texas Institute for Geophysics' projects DSDP93GC, IG2408, IG2401 and IG2901 and data from the British Oceanographic Data Centre's Charles Darwin project CD40 (1989).

All the information so compiled was integrated into a digital project run in Kingdom Suite, (GasHydrates.tks), forming an integral part of this study. The aforementioned seismic project includes BSR maps, the upper limit for the hydrate area, the seafloor, the speed used for converting horizons to depths and the polygons of the areas where BSR presence was interpreted.

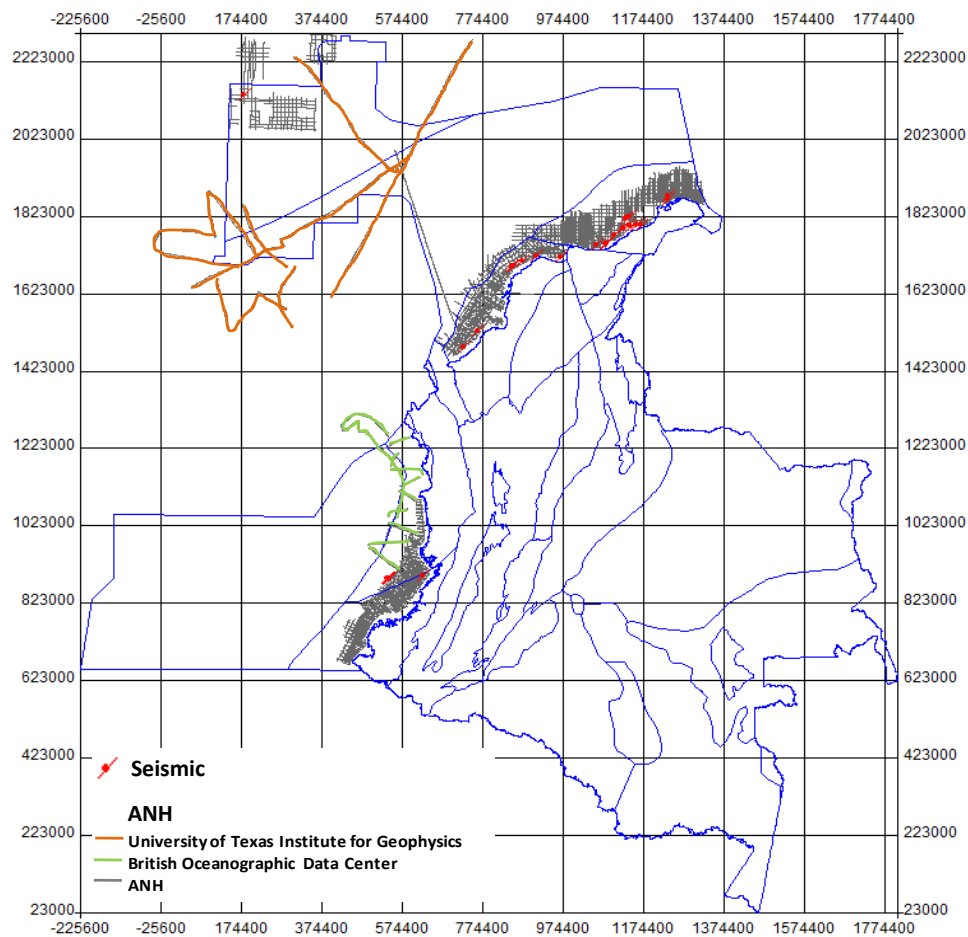


Figure 5-4. Seismic lines and wells used for estimating gas hydrates' potential

5.2.3 Hypotheses

Gas hydrates resources in Colombian marine basins have been evaluated in line with the following hypotheses:

5.2.3.1 Hypothesis 1

Areas containing gas hydrates are restricted to areas where bottom simulating reflector (BSR) can be interpreted;

5.2.3.2 Hypothesis 2

The thickness of the gas hydrate area can be obtained with a BSR-generated isopach map base of the hydrate stability area and an estimated limit for estimated seafloor pressure and temperature conditions guaranteeing molecule stability; and

5.2.3.3 Hypothesis 3

The distribution of gas hydrate saturation values and their volumetric yield can be taken from analogous gas hydrate areas.

5.3 Methodology

The following equation was used for estimating the volume of gas which could be contained in gas hydrate accumulations in Colombian marine basins:

$$HG = 0.035 * A * h * \varphi * s_{hg} * G_{hg} \quad (5-1)$$

HG : gas volume (Tcf)

A : area of gas hydrate occurrence (km²)

h : deposit thickness (m)

φ : deposit porosity (v/v)

s_{hg} : degree of gas hydrate saturation (v/v)

G_{hg} : volumetric yield of gas in hydrates (v/v)

The following activities were carried out in each marine basin for this estimate:

- Seismic and well information was loaded into a Kingdom Suite project; The coordinates for seismic lines were estimated from files regarding navigation and scientific cruise reports for loading the seismic lines obtained from the Charles Darwin project CD40 (1989);
- The BSR and seafloor were interpreted;

- Polygons were drawn for the areas where the BSR was interpreted;
- Conversion to depth was done and maps of the surface were interpreted. The speeds used for converting to depth were:
 - ✓ A constant 1,500 m/s speed was used in all areas for converting seafloor to depth;
 - ✓ Time-depth curves regarding available wells were used for the Colombian Caribbean for obtaining a map of BSR speed;
 - ✓ Regarding the Colombian Pacific coast, the speed functions obtained from the work of Minshull et al., (1994) were used as well as a well located in the area for obtaining a map of BSR speed. Such procedure was chosen due to the scarce information regarding wells in this area (Figure 5-5).

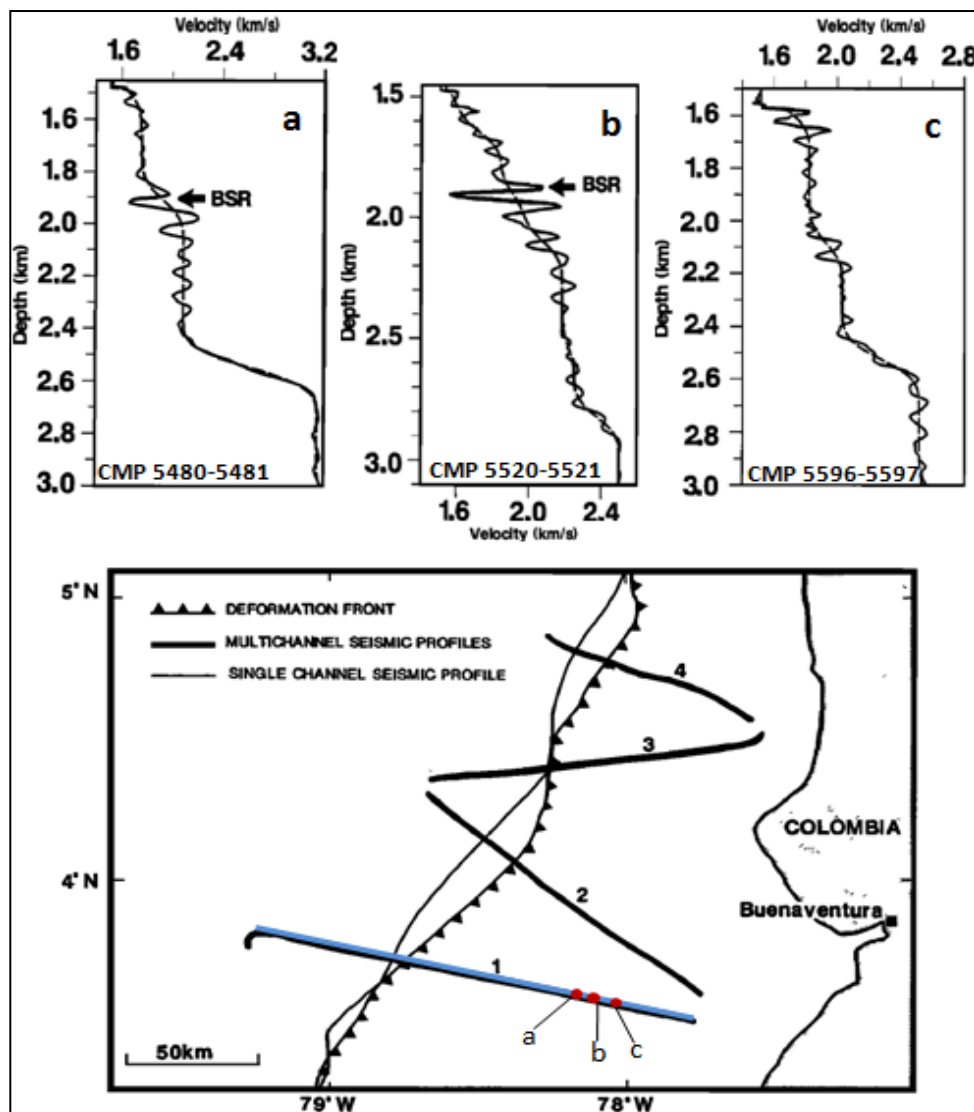


Figure 5-5. Speed functions taken for conversion to depth in the Colombian Pacific. Speed functions were obtained by inverting the wave equation in some CMP from line 1 (blue line on the lower map). The approximate location of the CMP can be seen with the red circles on the lower map, modified from Minshull et al., (1994)

- The gas hydrate area's upper limit was estimated using equation 5-4 modified from Dickens et al., (1994), defining pressure and temperature stability conditions for methane hydrates in seawater, as follows:
 - ✓ Seafloor depth values were taken from the map generated for this reflector in marine basins;
 - ✓ Seafloor pressure and temperature were calculated from equations 5-2 and 5-3:

$$P_{fo} = P_{atm} + \rho_{water} * g * h_{fo} \quad (5-2)$$

$$T_{fo} = 295.1 * h_{fo}^{-0.6} \quad (5-3)$$

P_{fo} : seafloor pressure (MPa)

T_{fo} : seafloor temperature normalised to $3\text{ }^{\circ}\text{C} < T_{fo} < 6.5\text{ }^{\circ}\text{C}$

P_{atm} : atmospheric pressure (Mpa)

ρ_{agua} : water density (1,030 Kg/m³)

h_{fo} : seafloor depth (m)

g : gravity (m/s²)

- ✓ The depth to which the seafloor (due to its pressure and temperature conditions) may be considered the limit of the gas hydrates area was estimated (equation 5-4). Figure 5-6 gives an example of the pressure and temperature obtained for the Colombian Caribbean seafloor and the base of the hydrate stability area, also defined by equation 5-4.

$$\frac{1}{T+273.15} = 3.79 \cdot 10^{-3} - 2.83 \cdot 10^{-4} \log(P) \quad (5-4)$$

T : temperature ($^{\circ}\text{C}$)

P : pressure (MPa)

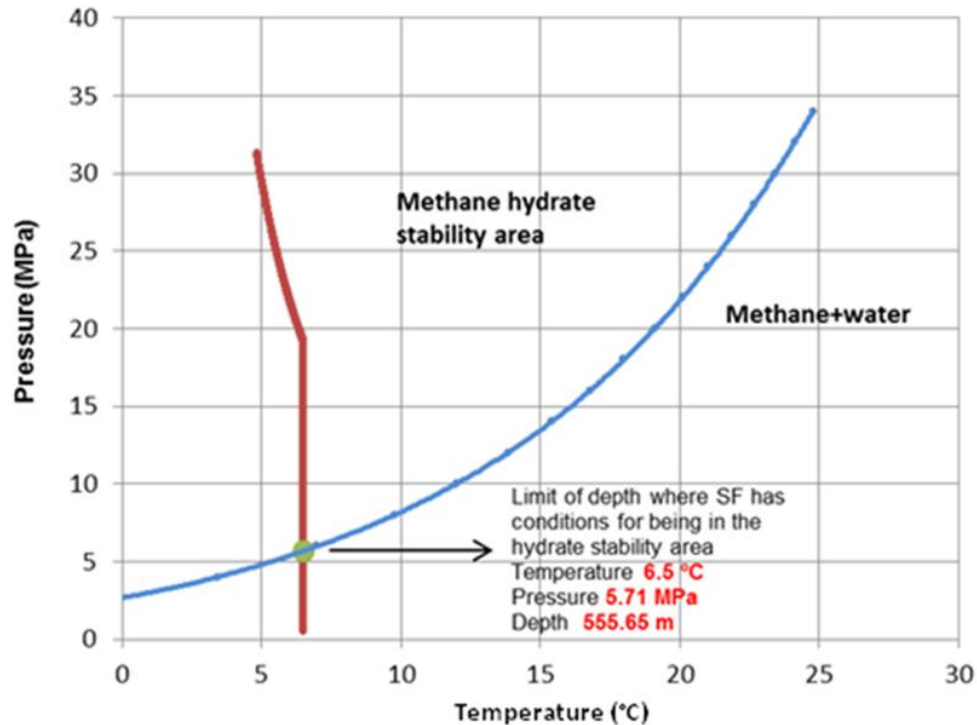


Figure 4.6. Seafloor (SF) pressure and temperature in the Colombian Caribbean and hydrate stability conditions defined by the equation proposed by Dickens et al., (1994). The blue line gives the base of the stability area inferred by equation 4-4. The red line represents SF pressure and temperature in the area where the BSR was interpreted. It was observed that hydrate stability cannot be guaranteed from certain SF depth.

- Seafloor depths greater than 555.65 m complied with pressure and temperature conditions for being within the hydrate stability area; the seafloor could thus be established as the upper limit for hydrates in this area (Figure 5-6).
- ✓ The foregoing suggested that in these areas the hydrostatic pressure slope was sufficient to guarantee stability; the pressure was very low or the temperature very high for guaranteeing this in the other areas.
- ✓ For all points on the seafloor map in which depth was less than 555.65 m, the Δh was calculated for entering the area of stability using equation 5-5 (Figure 5-7).

$$\Delta h = \frac{\rho_{water}}{\rho_{marine\ sediment}} * (555.56 - h_{fo}) \quad (5-5)$$

- ✓ There was minimum variation regarding the depth required for points on the seafloor above 555.65 m in the area of stability. The hydrate area limit in these points should have been deeper in the middle of sediment layers, incorporating the lithostatic slope at stability pressure.
- ✓ Equation 5-5 applied a factor derived from the ratio between water density and that of marine sediments. This factor ranged from 0.52 to 0.6 and tried to affect the thickness considered below the seafloor, having a pressure slope greater than the hydrostatic one (marine sediments) so that total pressure in such areas increased proportionally.

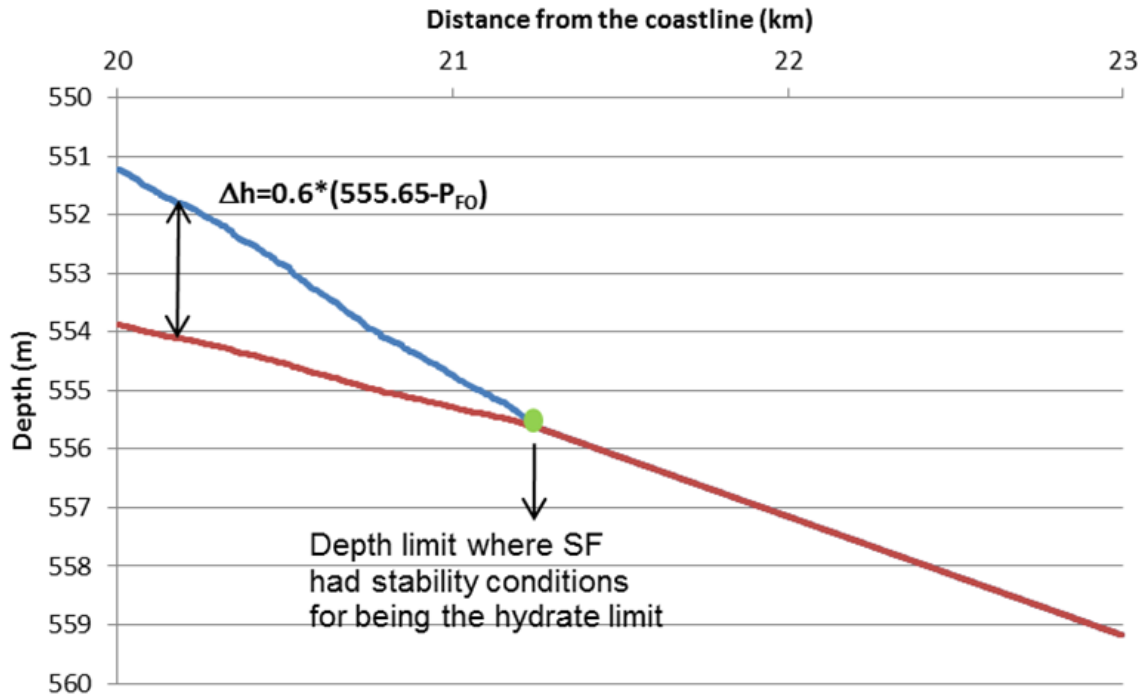


Figure 5-7. Estimating hydrate area limit for less than 555.65 m seafloor depths. Blue represents the seafloor (SF). Red is the hydrate stability limit for the methane area. From 555.65 m onwards, the SF may be considered the stability area limit.

- ✓ Pressure and temperature regarding gas hydrate area limit were estimated again from equations 5-6 and 5-7 once the Δh had been calculated at all points where the seafloor had a depth less than 555.65 m (Figure 5-8).

$$P_{tzh} = P_{fo} + \rho_{sediments} * g * \Delta h \tag{5-6}$$

$$T = \frac{1}{3.79 \cdot 10^{-3} - 2.83 \cdot 10^{-4} \log(P_{tzh})} + 273.15 \tag{5-7}$$

P_{tzh} : pressure in hydrate area limit (Mpa)

$\rho_{sedimentos}$: marine sediment density, around 1900 kg/m³

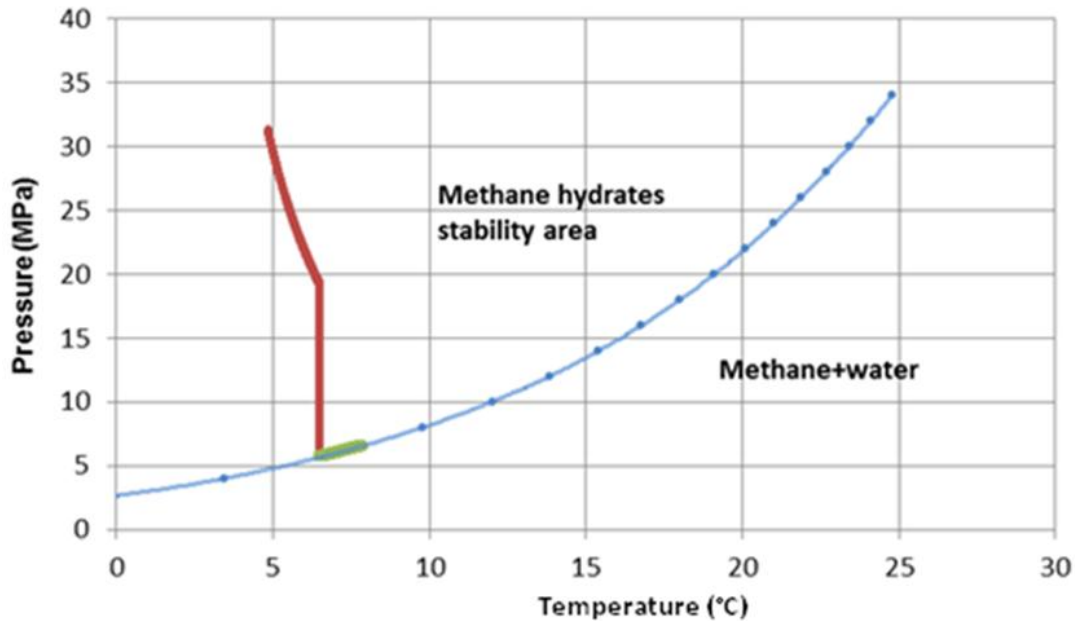


Figure 5-8. Pressure and temperature for hydrate area limit in the Colombian Caribbean and hydrate stability conditions defined by the equation proposed by Dickens et al., (1994). The red line represents SF pressure and temperature in the areas where the BSR was interpreted. The green line shows the estimated points, including the Δh .

- ✓ The map for the gas hydrates limit was calculated from the points at which seafloor depth was greater than 555.65 m and the points recalculated below the seafloor (the green line in the example shown in Figure 5-8) in areas where the latter was above 556.65 m depth:
 - The isopach was calculated between the BSR and the gas hydrate area limit;
 - The volume of the gas hydrate area was estimated from the polygon of the area and the isopach;
 - The distribution of probability was adjusted to effective porosity values in records concerning wells in the Colombian Caribbean, considering just the depth interval defined by the limit and the base of the gas hydrate stability area. This distribution was used for making calculations for all the basins;
 - A bibliographic review was made for determining the distribution of values regarding the degree of gas hydrate saturation and volumetric yield of gas in hydrates, since data regarding this area was lacking, and
 - Monte Carlo simulation involved using porosity, gas hydrate saturation and gas hydrates' volumetric yield as random variables. The volume derived from analysing the seismic sections was incorporated as a constant parameter in the simulation.

5.4 Results

Equation 5-1 was used for calculating some variables deterministically and others were assigned probability functions by statistical analysis. Random variables were produced from analysing the distribution of known data concerning the area or by analysing the values used in studies around the world.

5.4.1 Gas hydrate occurrence areas

The areas considered in the calculations were those where seismic lines led to identifying the presence of the BSR (Table 5-2, Figure 5-9).

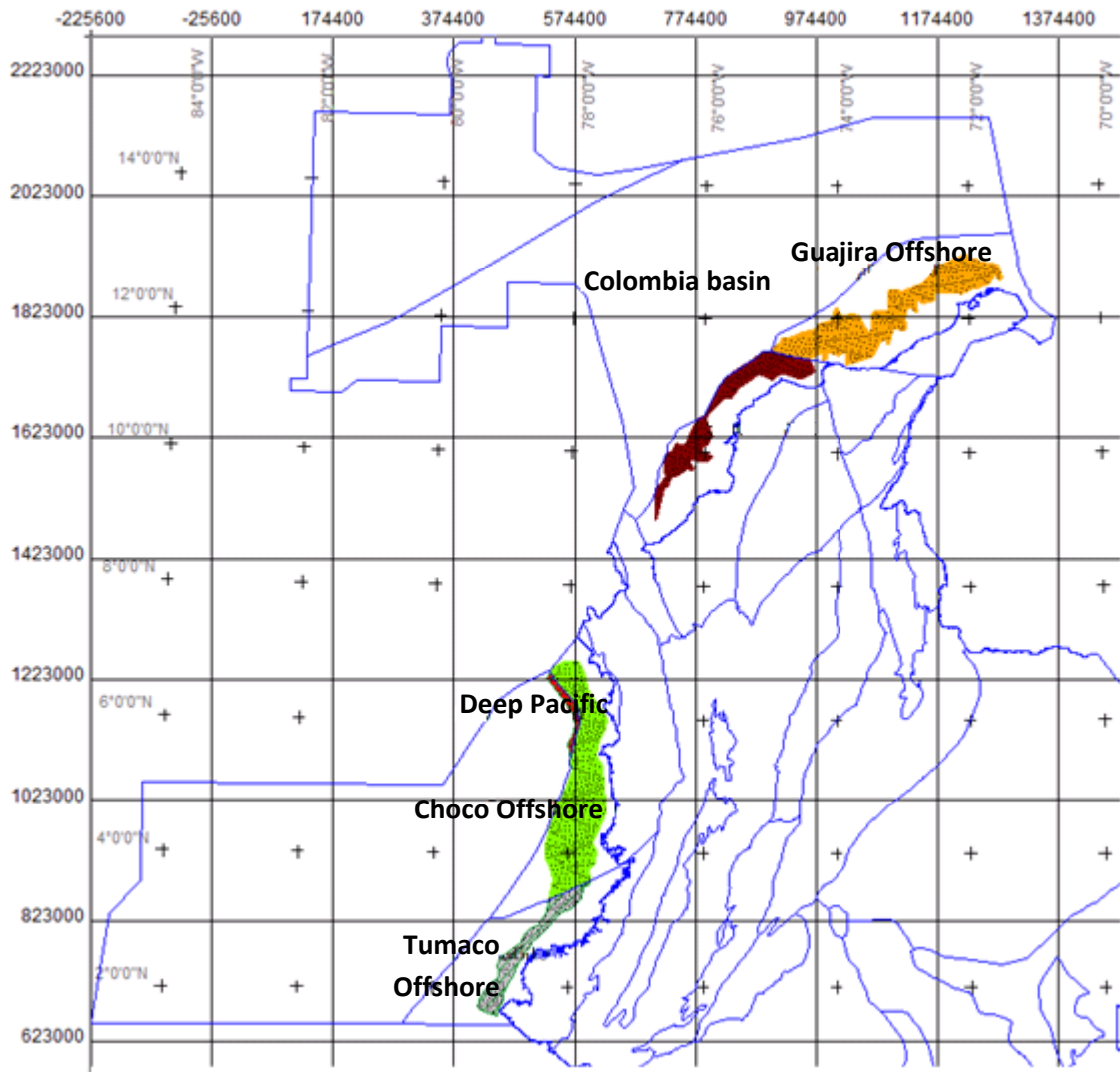


Figure 4 9. Polygons for the areas where the BSR was interpreted. Caribbean area: the polygon for the Guajira offshore basin is shown in orange, Sinú offshore in brown and the Colombia basin in pink. These defined a strip parallel to the coast which became thinner towards the southeast, giving a width varying from around 60 km to 1 Km from northeast to southwest. Pacific area: the polygon for the Chocó offshore basin is shown in green, Tumaco offshore in gray and Deep Pacific in red; likewise, a strip was defined parallel to the coast which became thinner from north to south, having a width which varied from around 80 km to 20 km from north to south.

5.4.2 Deposit thickness

The resources' potential distribution was restricted to the continental slopes, becoming reduced as the seafloor gradient increased. The BSR in the Caribbean and Colombian Pacific gave a strip parallel to the coast (Figures 5-10 and 5-11), reaching widths of up to 80 km in some areas. It was observed in both cases that the BSR became deeper in a direction perpendicular to the coast.

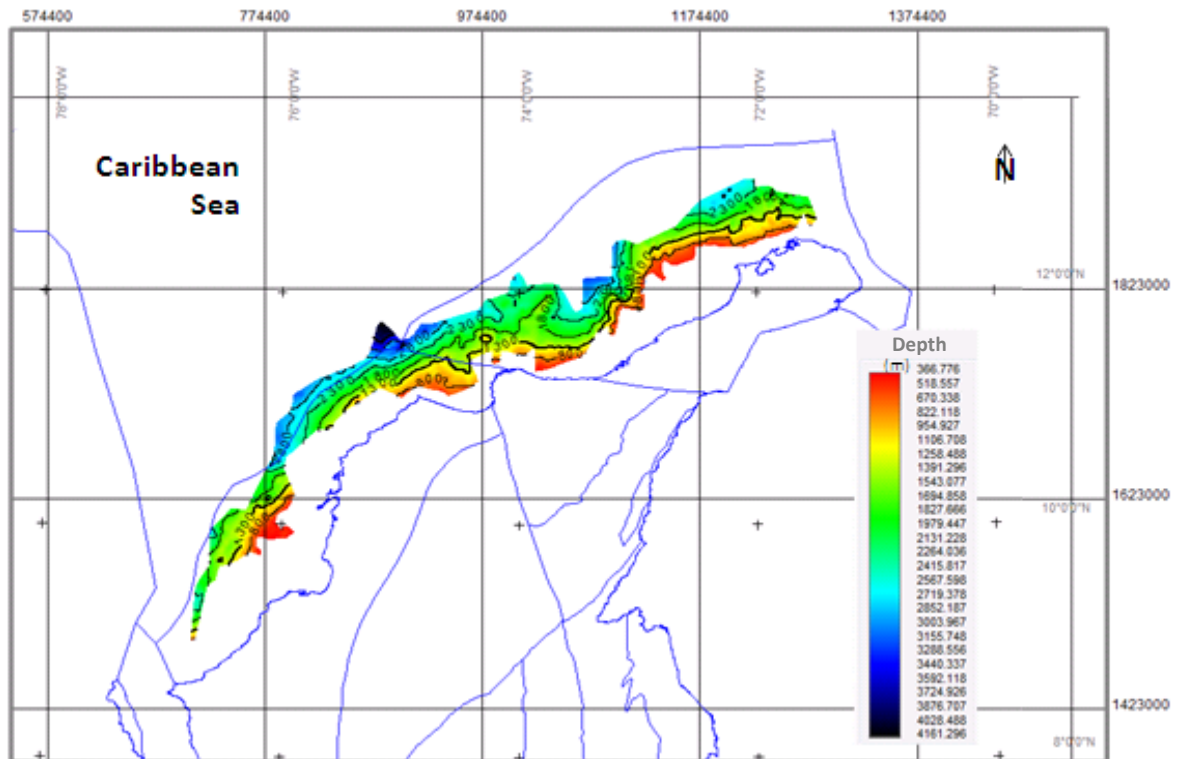


Figure 5-10. Map of the BSR for the Colombian Caribbean. It can be observed that the BSR was restricted to a strip parallel to the coast which became thinner towards the southeast of the Sinú offshore basin. Its depth varied from 0.3 km in the area closest to the coast and, as it became further from the coast line, it became deeper, reaching around 4 km in the Colombia basin.

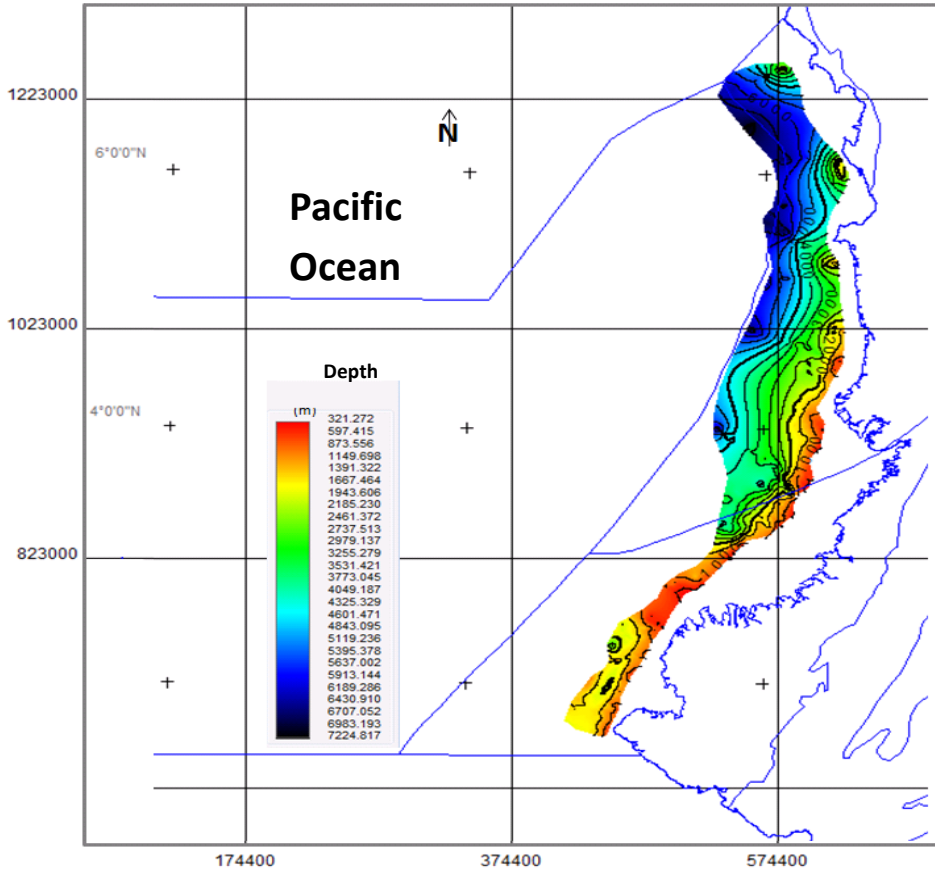


Figure 5-11. Map of the BSR for the Colombian Pacific. The BSR gave a strip parallel to the coast which became thinner towards the south; its depth varied from 0.3 km in the area closest to the coast, which became deeper as it became further away from the coastline, reaching 7 km to the north in the Deep Pacific basin.

Figures 5-12 to 5-29 give the BSR distribution maps and isopach hydrate area limit for Colombian marine basins. The volumes used for estimating resources in each basin were calculated from thickness data and BSR aerial distribution; Table 5-2 gives this data.

Basin	Area (km ²)	Minimum-maximum thickness (km)	Volume (km ³)
Chocó offshore	22,404.33	0.004 - 4.81	40,731.63
Colombia Basin	2,042.33	0.397 - 1.27	1,635.12
Guajira offshore	18,873.14	0.0002 - 1.46	10,529.41
Deep Pacific	1,308.37	1.97 - 3.17	3,271.65
Sinú offshore	10,248.28	0.0009 - 1.14	5,189.15
Tumaco offshore	6,374.35	0.009 - 2.49	4,623.07

Table 5-2. Dimensions of the areas considered for gas hydrate potential calculations.

5.4.2.1 Guajira offshore

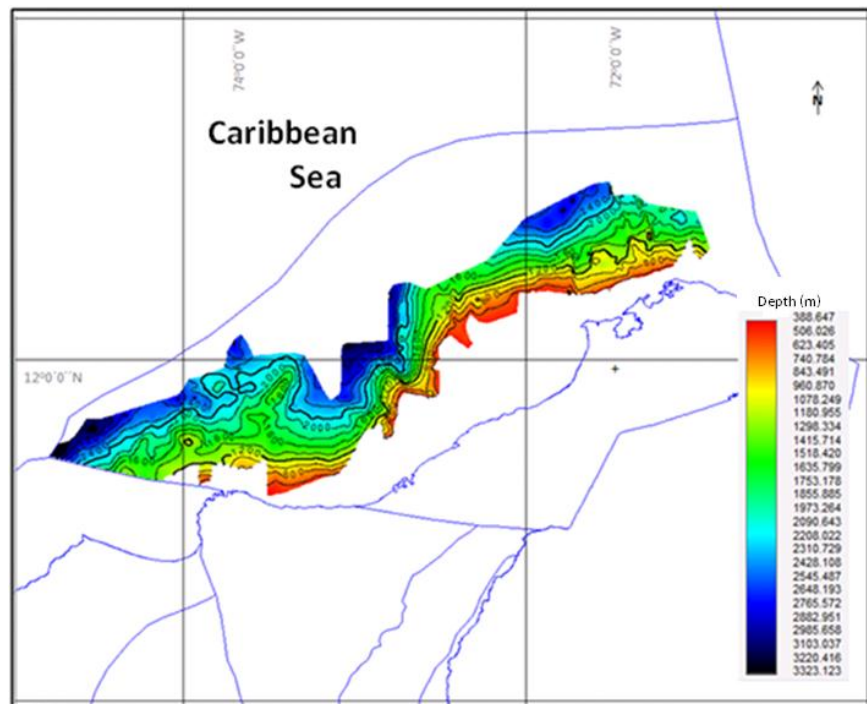


Figure 5-12. Map of the BSR for the Guajira offshore basin. The BSR in this basin gave depths between 0.4 km in the area close to the coast and 3 km in the most far off area.

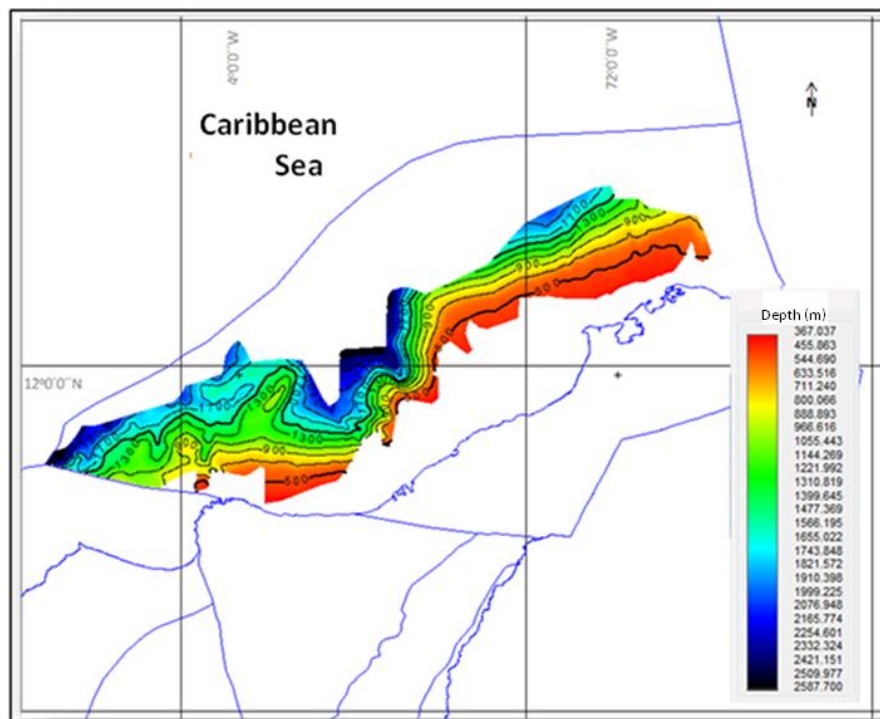


Figure 5-13. Map of the hydrate area limit for the Guajira offshore basin. The hydrate limit followed the BSR tendency having depths from 0.3 km to around 2.5 km.

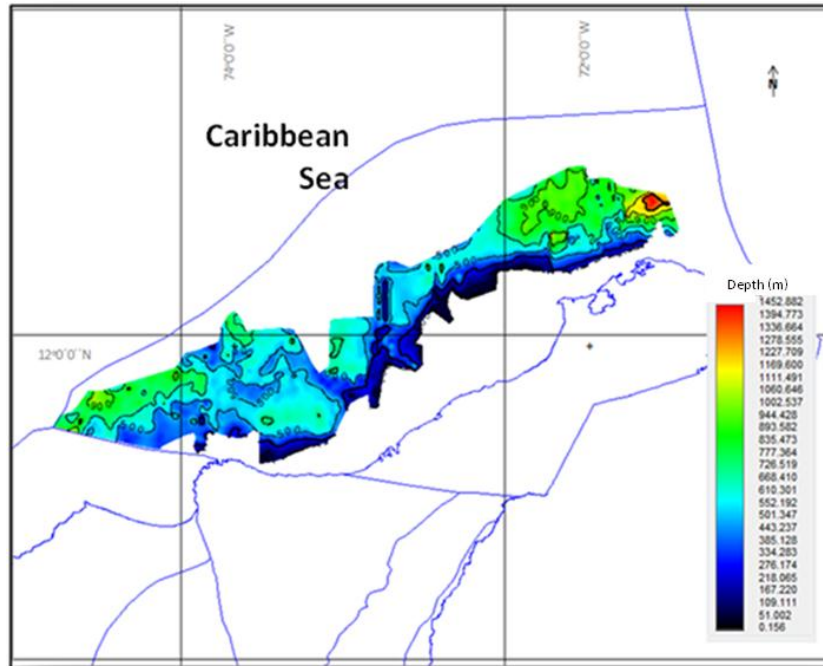


Figure 5-14. Isopach map of the hydrate area for the Guajira offshore basin. This basin's thickness had a broad range of variation, from a few metres in the area close to the coast to around 1000 m towards the north where the BSR and hydrate limit were deeper.

5.4.2.2 Sinú offshore

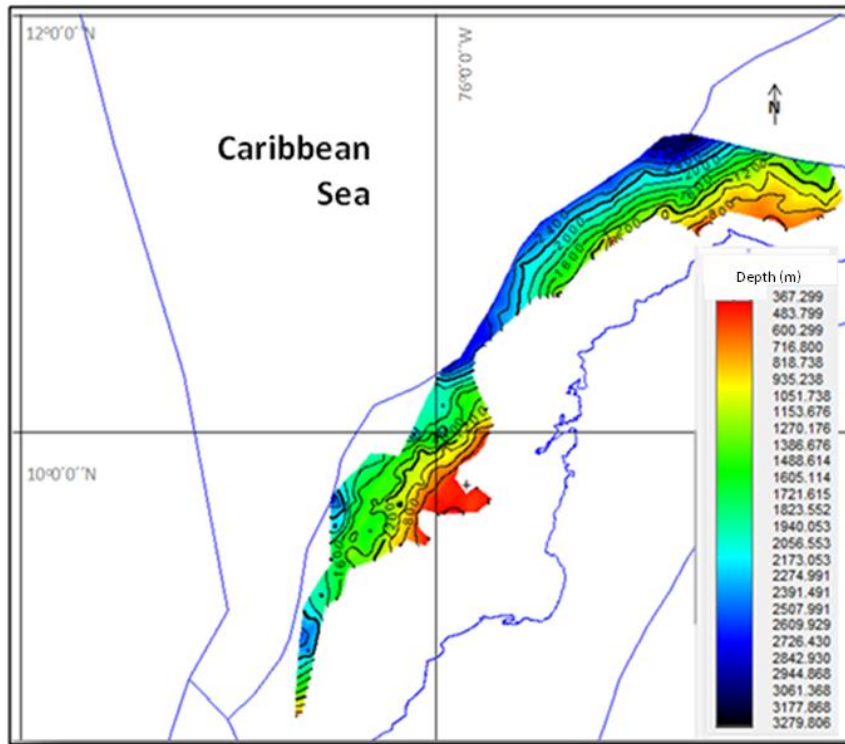


Figure 5-15. Map of the BSR for the Sinú offshore basin. In this basin the BSR gave depths varying from 0.4 km in the area closest to the coast to around 3 km to the north.

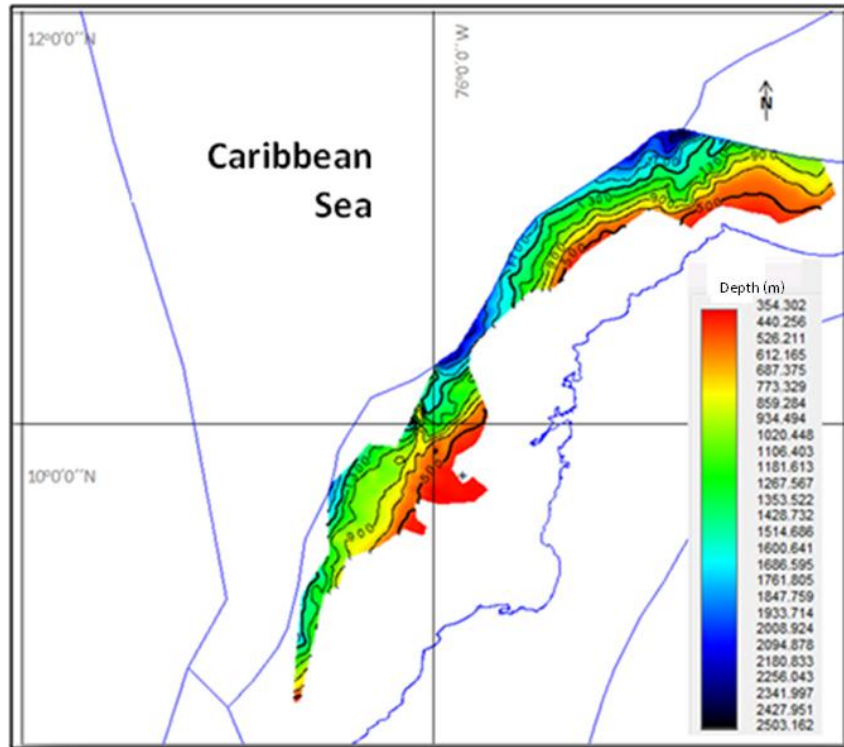


Figure 5-16. Map of the hydrate area limit for the Sinú offshore basin. The hydrate limit had the same tendency as the BSR, having depths varying from 0.3 km to around 2.5 km.

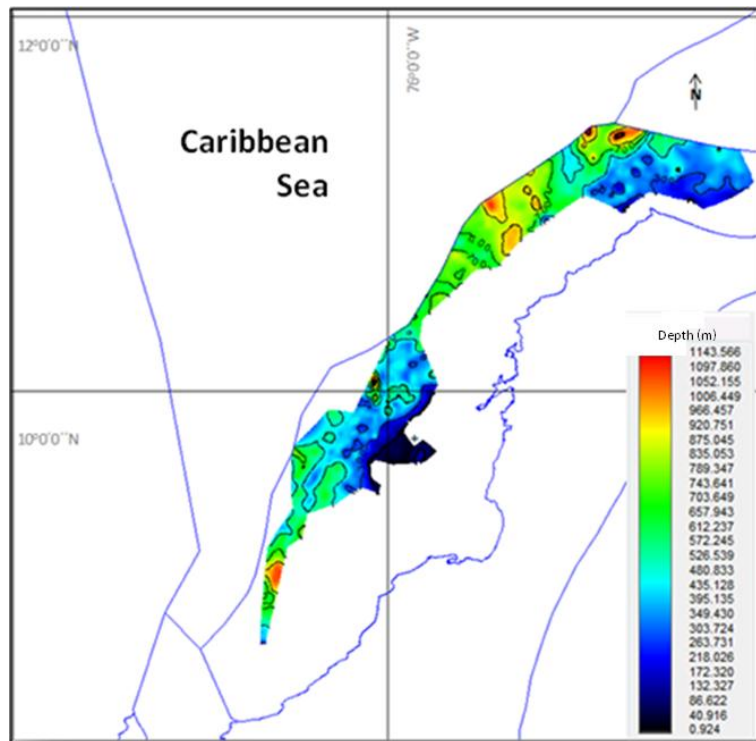


Figure 5-17. Isopach map of the hydrate area for the Sinú offshore basin. Thickness ranged from a few metres in the area closest to the coast to around 1,000 m, the greatest thickness being presented in the basin's central area.

5.4.2.3 Colombia basin

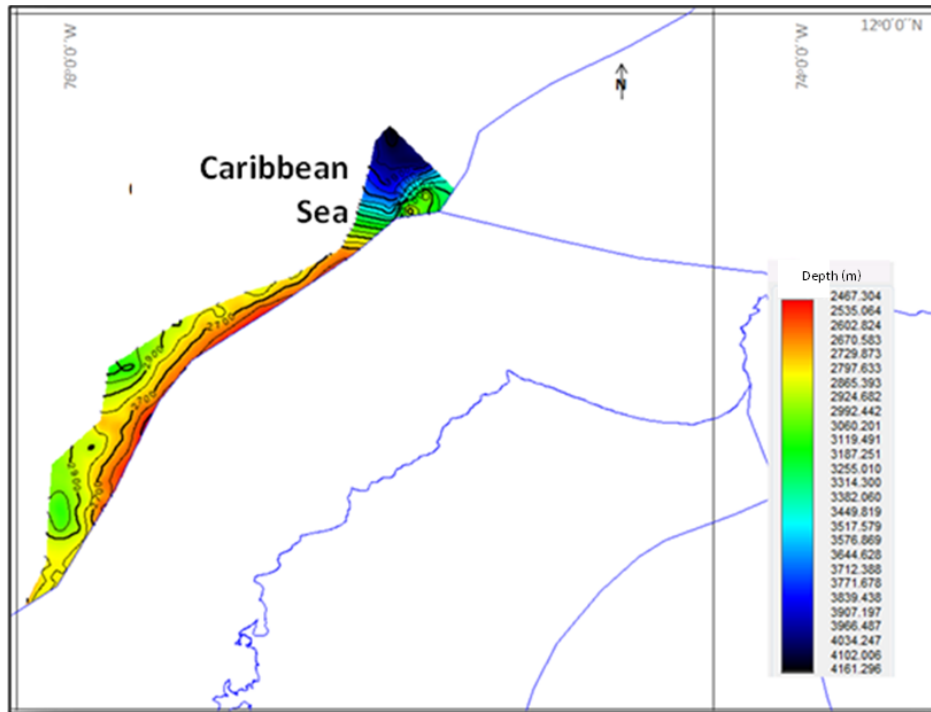


Figure 5-18. Map of BSR for the Colombia basin. It may be observed that the BSR becomes deeper as it became father away from the coast in a perpendicular direction, reaching around 4 km in the deepest areas.

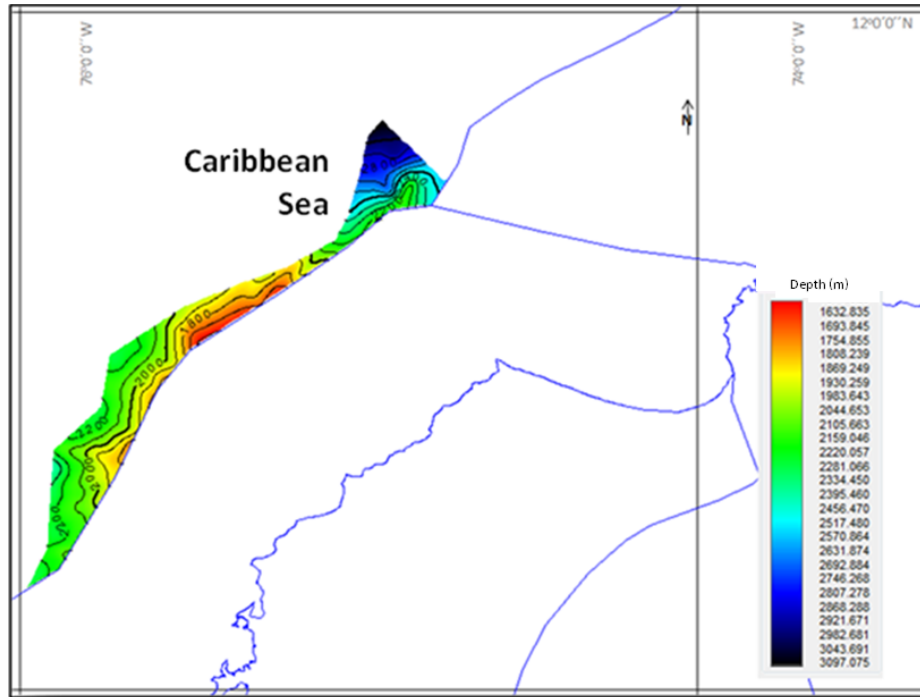


Figure 5-19. Map of hydrate area limit for the Colombia basin. The hydrate area limit gave the same tendency as the BSR, reaching depths of 3 km around the area farthest away from the coast.

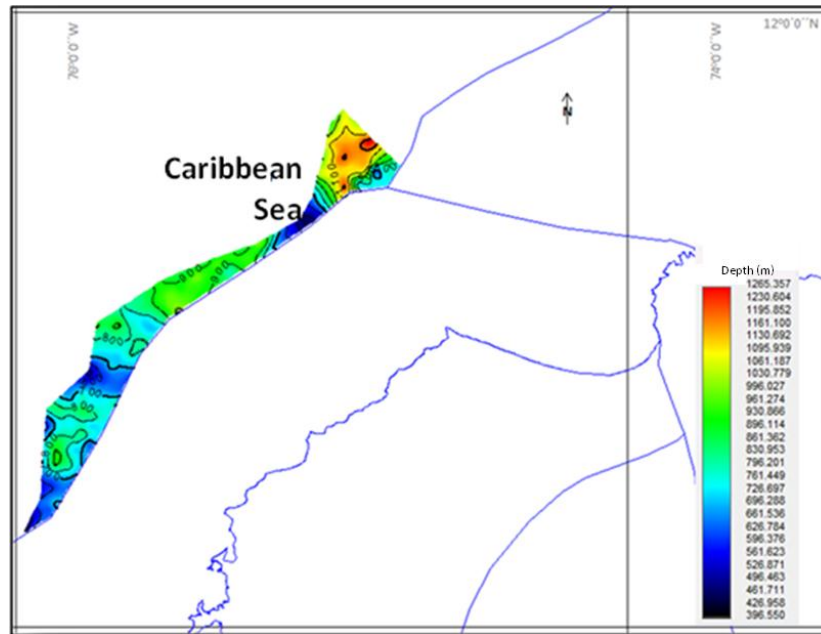


Figure 5-20. Isopach map of the hydrate area for the Colombia basin. The thicknesses in this area varied from 300 m to around 1200 m. The greatest thicknesses occurred in the north where the BSR and hydrate area limit were deepest.

5.4.2.4 Chocó offshore

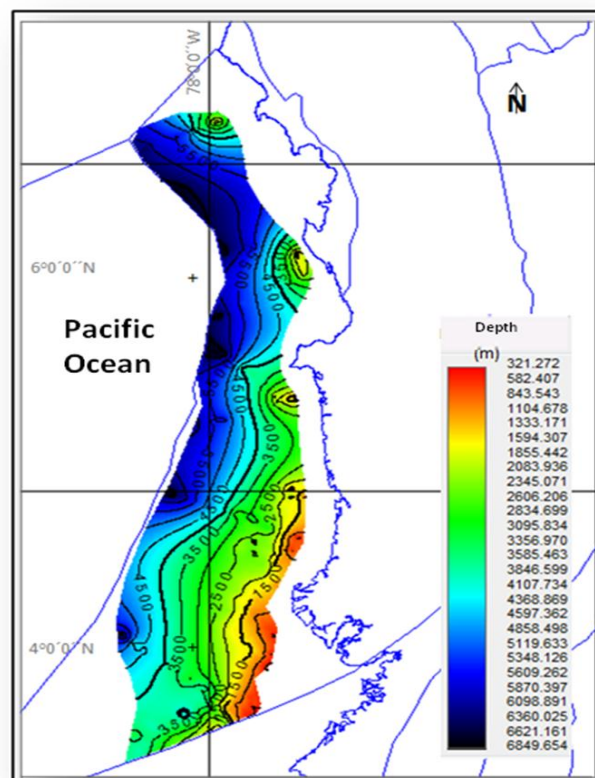


Figure 5-21. Map of the BSR for the Chocó offshore basin. The BSR gave depths varying from 0.3 km in the area close to the coast, increasing in a perpendicular direction until reaching around 6.5 km.

Evaluating total Yet-to-Find hydrocarbon volume in Colombia

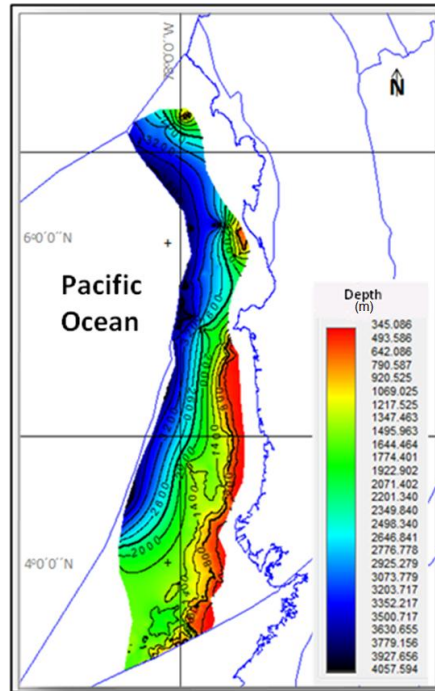


Figure 5-22. Map of hydrate area limit for the Chocó offshore basin. The hydrate area limit had the same tendency as the BSR, varying in depth from 0.3 km in the area close to the coast to 4 km in the area farthest away from it.

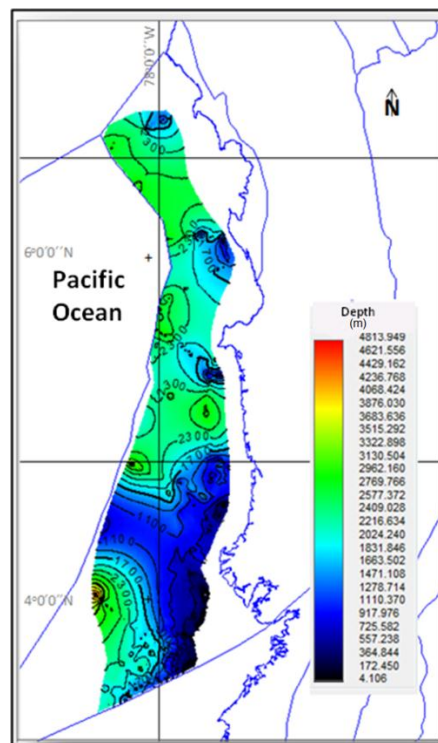


Figure 5-23. Isopach map for the Chocó marine basin. The thickness of the hydrate area varied from a few metres in the area close to the coast, reaching around 3,000 m to the southeast.

5.4.2.5 Tumaco offshore

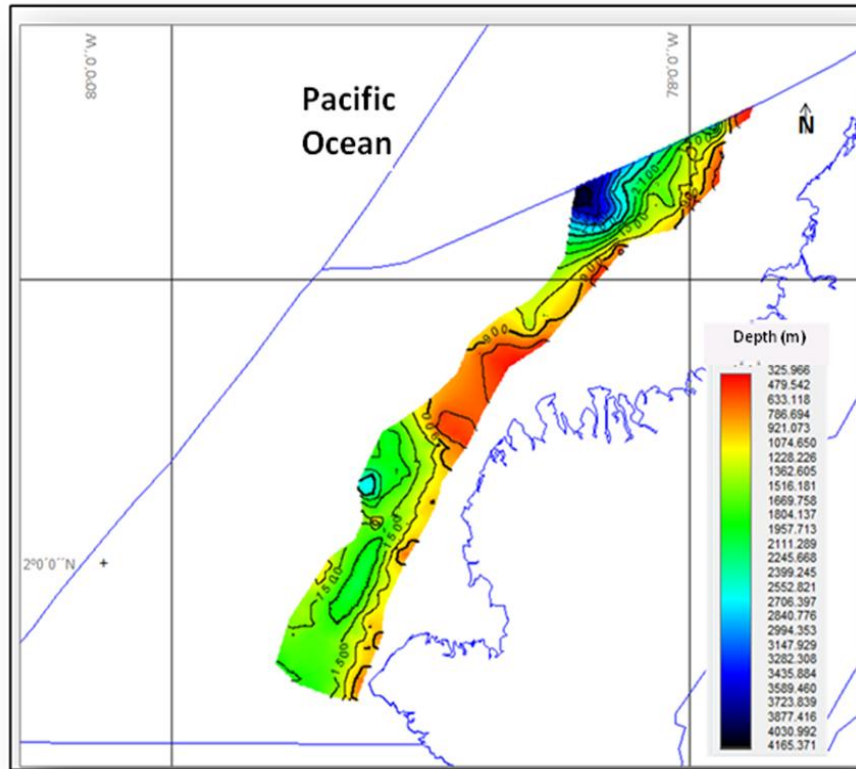


Figure 5-24. Map of the BSR for the Tumaco offshore basin. The BSR ranged from depths of 0.3 km in the area close to the coast to around 4 km to the northeast. A high spot was observed in the central part of the basin.

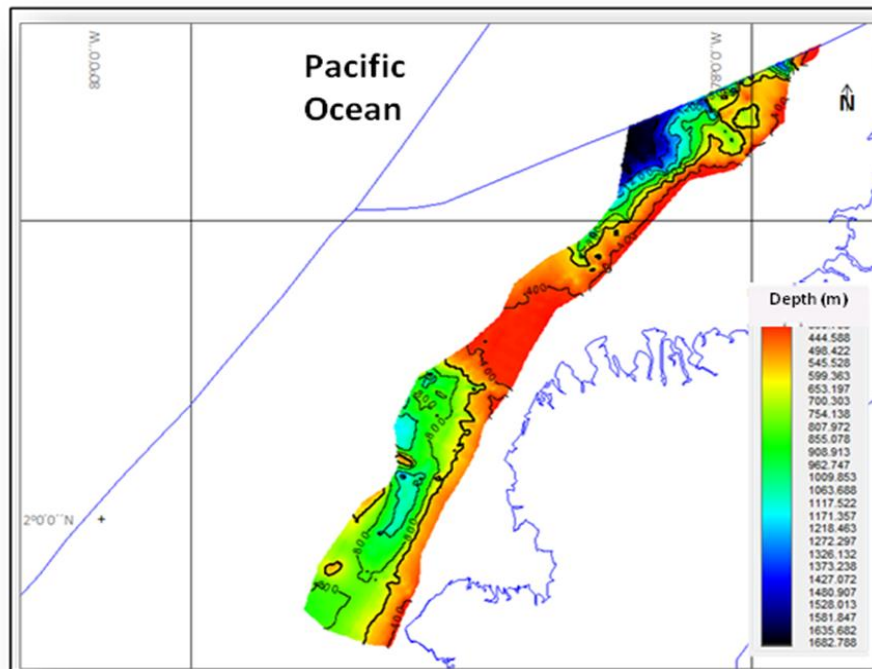


Figure 5-25. Map of hydrate area limit for the Tumaco offshore basin. The hydrate area limit also gave a high spot in the central part of the basin, and varied in depth from 0.3 km to 1.5 km.

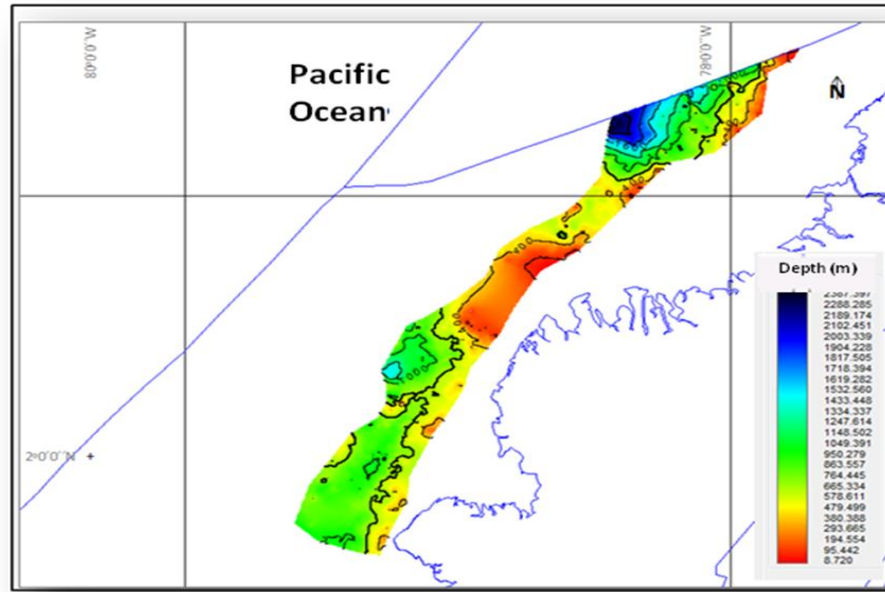


Figure 5-26. Isopach map for the Tumaco offshore basin. Thicknesses varied from a few metres in the area close to the coast to around 2 km to the northeast where the BSR and the limit were at their deepest. A reduction in thickness was identified in the central part.

5.4.2.6 Deep Pacific

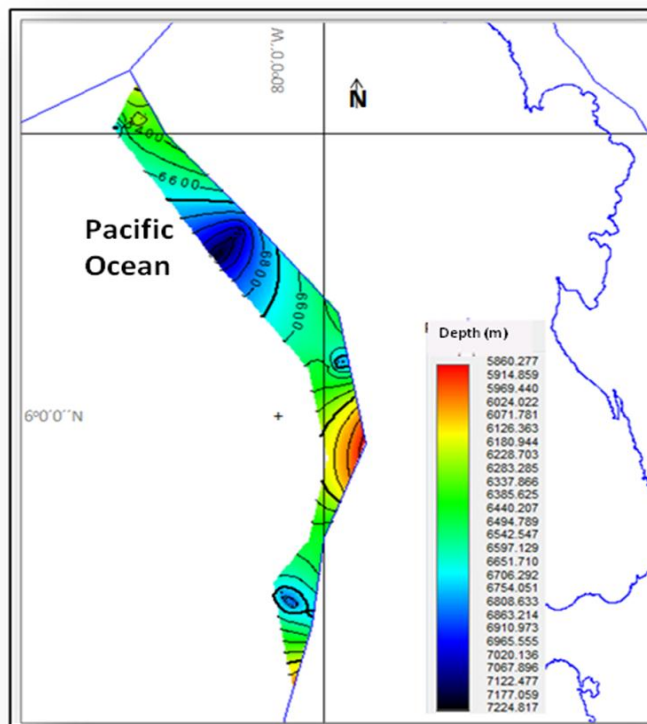


Figure 5-27. Map of the BSR for the Deep Pacific basin. The BSR in this basin was deeper, varying from around 6 km to 7 km, this being due to finding it in the part farthest away from the coast where depths were greater.

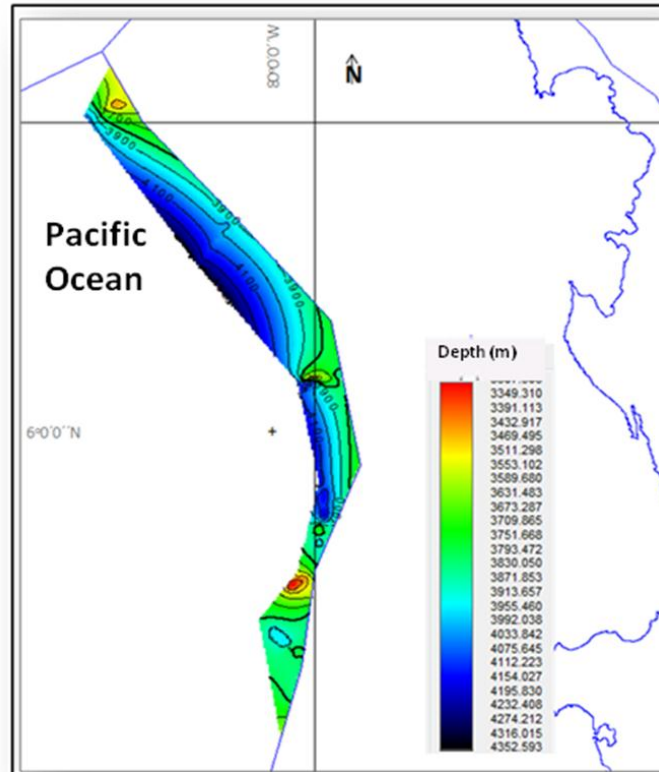


Figure 5-28. Map of the hydrate area limit for the Deep Pacific basin. This gave the same relief as the BSR, varying from 3 km to 4 km in depth.

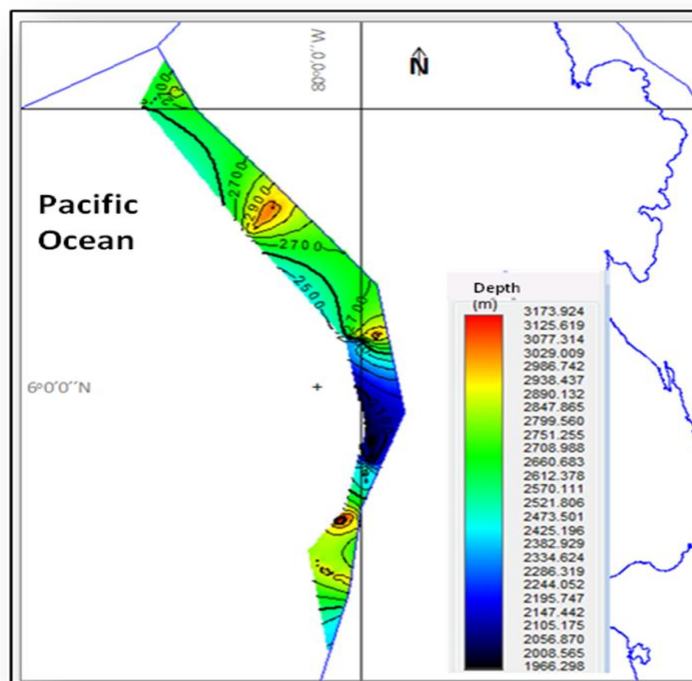


Figure 4 29. Isopach map for the Deep Pacific basin. The thickness of hydrate area in this basin varied from 2 km to around 3 km. This gave the greatest thickness due to it being found in the area where the BSR was deepest.

5.4.2.7 Deposit porosity

Porosity value distribution was estimated according to the data concerning the effective porosity records for 22 wells. However, most available wells did not come within hydrate occurrence areas (Figure 5-30). Nevertheless, such wells represented the only information available for calculating porosity distribution. A variation in porosity was observed with similar depth throughout the whole area being analysed, being assumed to be representative of the whole area having hydrates.

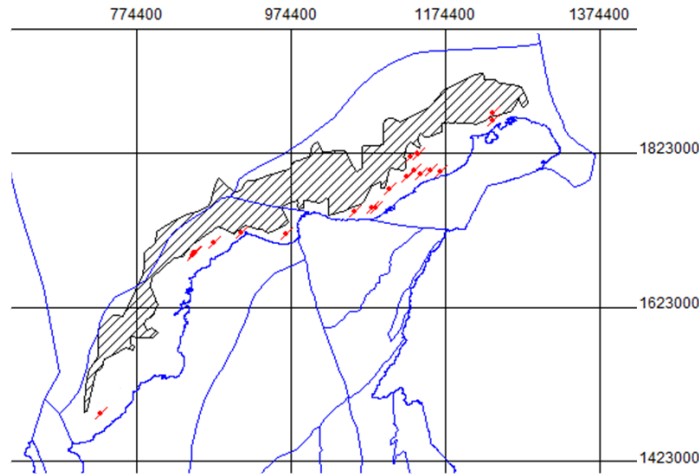


Figure 5-30. Wells having effective porosity records

The interval for the values analysed covered the interval between 4,161.3 m and 354.3 m depth, being the maximum depth estimated for the BSR and the minimum depth for the hydrate areas' upper limit, respectively. Porosity values less than 3% were not taken for estimating distribution as they were not considered to be expected values in rock and could have been due to errors in record taking or when calculating effective porosity. The distribution best fitting the data was a Weibull-type distribution (Table 5-3).

Estimated parameters				Goodness-of-fit test					
$\hat{\chi}$	Confidence interval		$\hat{\gamma}$	Confidence interval		Null hypothesis	P	Statistical value	G.L
0.12	0.12	0.12	1.67	1.66	1.68	Was not rejected	M.B.	5.01	0

Table 5-3. Goodness-of-fit parameters and test results applied to porosity data for determining statistical distribution used in estimating gas hydrates potential. Estimated parameters $\hat{\chi}$ and $\hat{\gamma}$ are Weibull distribution regarding "a" and "b" respectively. M.B refers to very low probability of the null hypothesis being accepted or rejected.

5.4.3 Degree of gas hydrate saturation

Gas hydrate saturation values estimated in work carried out around the world was reviewed; the distribution used for calculating USGS hydrate resources in the Gulf of México (Collet, 1995) was taken, considering that this covered the whole range of variation found in analogous gas hydrate areas (Table 5-4).

Fractile	100	95	75	50	25	5	0
Gas hydrate saturation	2	3.2	8	14	20.5	25.7	27

Table 5-4. Gas hydrates saturation distribution parameters, taken from Collet (1995).

5.4.4 Volumetric yield of gas in hydrates

Volumetric yield describes when free gas is stored in gas hydrates. If gas hydrate structure is completely full of methane, 1m³ of hydrate could contain 172 m³ of methane in standard pressure and temperature conditions. However, many researchers consider that such scenario cannot be found in nature; nevertheless, gas hydrates are not stable if a structure contains less than 70% gas, thereby implying a production of at least 139 m³ of methane (Collet, 1995).

A pessimistic to moderate range was chosen in the present work, i.e. a variation from 139 m³ (70% methane occupation of gas hydrates) to 164m³ (representing 90%), using the distribution range used for calculating USGS hydrate resources in the Gulf of México (Collet, 1995). Table 4-5 shows the variable random fractals associated with describing gas hydrate volumetric yield.

Fractile	100	95	75	50	25	5	0
Volumetric yield of gas in hydrates	139	140.3	145.3	151.5	167.8	162.8	164

Table 5-5. Gas hydrates volumetric yield distribution parameters, taken from Collet (1995).

5.4.5 Gas hydrate potential

Considering the aforementioned hypotheses and all the variables described in equation 5-1, associated gas hydrates potential in Colombian marine basins was calculated using the Monte Carlo probabilistic approach. Table 5-6 gives the results obtained, not counting restricted areas due to the presence of environmental reserves.

Basin	Gas in hydrates (Tcf)		
	P ₁₀	P ₅₀	P ₉₀
Marine Chocó	46.87	11.79	3.03
Colombia basin	1.91	0.48	0.12
Marine Guajira	12.18	3.08	0.79
Deep Pacific	3.68	0.93	0.24
Marine Sinú	5.75	1.45	0.37
Marine Tumaco	5.23	1.32	0.34
Total Colombia	75.63	19.04	4.89

Table 5-6. Estimating gas potential n hydrates. These results were affected by environmental factors shown in Table 2-1.

The results for the Colombia and Deep Pacific basins were underestimated due to not having adequate seismic coverage allowing a more precise estimate of methane hydrates' potential.

The Hess escarpment lies to the south of Los Cayos basin, on the border with the Colombia basin. Depths in this area varied from 0.5 km to 3 km from northeast to southeast in a strip of around 200 km (Figure 5-31) which could store gas hydrates, as has been found on the Colombian Caribbean coast. However, due to the few north-east to south-east seismic lines covering the Hess escarpment, the presence of gas hydrates could not be validated with total certainty by interpreting the BSR, since no reflector was found fulfilling the necessary conditions with certainty.

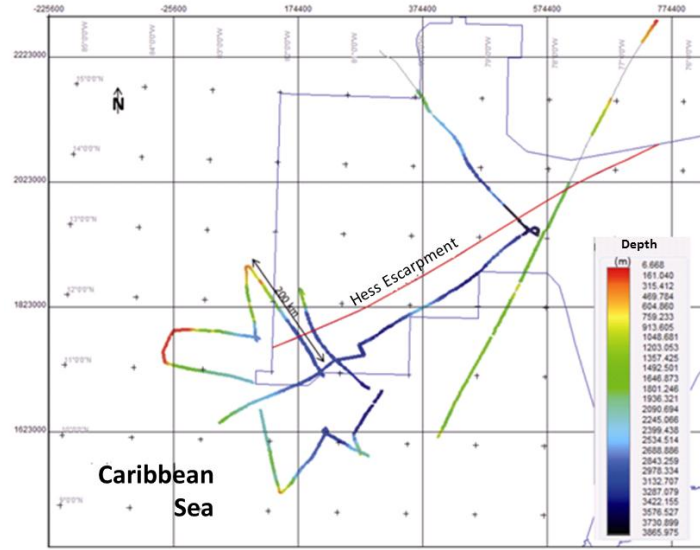


Figure 5-31. Seismic lines available in the area limiting Los Cayos and Colombia basins. It can be seen that there was an increase in depth in a northeast-southeast direction all along the slope produced by the Hess escarpment (red line).

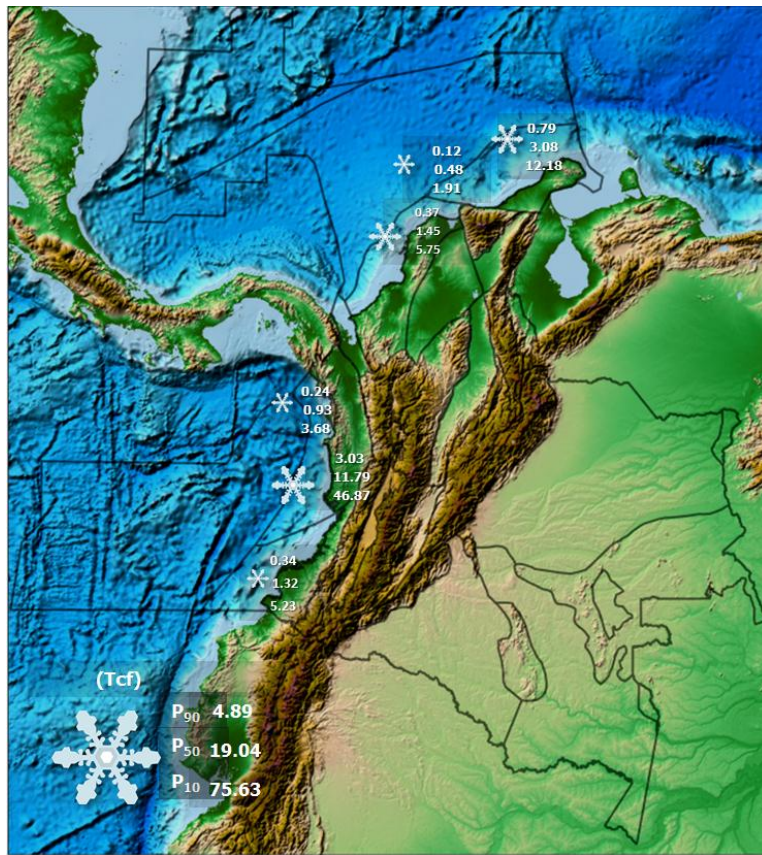


Figure 5-32. Gas hydrates' potential for Colombia marine basins.

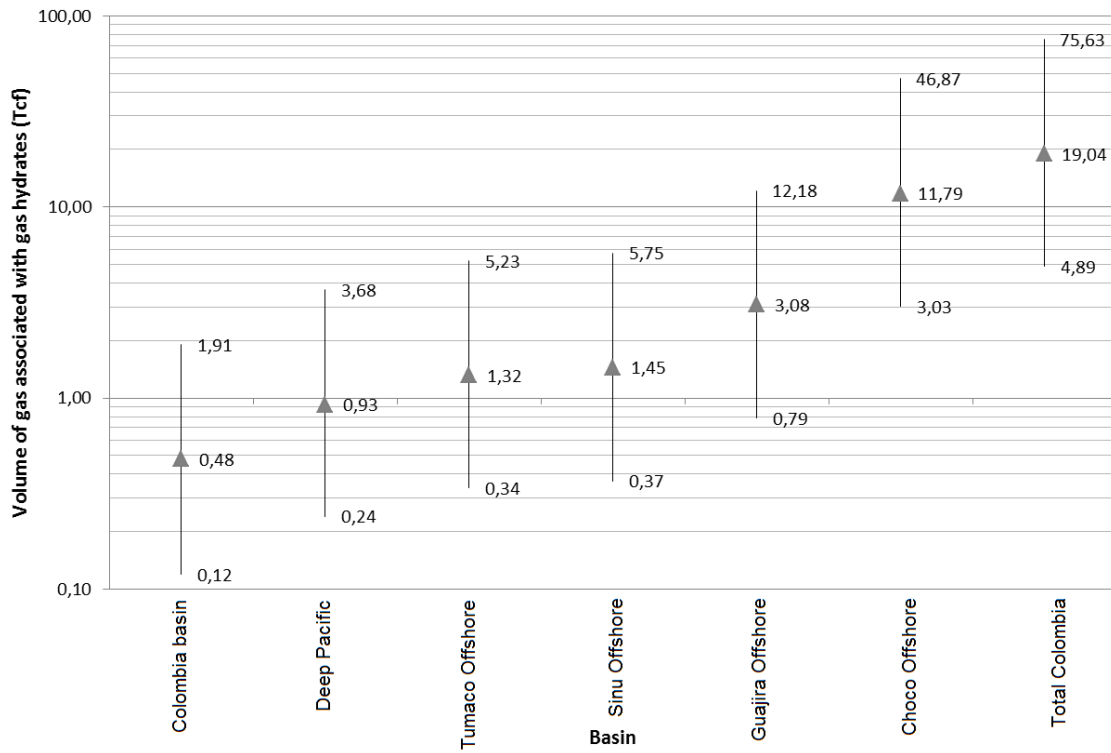


Figure 5-33. Gas hydrate potential for Colombian marine basins

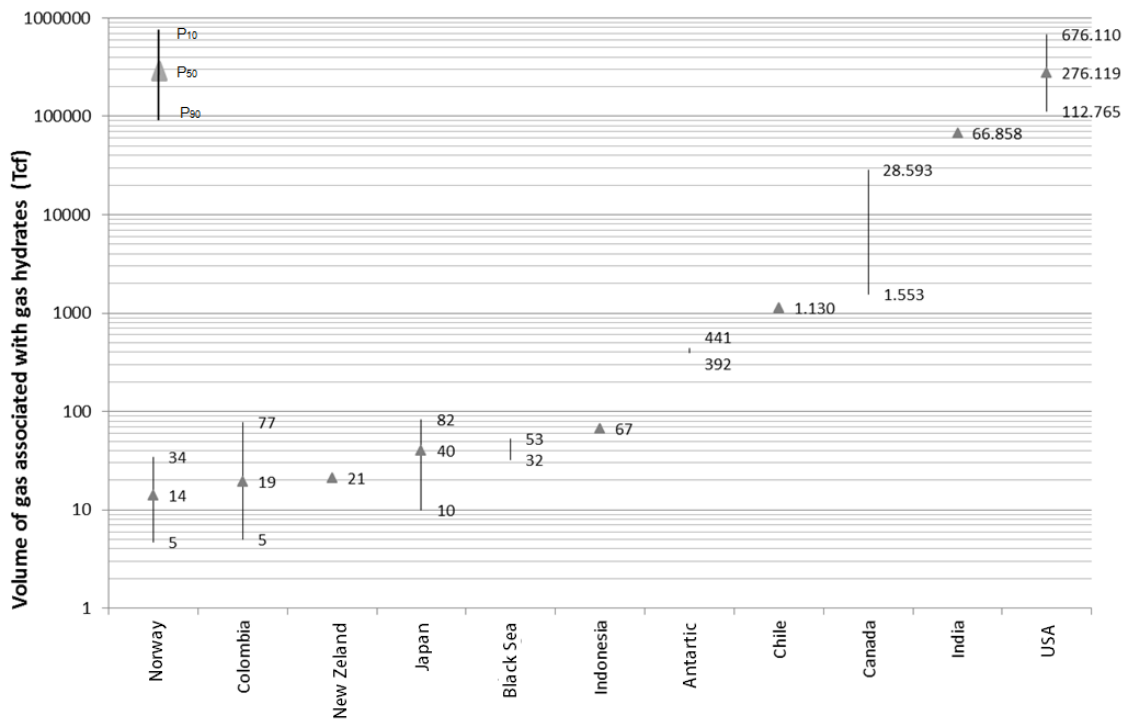


Figure 5-34. YTF gas hydrates in Colombia compared to estimated resources in other parts of the world changes Colombia's upper amenities.

5.4.6 Sensitivity analysis

The degree of influence or weighting of each random variable in equation 5-1 in calculating the potential for Colombian marine basins can be seen in Figure 5-35.

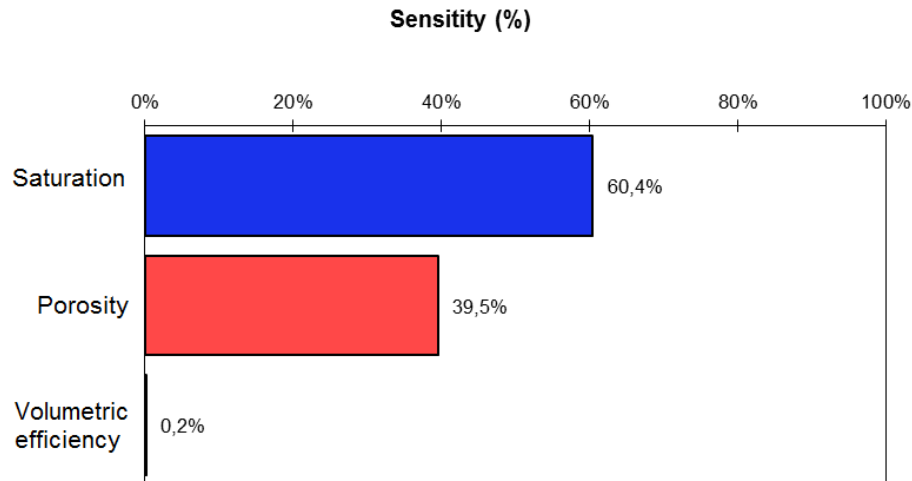


Figure 5-35. Sensitivity analysis for the variables used in estimating gas hydrates potential.

Sensitivity analysis for all the basins analysed suggested that gas hydrate exploration studies in Colombian basins should pay more attention to hydrate saturation (60.4%) and porosity (39.5%) than to the degree of volumetric yield.

5.5 Conclusions

- According to the calculations regarding gas hydrates' potential, the most prospective basin would be the Chocó offshore basin, followed by Guajira offshore and Sinú offshore basins;
- The results obtained in this work for the potential of methane gas in gas hydrates (75.63 – 4.89 Tcf) were considerably less than the values estimated by D. Little (2008), reaching 400 Tcf;
- Methane gas in gas hydrates was found in Colombian park system areas (1.4 Tcf, 0.35 Tcf and 0.09 Tcf for P10, P50 and P90, respectively);
- Potential for the Colombia and Deep Pacific basins was underestimated due to scarce seismic and well information being available for them; and
- There could be gas hydrates in the area bordering Los Cayos and the Colombia basins. Analysis of their potential requires more and pertinent information.

5.6 Bibliography

BP Global. (2011). Statistical Review 2011. Consulted on 30th June 2011 at, <http://www.bp.com/statisticalreview>

Camerlenghi, A. (2009). Hidratos de Metano: Cambio climatico, energia y riesgo submarino. IX Trobada de Professorat de Ciències de la Terra i del medi ambient del Batxillerat.

- Collet, T. (1995). Gas hydrate resources of the United States. U.S.G.S. Digital Data Series, 30.
- Collet, T. (2002). Energy resource potential of natural gas hydrates. *American Association of Petroleum Geologists' Bulletin*, 86(11), 1971-1992.
- D. Little, A. (2008). Evaluation of potential of unconventional energy resources in Colombia. Agencia Nacional de Hidrocarburos. Houston: Arthur D. Little Inc.
- Dickens, G., & Quinby Hunt, M. (1994). Methane hydrates stability in seawater. *Geophysical Research Letters*, 21 (19), 2115-2118.
- Jackson, B. (2004). Seismic evidence for gas hydrates in the North Makassar Basin, Indonesia. *Petroleum Geoscience*, 10(3), 227-238.
- Kvenvolden, K. (1988). A primer on the geological occurrence of gas hydrate. Geological Society London Special Publications, 137, 9-30.
- Kvenvolden, K. (1995). A review of the geochemistry of methane in natural gas hydrates. *Organic Geochemistry*, 23(11), 997-1008.
- Lüdman, T., Wong, H., Konerding, P., Zillmer, M., Peterson, J., & Flüh, E. (2004). Heat flow and quantity of methane deduced from a gas hydrate field in the vicinity of the Dnieper Canyon, northwestern Black Sea. *Geo-Marine Letters*, 24(3), 182-193.
- Majorowicz, J., & Osadetz, K. (2001). Gas hydrate distribution and volume in Canada. *American Association of Petroleum Geologists' Bulletin*, 85 (7), 1211-1230.
- Master, C., & Root, D. (1991). Resource constraints in petroleum production potential. *Science*, 253(5016), 146-152.
- Milkov, A., & Sassen, R. (2001). Estimate of gas hydrate resource, northwestern Gulf of Mexico continental slope. *Marine Geology*, 179(1), 71-83.
- Minshull, T., Singh, S., & Westbrook, G. (1994). Seismic velocity structure at a gas hydrate reflector, offshore western Colombia, from full waveform inversion. *Journal Of Geophysical Research*, 99(B3), 4715-4734.
- Morales, E. (2003). Methane hydrates in the Chilean continental margin. *Electronic Journal of Biotechnology*, 6(2), 80-84.
- Pecher, I., Henry, S., Gorman, A., & Fohrmann, M. (2004). Gas hydrates on the Hikurangi and Fiordland margins, New Zealand. American Association of Petroleum Geologists Hedberg conference. Vancouver.
- Popescu, I., De Marc, B., Leericolais, G., Nouze, H., Poort, J., & Panin, N. (2006). Multiple bottom-simulating reflections in the Black Sea: potential proxies of past climate conditions. *Marine Geology*, 227(3), 163-176.

Sain, K., & Gupta, H. (2009). Gas hydrates; a future major potential source of energy in India. *Glimpses of Geoscience Research in India*, 244-250.

Senger, K. (2010). First order estimation of in-place gas resources at the Nyegga gas hydrate prospect. *Norwegian Sea Energies*, 3, 2001-2026.

Sloan, E. (1990). Natural gas hydrate phase equilibria and kinetics; understanding the state of the art. *Revue de l'Institut Français du Pétrole*, 45(2), 245-266.

Sloan, E., & Carolyn, K. (1998). *Clathrate hydrates of natural gases*. New York: Dekke.

Tanahashi, M. (2011). Present status of Japanese Methane Gas Hydrates Research and Development Program. *Hydrate in Japan. CCOP Hydrate Workshop. Vietman*.

Thakur, N., & Rajput, S. (2010). *Exploration of Gas Hydrates*. New York: Springer.

Yuan, T., Nahar, K., Chand, R., Hyndman, R., Spence, G., & Chapman, N. (1998). Marine gas hydrates: seismic observations of bottom-simulating reflectors off the West Coast of Canada and the East Coast of India. *Geohorizons*, 3(1), 1-11.

5.7 Appendixes

Digital files in the ANH'S Document Center:

- "Hidratos de gas Colombia.xlsx"
- "YTF_GasHydrates.zip"

6 COALBED METHANE

6.1 General comments

Methane gas is a constituent element of coal in high concentrations, depending on its composition and external factors such as temperature, pressure and geological conditions (Ortega, 2008). This kind of gas is called coalbed methane (CBM).

Extracting gas from coal requires dewatering a coal seam by lowering the pressure to enable the release of more mobile molecular species, including methane and ethane mixtures (and some traces of C_3 , N_2 and CO_2).

6.1.1 Origin and formation

Coal originates from the decomposition of plants and vegetable material, such as leaves, wood and bark. It becomes accumulated in reducing environments, in swamps, lagoons and shallow marine areas. Carbon transformation and vegetable material enrichment occurs as time elapses, accompanied by a rapid burial rate leading to layers being formed having high organic content. Overlying levels must have sufficiently low porosity and permeability to maintain a proper anaerobic environment and continue carbonisation. It should be stressed that more than ten meters of silt coal are needed to produce a one-meter-thick coal layer.

6.1.2 Types of coal

Several classifications of coal are related to the degree of carbonisation or maturation of the source vegetable material, depending on the type of organic matter, age, depth, pressure, temperature and geological conditions in the basin where it has been formed. Coal and peat are the carbon forms having the lowest maturation values and little alteration of parental vegetal material; lignite and anthracite are coal forms having greater evolution.

The category of coal is measured in terms of physical and chemical parameters, such as volatile matter, fixed carbon, ash, humidity, calorific value and sulphur content. The higher the grade/rank, the greater the fixed carbon content and calorific value whilst natural humidity and the amount of volatile matter becomes reduced. Figure 6-1 illustrates the classification of coal based on rank and chemical properties (Stach, 1982).

Coal rank	Reflectance (%)	Volatile matter (%)	Carbon (% dry ash-free, vitrinite)	Bed moisture (%)
Peat		64	60	75
Lignite	0.3	60		35
		56		
Sub bituminous C		52		
	B	0.4	48	71
A		48		25
		0.5		
C		44		8-10
		0.6	77	
B		40		
		0.7		
A		36		
		0.8		
High-volatile bituminous		32		
		1.0		
Medium-volatile bituminous		28	87	
		1.2		
Low-volatile bituminous		24		
		1.4		
Semi-anthracite		20		
		1.6		
Anthracite		16		
		1.8		
		12		
		2.0		
		8	91	
		3.0		
		4		
		4.0		

Figure 5 1. Classification of coal based on ranks and chemical properties such as vitrinite reflectance percentage, volatile matter, ash and humidity, taken from (Stach, 1982).

6.1.3 Coalbed methane (CBM) deposits

Gas in coalbed methane (CBM) deposits is stored in the micropores and internal discontinuity planes in coal. Two porosity systems can be distinguished:

- Primary porosity is that which is developed or originates at the moment of strata formation and consists of just the matrix’s porous space. It is able to absorb a large amount of gas but contributes very little towards permeability; and
- Secondary porosity or that caused by natural fractures, cracks and fissures called cleats is that contributing most to permeability (Figure 6-2).

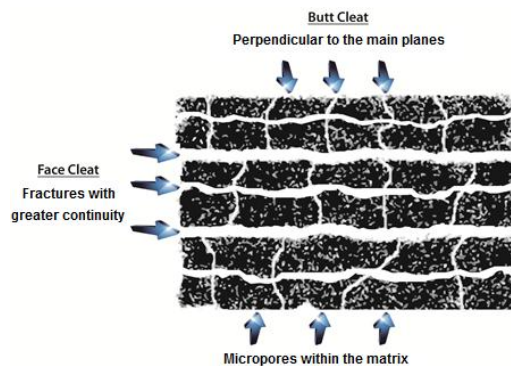


Figure 6-2. Diagram of coal matrix, micropores and the natural fracture system.

6.1.4 CBM around the world

More than 40 countries have investigated resources of CBM, but commercial projects have only been developed in Australia, Canada, China and India. Estimated CBM resources around the world are greater than 9,000 Tcf (Table 6-1).

Country	Coal (10 ⁹ ton)	CBM (Tcf)
Russia	6,500	600 – 4,000
China	4,000	1,060 – 1,240
USA	3,970	400
Canada	7,000	200 – 2,700
Australia	1,700	300 - 500
Germany	320	100
England	190	60
Kazakhstan	170	40
Poland	160	100
India	160	30
South Africa	150	30
The Ukraine	140	60

Table 6-1. CBM reserves around the world, taken from Tonnsen & Miskimins (2010).

6.1.5 Coal in Colombia

The main characteristics of Colombian coal are given below regarding its distribution, composition and reserves as reference point in evaluating the CBM potential. A map of Colombian coal-bearing provinces is given in Appendix 6-1.

6.1.5.1 Colombian coal-bearing provinces

Coal is evident throughout Colombia, from the sandy Guajira in the north to Leticia in the Amazonian region in the south. Variation in its properties has led to 12 provinces or coal-bearing areas being differentiated, evaluated according to the amount of knowledge and geological conditions regarding mines and outcrops (INGEOMINAS, 2004). Figure 6-3 and Table 6-2 give a summary of Colombia's coal-bearing provinces.

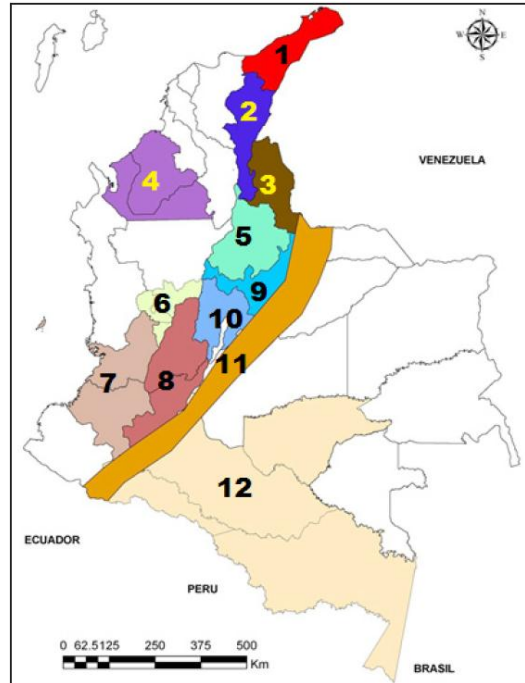


Figure 6-3. Colombian coal-bearing provinces, modified from (INGEOMINAS, 2004): 1. Guajira; 2. Cesar; 3. Norte de Santander; 4. Cordoba – Norte de Antioquia; 5. Santander; 6. Antigo Caldas – Antioquia; 7. Valle del Cauca – Cauca; 8. Huila – Tolima; 9. Boyaca; 10. Cundinamarca; 11. Borde Llanero; 12. Llanura Amazonica.

Each region or province is divided into areas, sectors, blocks and coal mines. Mining resources' classification categories are based on geological certainty and their degree of technical economic safety (INGEOMINAS, 2004). The physical and chemical properties of coal (humidity (%), Cz - ash (%), MV - volatile matter (%), CF - fixed carbon, St - sulphur content and PC - calorific power) described in Table 6-2 can be related to the coal classification proposed by Stach (1982) shown in Figure 6-1.

Part of Colombia	Area	Sector	Humidity (%)	Cz (%)	MV (%)	CF (%)	St (%)	PC (BTU/lb)
La Guajira	Cerrejón Norte		11.94	6.94	35.92	45.2	0.43	11,586
	Cerrejón Central							
	Cerrejón Sur							
Cesar	La Loma	La Loma syncline	11.39	10.32	33.37	66.63	0.72	10,867
		El Boquerón	10.29	5.61	36.79	47.31	0.59	11,616
		El Descanso Sur						
	La Jagua de Ibirico	La Jagua	7.14	5.32	35.7	51.84	0.62	12,606
		Cerro Largo						
Córdoba-Norte de Antioquia	Alto San Jorge	San Pedro Sur	14.49	9.24	37.55	38.73	1.31	9,280
		San Pedro Norte	14.49	9.24	37.55	38.73	1.31	9,280
		Alto San Jorge	14.49	9.24	37.55	38.73	1.31	9,280
Antioquia-Antigo Caldas	Venecia-Fredonia		11.64	8.11	40.06	40.2	0.48	10,426
	Amagá-Angelópolis	Amagá-Nechí	13.16	11.96	36.69	38.18	0.55	9,682
		Angelópolis						
	Venecia-Bolombolo	Rincón Santo	9.84	11.1	38.45	40.61	1.04	10,090
		Bolombolo	8.49	7.9	37.77	45.91	1.09	11,113
	Titiribí	Corcovado	7.25	7.92	37.99	46.84	0.72	11,767
		El Balsal						
	Río Sucio-Quinchía		4.08	15.56	31.75	48.61	1.8	10,713
Aranzazu-Santágueda	Aranzazu	22.22	28.69	30.33	18.76	0.67	5,451	
	Santágueda	19.03	25.05	37.32	18.6	0.43	6,230	
Valle del Cauca-	Yumbo-Asnazú	Golondrinas-Río	2.69	22.38	28.15	46.79	2.85	

Cauca		Cañaveralejo							11,088
		Cañaveralejo-Río Pance							
		Río Pance-Río Guachinte							
		Río Guachinte-Río Asnazú							
		Río Dinde-Quebrada Honda		2.83	20.63	36.72	39.84	4.02	11,138
	Mosquera-El Hoyo	Pedregosa-Mosquera	8.11	16.3	35.18	40.42	1.42	10,058	
		Limoncito-Yeguas							
		El Vergel							
		Quilcacé-El Hoyo							
Cundinamarca	Jerusalén-Guataquí		5.19	5.34	39.09	50.38	0.58	13,044	
	Guaduas-Caparrapí	Caparrapí	4.12	5.61	22.43	67.83	0.59	12,829	
		Guaduas							
	Guatavita-Sesquilé-Chocóntá	Suesca-Chocóntá	1.98	11.23	34.88	51.91	0.91	12,682	
		Guatavita							
	Tabío-Río Frío-Carmen de Campa	Carmen de Campa	3.42	12.67	20.8	63.10	1.53	13,041	
		Tabío-Río Frío	4.12	9.76	18.01	68.11	0.93	13,390	
	Checua-Lenguazaque	Cogua-Sutatausa-Guachctá	3.66	9.46	26.8	60.07	0.80	13,433	
		Lenguazaque-Cucunubá-Nemacón	4.67	10.62	33.85	50.86	1.06	12,718	
	Suesca-Albarracín		3.92	10.43	33.53	52.12	0.69	12,738	
	Zipaquirá-Neusa	Zipaquirá-Embalse del Neusa	1.04	14.42	24.33	60.21	1.38	12,993	
		Embalse del Neusa-Vereda Lagunitas							
Páramo de la Bolsa-Machetá		4.42	14.21	35.7	45.67	1.04	11,309		
Checua-Lenguazaque		3.56	10.00	25.19	61.25	0.80	13,439		
Suesca-Albarracín		4.69	12.18	33.71	49.42	1.07	12,420		
Boyacá	Tunja-Paiipa-Duitama		9.48	11.4	38.03	41.09	1.53	11,268	
	Sogamoso-Jericó		4.29	9.57	30.19	55.96	1.23	13,099	
	Betania		1.47	8.36	30.94	59.25	1.00	13,859	
	Úmbita-Laguna de Tota		5.75	13.10	38.34	42.8	1.21	11,699	
Santander	San Luis	Western flank	2.70	25.95	28.11	43.23	1.76	10,913	
			1.63	7.65	33.38	57.33	1.37	13,994	
		Eastern flank	1.18	18.72	30.48	49.62	2.01	12,284	
			1.18	10.09	29.05	59.67	2.15	13,893	
	Cimitarra Sur		4.61	4.61	29.77	61.01	0.62	13,021	
	Capitanejo-San Miguel		6.33	7.51	19.00	67.16	0.93	11,782	
	Miranda		1.81	14.47	15.13	68.59	3.46	12,803	
	Molagavita		0.80	8.58	32.25	58.37	0.70	14,161	
	Páramo del Almorzadero		5.18	4.71	14.23	75.88	0.75	12,889	
	Chitagá		3.29	12.59	12.9	71.22	1.44	12,804	
	Pamplona-Pamplonita	Pamplonita	2.96	9.97	36.15	50.92	1.34	13,199	
		Pamplona							
	Herrán-Toledo	Toledo	2.31	7.46	26.99	63.24	0.83	14,120	
		Herrán							
	Salazar	North							
		Centre	3.76	9.46	36.81	49.96	0.62	12,762	
		South							
	Norte de Santander	Tasajero	East	2.84	10.17	34.82	52.18	0.85	13,326
West			2.56	7.65	33.67	56.12	0.85	13,925	
South			2.42	17.10	34.59	45.89	0.89	12,291	
Zulia-Chinácota		Zulia Sur	3.36	11.90	35.29	49.45	1.27	12,967	
		Santiago		2.71	5.95	30.55	60.80	0.71	14,153
				8.33	17.06	28.67	47.33	0.62	9,911
		San Cayetano		2.02	12.12	26.66	59.20	1.43	13,324
				2.17	18.05	36.61	43.17	0.78	11,410
		San Pedro		2.53	11.30	35.63	50.54	0.81	13,290
				2.69	14.88	38.49	43.94	0.83	12,436
Villa del Rosario			2.74	7.50	36.70	53.06	0.70	13,588	
			3.67	9.18	37.57	49.59	0.95	12,602	
			4.31	8.64	39.17	47.88	0.95	12,316	
Catatumbo	Zulia Norte-Sardinata	3.67	9.18	37.57	49.59	0.95	12,602		
	El Carmen	4.31	8.64	39.17	47.88	0.95	12,316		
Llanura Amazónica	Leticia		10.39	30.89	36.09	22.63	3.67	6,662	

Table 6-2. Colombian coal-bearing provinces with their classification into areas and sectors, Key: Cz- ash (%), MV - volatile material (%), CF fixed carbon, St - sulphur content and PC - calorific power, modified from (INGEOMINAS, 2004).

6.1.5.2 Geology

Chronostratigraphically, there is a broad range of ages within which the most significant accumulations of coal developed: Maastrichtian-Upper Oligocene, Albian-Cenomanian and Cretaceous (INGEOMINAS, 2004). Table 6-3 gives a summary of the main coal-bearing formations in Colombia.

Formation	Age	Area
Cerrejón	Eocene	La Guajira
Los Cuervos	Paleocene - Lower Eocene	El Cesar, Norte de Santander and western Santander
Guaduas	Upper Maastrichtian - Paleocene	Cundinamarca and Boyacá
Umir	Campanian - Maastrichtian	Western Cundinamarca, Boyacá and Santander
Cerrito	Miocene - Pliocene	Córdoba and northern Antioquia
Amagá	Upper Oligocene - Lower Miocene	Caldas, Antioquia and Córdoba
Guachinte and Ferreira	Eocene - Oligocene	Valle del Cauca and Cauca
Floresanto and Maralú	Oligocene - Lower Miocene	Antioquian Urabá
Ciénaga de Oro	Oligocene	Córdoba
Tarazá	Oligocene	Northern Antioquia
Pepino – the middle	Oligocene	Putumayo
Carbonera	Upper Eocene - Lower to Middle Oligocene	Norte de Santander
San Fernando	Upper Eocene - Lower Oligocene	The fringe of the Eastern Llanos
Margua	Middle to Upper Eocene	The fringe of the Eastern Llanos
Socha	Paleocene	Eastern Boyacá
Clays of El Limbo and Limbo	Paleocene – Middle Eocene	The fringe of the Eastern Llanos
Catatumbo and Mito Juan	Upper Maastrichtian	Santander and Norte de Santander
Grupo Palmichal	Upper Maastrichtian - Upper Paleocene	The fringe of the Eastern Llanos
Seca	Maastrichtian	Southern and western Cundinamarca
Córdoba	Maastrichtian	Eastern Cundinamarca and south-eastern Boyacá
Chipaqué	Cenomanian	Localities in Cundinamarca
Une	Albian	Meta and Boyacá
Caballos	Albian	Huila and Tolima

Table 6-3. The most important coal-bearing units in Colombia (INGEOMINAS, 2004).

6.1.5.3 Coal reserves and resources

Table 6-4 gives measured, indicated, inferred and hypothetical resources and reserves and their potential for each coal-bearing area in Colombia.

Part of Colombia	Area	Resources plus reserves			Resources	Potential (YTF)
		Measured	Indicated	Inferred	Hypothetical	
La Guajira	Cerrejón Norte	3,000.00				3,000.00
	Cerrejón Central	670				670.00
	Cerrejón Sur	263.3	448.86	127.50	27.16	866.82
	Total	3,933.30	448.86	127.50	27.16	4,536.82
Cesar	La Loma	1,777.10	1,563.98	1,963.18	993.50	6,297.76
	La Jagua de Ibirico	258.30				258.30
	Total	2,035.40	1,563.98	1,963.18	993.50	6,556.06
Córdoba - Norte de Antioquia	Alto San Jorge	381.00	341.00			722.00
	Total	381.00	341.00			722.00
Antioquia-Antiguo Caldas	Venecia-Fredonia	8.94	40.14	16.87		65.95
	Amagá-Angelópolis	11.84	63.64	92.33	25.38	193.19
	Venecia-Bolombolo	57.95	84.80	18.75		161.50
	Titiribí	11.33	37.25	4.45	1.07	54.10
	Total	90.06	225.83	132.40	26.45	474.74
Valle del Cauca - Cauca	Yumbo-Asnazú	30.7	56.42	47.49	10.98	145.59
	Río Dinde-Quebrada Honda	4.37	16.66	19.69		40.72
	Mosquera-El Hoyo	6.38	19.06	30.72		56.16
	Total	41.45	92.14	97.9	10.98	242.47
Cundinamarca	Jerusalen-Guataquí	1.81	5.73	5.28	3.23	16.05
	Guaduas-Caparrapí	6.76	32.68	21.36	0.91	61.71

	San Francisco-Subachoque-La Pradera	11.35	48.2	60.89	6.46	126.9
	Guatavita-Sesquilé-Chocóntá	21.9	64.31	106.88	10.14	203.23
	Tabio-Río Frío-Carmen de Carupa	19.43	55.82	54.84	24.78	154.87
	Checua- Lenguazaque	140.42	345.44	210.66	16.25	712.77
	Suesca-Albarracín	32.92	87.71	68.90		189.53
	Zipaquirá-Neusa	1.64	4.96	10.41		17.01
	Total	236.23	644.85	539.22	61.77	1,482.07
Boyacá	Checua- Lenguazaque	35.69	129.87	115.84		281.4
	Suesca-Albarracín	7.81	43.29	106.26		157.36
	Tunja-Paipa-Duitama	24.03	97.21	171.41		292.65
	Sogamoso-Jericó	102.84	412.25	473.71		988.8
	Total	170.37	682.62	867.22		1,720.21
Santander	San Luis	56.08	108.64	123.44		288.16
	Capitanejo-San Miguel		18	1.43		19.43
	Miranda		5.49			5.49
	Molagavita		7.95			7.95
	Páramo del Almorzadero		118.24	24.37		142.61
	Total	56.08	258.32	149.24		463.64
Norte de Santander	Chitagá	0.66	1.98	7.4		10.04
	Mutiscua-Cácuta	1.56	0.66	0.16		2.38
	Pamplona-Pamplonita	2.79	6.25	4.83		13.87
	Herrán-Toledo	4.78	14.63	9.17		28.58
	Salazar	7.71	15.5	5.8		29.01
	Tasajero	14.18	29.51	50.23		93.92
	Zulia-Chinácota	40.05	124.15	103.2		267.4
	Catatumbo	47.96	121.66	179.98		349.59
	Total	119.69	314.34	360.77		794.79
Total		7,063.58	4,571.94	4,237.43	1,119.86	16,992

Table 6-4. Coal resources and reserves in Colombia in millions of tons (INGEOMINAS, 2004).

6.2 Data and hypotheses

6.2.1 International data

The set of compiled data attached as part of this document in a file labelled “Appendix 6-2 – CBM database Alberta - Canada.xlsx” consists of 1,511 samples from deposits distributed throughout the coal-bearing basins of Alberta in Canada. This information has been used for estimating the distribution of in-situ gas content (G_C).

6.2.2 National data

The compiled set of data attached as part of this document in a file labelled “Appendix – Colombian CBM database.xlsx” (Appendix 6-3) contains the information used for calculating the CBM potential, thickness, density and mapped coal-bearing areas, the results of each statistical analysis for areas having little or no information available and the information used for estimating the distributions of in-situ gas (G_C) content.

6.2.3 Hypotheses

Effective CBM potential in Colombian basins was evaluated in line with the following hypotheses:

6.2.3.1 Hypotheses 1

Areas having CBM in Colombian sedimentary basins are represented by areas identified on the available cartography regarding coal (i.e. INGEOMINAS, 2004).

6.2.3.2 Hypotheses 2

Values regarding thickness, density and other properties in all coal-bearing provinces are considered to be representative of the values expected for the sedimentary basins in which they are located.

6.2.3.3 Hypotheses 3

Gas concentration (G_c) for areas having effective CBM potential per basin in Colombia may be estimated in line with some of the following scenarios:

- Evaluation Scenario 1: pattern for coal-bearing basins in Alberta, Canada
- Evaluation Scenario 2: G_c pattern expected for Colombian basins (UPTC, 2010)
- Evaluation Scenario 3: G_c pattern obtained from pithead field data (UPTC, 2010).

6.3 Methodology

Coalbed methane potential in Colombia was estimated by means of Equation 6-1:

$$G = 1 \cdot 10^{-9} * A * h * \rho_b * G_c \quad (6-1)$$

G: in situ gas (Bcf)

A: drainage area (m²)

h: deposit thickness (m)

ρ_b : apparent average coal density (g/cm³)

G_c: gas concentration (ft³/ton)

The following steps were followed when estimating CBM for all Colombian sedimentary basins:

- Outcrop areas were extracted from the polygons representing coal-bearing formations of interest. These polygons were contoured showing mining conditions, geological and/or structural contacts, changes of thickness, geological certainty and local characteristics such as municipal limits, rural areas or mining blocks of relevance for a particular sector:
 - ✓ Polygons were drawn from Colombian Geological Service information (INGEOMINAS, 2004), digitalising all coal manifestations recorded in Colombian coal-bearing areas, regardless of their condition regarding other study variables in Equation 6-1;
 - ✓ The polygons were discretised by geological unit, province, area and coal-bearing block for each basin.

- Coal-bearing levels' thickness and density were obtained from stratigraphic columns, levels reported in mines and data inferred regarding outcrops registered by INGEOMINAS (2004). Only coal-bearing levels of up to a maximum 300 m sequence thickness was established for evaluating the CBM resources:
 - ✓ Thickness and density were discretised regarding the polygons by geological unit, province, area and coal-bearing block for each basin;
 - ✓ Known data regarding density and thickness by block or province was statistically analysed. Values were assigned to non-producing areas having coal manifestations according to the analysis of producing areas;
 - ✓ A zero thickness value was assigned for mapped areas regarding formations considered as being coal-bearing but for which no coal manifestations had been reported;
 - ✓ A database was produced with the information from the thickness and density polygons for the areas having coal manifestations for Colombia (Appendix 6-3);
 - ✓ Distributions were found for G_c from the proposed hypotheses describing three different scenarios; and
 - ✓ Monte Carlo simulations were then used with equation 6-1 for calculating in situ gas by assuming thickness, area, density as constants and gas concentration (G_c) as random values.
- CBM resources were then evaluated in all three proposed scenarios.

6.4 Results

Statistical analysis of some of the variables in equation 6-1 led to ascertaining their representativity and identifying the distribution of probability best fitting the data. Such tests led to ascertaining the degree of certainty (probability), i.e. whether there were greater deviations. Specific values were determined for such equation's other parameters and it was not necessary to associate any statistical distribution with their pattern.

6.4.1 Drainage area

The study took all the areas reported as having cartographic information available for coal into account into account. Table 6-5 gives the values considered per basin.

Basin	Area (km ²)
Amagá	159.39
Non-prospective areas	2,811.15
Caguán - Putumayo	1,517.23
Catatumbo	793.09
Cauca - Patía,	279.12
Cesar - Ranchería	499.39
The Eastern Cordillera	3,434.02
Guajira	17.42
The Eastern Llanos	188.35
Sinú - San Jacinto,	4,962.37
The Lower Magdalena Valley	938.66
The Middle Magdalena Valley	1,525.13
The Upper Magdalena Valley	585.96
Vaupés Amazonas	5,854.03

Table 6-5. Coal-bearing areas per basin. Some coal-bearing areas were found which were outside the limits defined by ANH for Colombian basins; these were located in non-prospective areas according to ANH's definition for such areas.

6.4.2 Deposit thickness

The thickness considered in each polygon (contoured by geological unit, province, area, and coal-bearing block for each basin) is given in the file attached as Appendix 6-3. Thickness could be considered as being a deterministic variable from such information. Distribution functions were defined from the most genetically apt data in areas having cartographic information but lacking thickness referents. Table 6-6 gives the results of the statistical analysis for this variable.

Estimated parameters					Goodness-of-fit test				
\hat{x}	Confidence interval		\hat{y}	Confidence interval		Null hypothesis	P	Statistical value	G.L
0.84	0.73	0.95	1.65	1.58	1.74	Was not rejected	M.B.	12.6	0

Table 6-6. Lognormal distribution fit parameters and goodness-of-fit test results applied to the thickness data used in estimating CBM. Estimated parameters \hat{x} and \hat{y} are lognormal distribution regarding the mean and standard deviation, respectively. M.B refers to very low probability of the null hypothesis being accepted or rejected.

6.4.3 Average apparent density of coal

The same as thickness values were applied in equation 6-1, density values were applied in each polygon where the value was reported for this parameter. This data also led to identifying a distribution function which could then be used for areas lacking density data. Table 6-7 gives the results for the best fit and pertinent goodness-of-fit tests.

Estimated parameters					Goodness-of-fit test				
\hat{x}	Confidence interval		\hat{y}	Confidence interval		Null hypothesis	P	Statistical value	G.L
0.29	0.29	0.30	0.04	0.04	0.04	Was not rejected	M.B.	51.6	0

Table 6-7. Lognormal distribution fit parameters and goodness-of-fit test results applied to the density data used in estimating CBM.

Estimated thickness and density distributions were thus used for the Eastern Llanos, Vaupés in the Amazonas and Caguán in Putumayo basins and for some blocks in the Eastern Cordillera and the Upper Magdalena Valley.

6.4.4 Gas concentration (G_c)

6.4.4.1 Scenario 1

G_c was estimated by correlating information regarding coal-bearing basins in Alberta, Canada (Appendix 6-2), considering their similarity with Colombian basins. A gamma-type distribution gave the best fit according to statistical analysis (Table 6-8).

Estimated parameters					Goodness-of-fit test				
\hat{x}	Confidence interval		\hat{y}	Confidence interval		Null hypothesis	P	Statistical value	G.L
0.92	N/R	N/R	139.6	N/R	N/R	Was not rejected	M.B.	36.9	0

Table 6-8. . Gamma distribution fit parameters and goodness-of-fit test results applied to the gas concentration data used in estimating CBM in Scenario 1. Estimated \hat{x} and \hat{y} are Gamma distribution regarding form and scale parameters.

6.4.4.2 Scenario 2

The UPTC (2010) has proposed a range of G_C obtained by means of canister desorption tests, this also being supported by information from basins around the world and by estimates for producing methane from different types of coal. Such average range is moderate (60-100 ft³/ton) and weights all Colombian coal at a maximum depth of 300 m (Figure 6-4). Table 6-9 gives some of the results which UPTC (2010) obtained for the samples analysed. A uniform G_C distribution was selected in this scenario according to the nature of the UPTC data (2010).

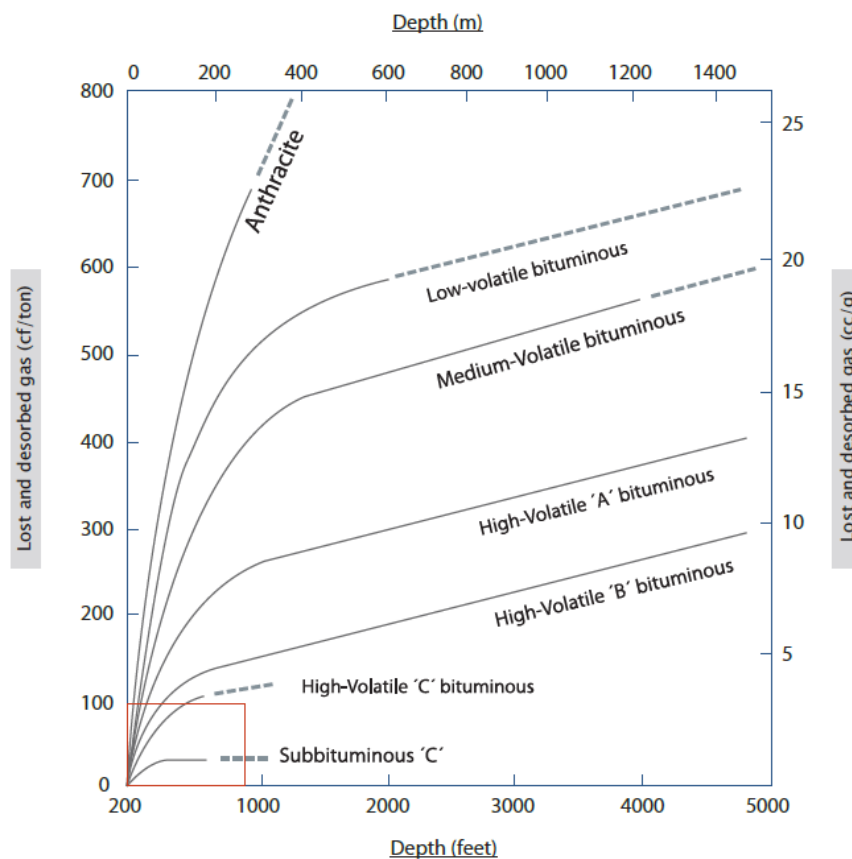


Figure 6-4. Estimating maximum methane production regarding type of coal and depth. Modified from Eddy et al. (1982).

Parameter	Range
Permeability	0.5 – 50.0mD
Porosity	5 – 12 %
Range of coal	High-volatile bituminous B – sub-bituminous A
Coal thickness x strata	30 cm – 2 m
Net thickness	6 – 8 m
Expected gas concentration	60-100 foot ³ /ton

Table 6-9. Values for some parameters analysed regarding pithead coal samples in Boyaca. (UPTC, 2010).

6.4.4.3 Scenario 3

The values reported by the UPTC (2010) were very low, being obtained from pithead samples. Such information could reflect altered strata as a consequence of mining activity in the exploitation front from which the samples were extracted.

A triangular Gc distribution having extreme and average data regarding pithead Gc pattern was estimated from these observations, associated with Gc pithead pattern (Table 5-10).

Parameter	Value (ft ³ /ton)
Minimum	0.29
Most probable	1.90
Maximum	1.14

Table 6-10. Estimated parameters for gas concentration used in calculating the CBM. A triangular distribution was assumed.

6.4.5 CBM in Colombia

Using the Monte Carlo method for evaluating resources the coalbed methane (CBM) for Colombian basins, according to the assumed hypotheses and equation 6-1 in this document, led to the following results for the three scenarios considered here (Tables 6-11, 6-12 and 6-13. These have already been affected by the environmental factors listed in Table 2-1. Figure 6-5 gives the results for Scenario 2 and Figure 6-6 compares them to estimates for other countries.

Basin	P ₁₀	P ₅₀	P ₉₀
	(Bcf)	(Bcf)	(Bcf)
Amagá	516	96	4
Non-prospective areas	2,557	480	24
Caguán - Putumayo	167	31	2
Catatumbo	682	128	7
Cauca - Patía	721	135	7
Cesar - Ranchería	17,713	3,296	161
The Eastern Cordillera	4,585	867	44
Guajira	832	156	8
The Eastern Llanos and Amazonía	573	107	5
Sinú - San Jacinto	33,287	6,339	313
The Lower Magdalena Valley	252	47	2
The Middle Magdalena Valley	4,448	830	42
The Upper Magdalena Valley	11,178	2,100	107
TOTAL	77,511	14,612	725

Table 6-11. CBM in Scenario 1.

Basin	P ₁₀	P ₅₀	P ₉₀
	(Bcf)	(Bcf)	(Bcf)
Amagá	147	123	98
Non-prospective areas	721	599	480
Caguán - Putumayo	47	39	31
Catatumbo	193	161	128
Cauca - Patía	204	170	136
Cesar - Ranchería	4,994	4,160	3,327
The Eastern Cordillera	1,297	1,080	865
Guajira	233	195	156
The Eastern Llanos and Amazonía	162	135	108
Sinú - San Jacinto	9,499	7,913	6,332
The Lower Magdalena Valley	71	60	48
The Middle Magdalena Valley	1,259	1,049	840
The Upper Magdalena Valley	3,163	2,636	2,107
TOTAL	21,990	18,319	14,655

Table 6-12. CBM in Scenario 2.

Basin	P ₁₀	P ₅₀	P ₉₀
	(Bcf)	(Bcf)	(Bcf)
Amagá	2.0	1.8	1.0
Non-prospective areas	12.1	8.8	5.2
Caguán - Putumayo	0.9	0.6	0.0
Catatumbo	2.8	2.4	0.9
Cauca - Patía	3.0	2.5	1.0
Cesar - Ranchería	82.0	60.7	35.0
The Eastern Cordillera	21.4	15.8	8.9
Guajira	3.9	2.8	2.0
The Eastern Llanos and Amazonía	2.3	2.0	1.5
Sinú - San Jacinto	156.1	115.5	67.3
The Lower Magdalena Valley	1.0	0.9	1.0
The Middle Magdalena Valley	21.0	15.3	9.0
The Upper Magdalena Valley	52.0	38.4	22.3
TOTAL	360.6	267.4	155.1

Table 6-13. CBM in Scenario 3.

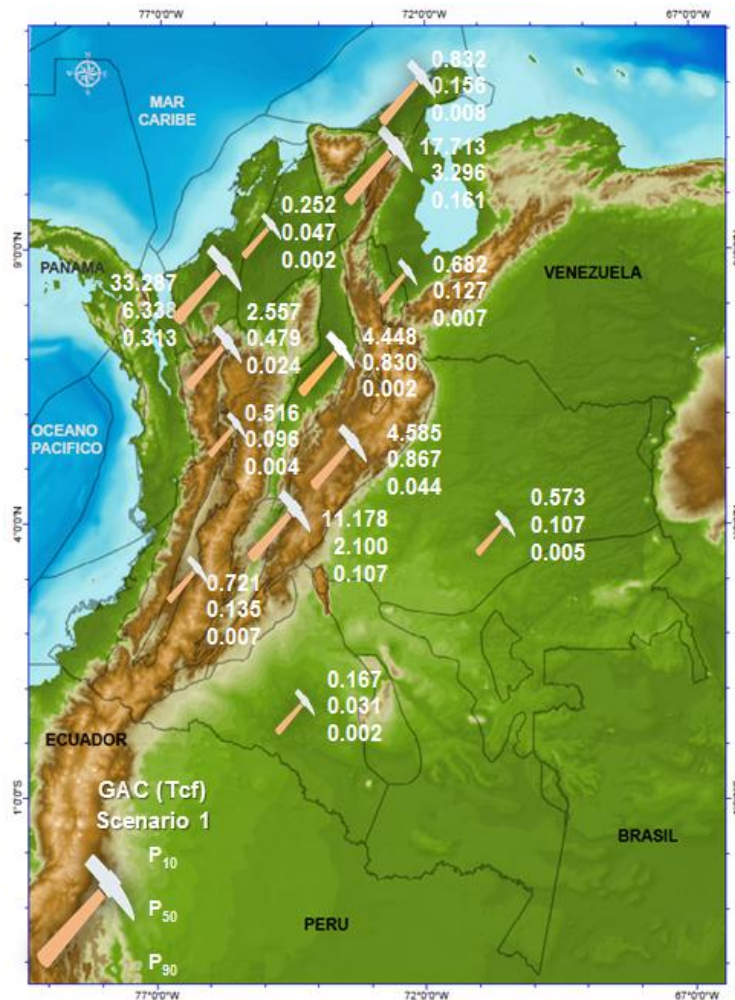


Figure 6-5. Map of CBM for Colombian basins in Scenario 1.

Evaluating total Yet-to-Find hydrocarbon volume in Colombia

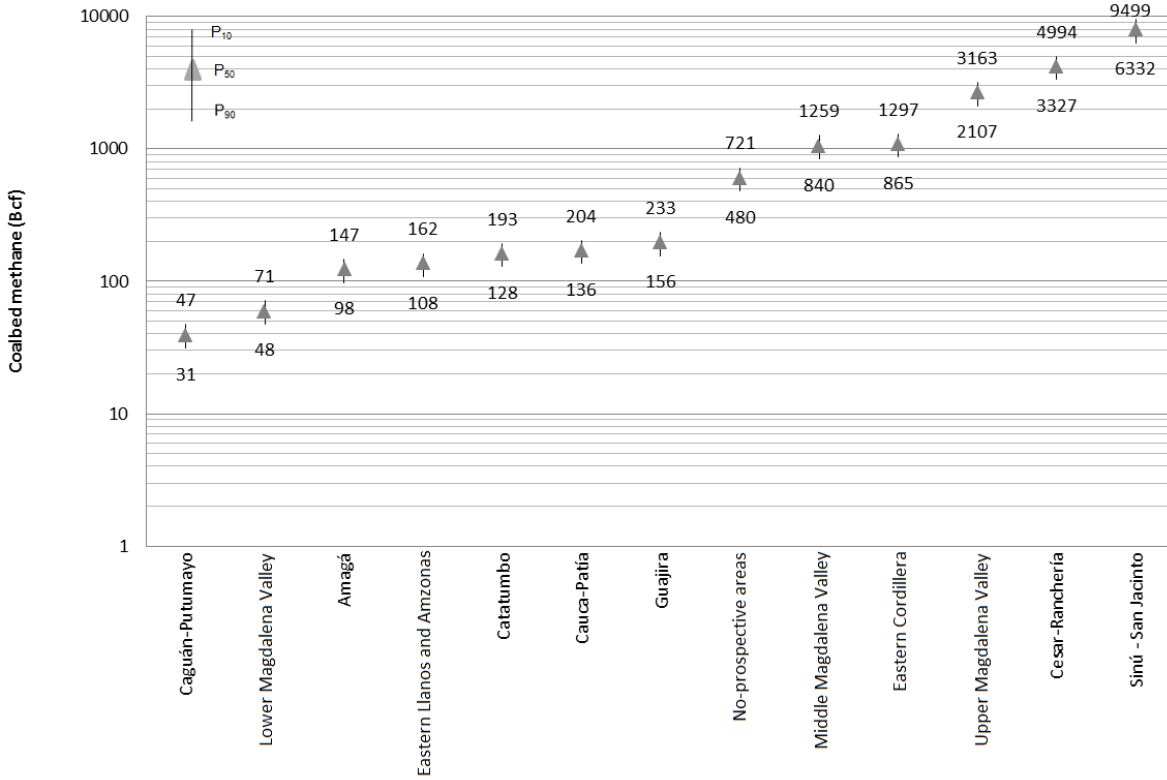


Figure 6-6. CBM for the Colombian basins in Scenario 1.

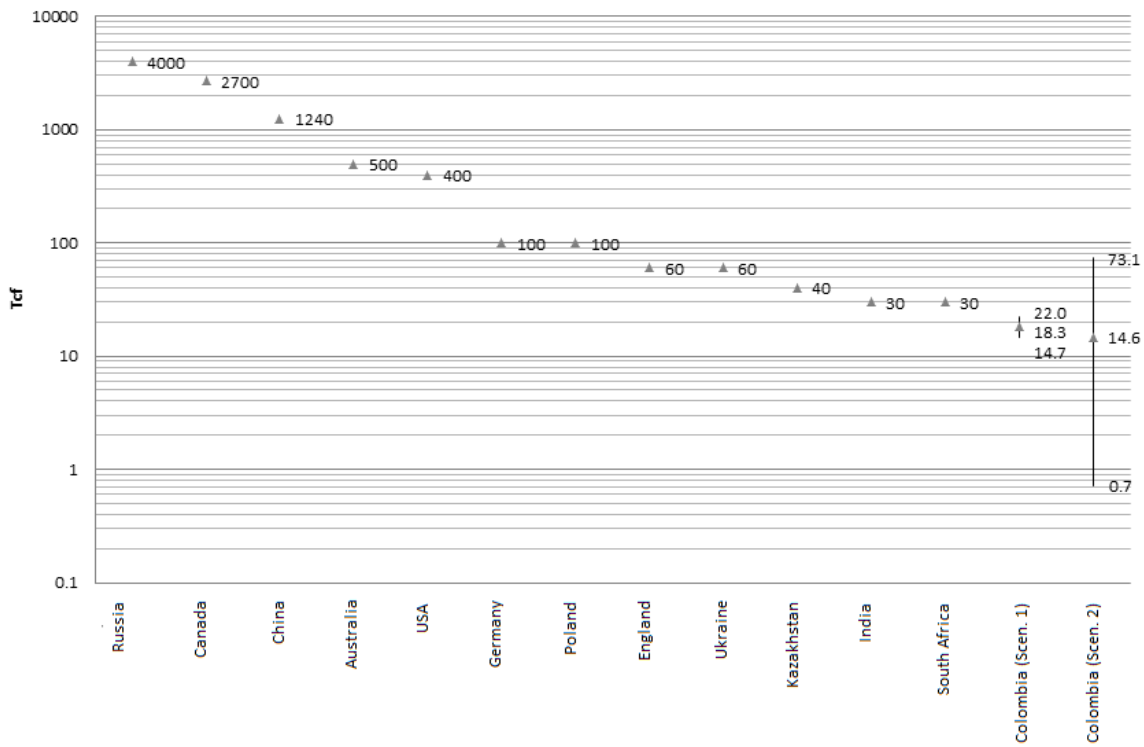


Figure 6-7. Comparing CBM in Colombia in the first two Scenarios with that for other countries.

6.5 Conclusions

- The San Jacinto basin in Sinú, Cesar - Ranchería, the Upper Magdalena Valley, The Eastern Cordillera, the Middle Magdalena Valley and the Guajira basins has the greatest resources of CBM;
- P₅₀ values for the three scenarios were 18,319.0, 14,612.0 and 267.4 Bcf. The last value was most improbable given that the G_c values measured for coal mine exploitation underestimate resources CBM production. Such data, however, could be used as reference for industrial safety; and
- The CBM resources estimated in this work (14,612-18,319 Bcf) were comparable with values estimated by D. Little (2008); (17,800 Bcf).

6.6 Bibliography

Beaton, A. (2003). Production potential of coalbed methane resources in Alberta. Alberta Geological Survey, Alberta Energy and Utilities Board, Alberta.

Beaton, A., Pana, C., Chen, D., Wynne, D., & Langenberg, C. W. (2002). Coalbed methane potential of Upper Cretaceous - tertiary strata, Alberta Plains. Alberta Geological Survey, Alberta Energy and Utilities Board, Alberta.

INGEOMINAS. (2004). El carbón Colombiano: recursos, reservas y calidad. Bogota.

Ortega, J. (2008). Reservorios de gas asociado al carbon (CBM). Contacto SPE(30), 8-11.

Rottenfusser, B., Langenberg, W., Mandryk, G., Richardson, R., Fildes, B., Olic, J., et al. (2002). Regional evaluation of the coalbed methane potential in the plains and foothills of Alberta, stratigraphy and rank study (digital version). Alberta G. S., A. Energy and Utilities Board, Alberta.

Stach, E. (1982). Stach's Textbook of Coal Petrology. Berlin: Borntraeger.

Tonnsen, R. R., & Miskimins, J. L. (2010). A conventional look at an unconventional reservoir: coalbed methane production potential in deep environments. Search and Discoveries(80122), 5.

UPTC. (2010). Mediciones de gas metano asociado al carbón mediante pruebas de desorción con canister. Tunja: Universidad Pedagógica and Tecnológica de Colombia.

Wynne, D., & Beaton, A. (2003). Alberta Geological Survey. Visited on the 4th of March 2011: CBM - Coal Database for the Alberta Plains Area: http://www.ags.gov.ab.ca/publications/abstracts/DIG_2003_0001.html

6.7 Appendixes

Digital files in the ANH'S Document Center:

- ✓ "Áreas carboníferas por cuenca.klm"
- ✓ "Base de Datos GAC Alberta - Canadá.xlsx"
- ✓ "Base de Datos GAC Colombia.xlsx"

7 TAR SANDS

7.1 General comments

The organic material present in the subsoil may become submitted to alteration such as maturing or degradation; maturing involves its thermal transformation and degradation involves chemical changes produced by bacterial activity or washing by water (Chillingarian & Yen, 1978).

Maturing leads to an increase in saturated hydrocarbons (HC) and a reduction in NSO compounds (involving nitrogen, sulphur and oxygen). Degradation, on the other hand, leads to a reduction in saturated HC content, especially n-paraffin and increased NSO and asphaltenes (Figure 7-1).

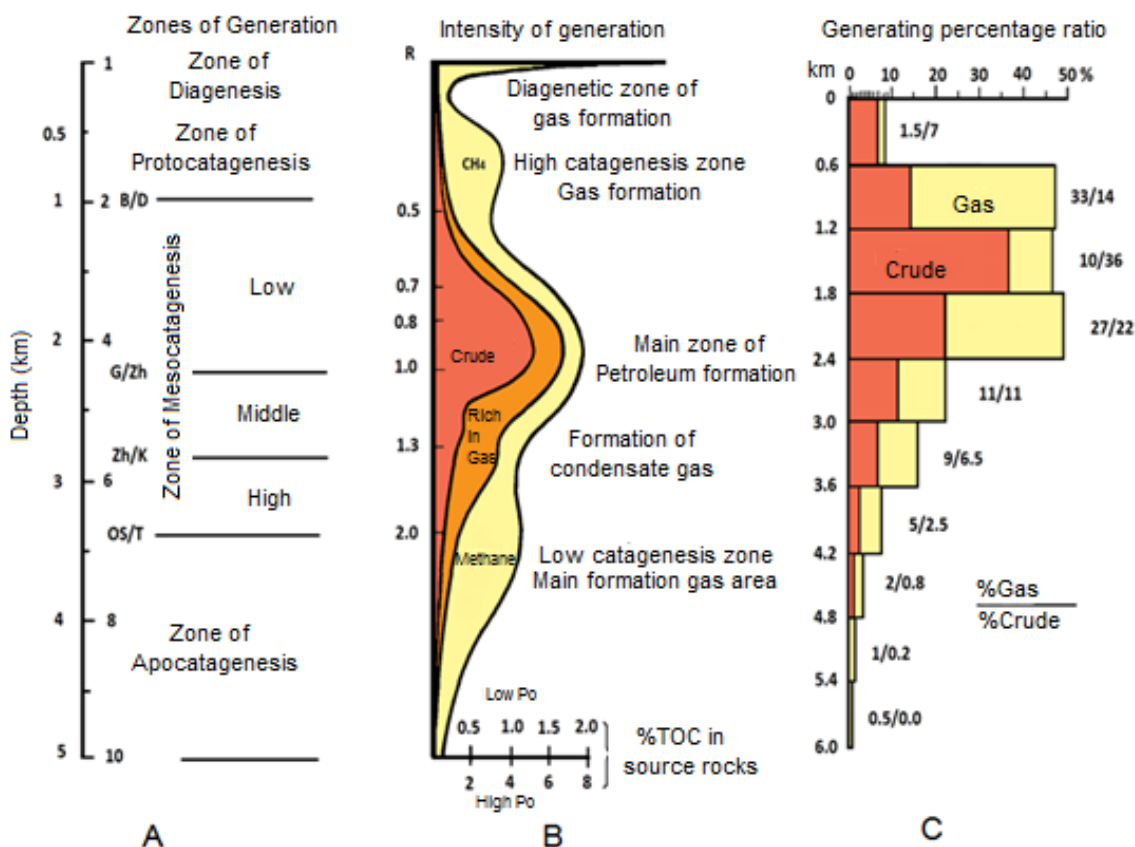


Figure 7-1. Diagram of gas and oil generation from organic material during lithogenesis. A) Shows production areas regarding depth; the letters in each area indicate the coal ranges used as catagenesis stage indicators (D – sub-bituminous to bituminous having abundant volatile matter, C, G – bituminous having abundant volatile matter, C to B, Zh – bituminous with abundant volatile matter, K – bituminous having intermediate volatile matter, OS – bituminous having intermediate to low-volatile matter, T – bituminous having low- anthracitic volatile matter). B) Gas and oil generation intensity regarding vitrinite reflectance where Po is source-rock from the H/C ratio. C) is the percent ratio for gas and oil generation regarding depth (modified from Chillingarian and Yen, 1978).

7.1.1 Bitumens

Organic material in bituminous substances has been considered to be residue from organic life occurring in the form of viscous impregnations in sand, limonites, shale and carbonates (dolomites and limestones). It could be said that kerogen (the insoluble organic material incorporated in source-rock sediments) consists of small units which are similar to asphaltic bitumens and thus lead to describing bitumens as low-mature (or extremely degraded) hydrocarbons.



Figure 7-2. Bitumen outcrop in the Middle Magdalena Valley, sector between Honda and Norcasia.

Bituminous substances vary from liquid petroleum to heavy crude oil, from viscous asphalts to solid asphaltites and asphaltic pyrobitumens. The types of organic compounds which can be extracted by solvents (especially when the solvent is carbon dioxide) are called bitumens (Figure 7-2). Actually, the amount of these bitumens is low compared to the large amount of insoluble kerogenic material which remains in the rock (Chillingarian & Yen, 1978).

Properties such as viscosity and n-paraffin (n-alkane) content can indicate whether the bitumen is a residue from low level thermal maturing or degradation.

7.1.2 Asphalts

Asphalt represents a compound material containing asphaltenes, waxes and resins. These can be converted into asphaltites or asphaltides during meteorisation and metamorphism. Deposits of this type as such are not the product of biodegradation; their formation is due to the incompatibility of two simultaneously produced liquid phases: light paraffin and asphaltene during thermal processes, such as normal maturing. Such phases cannot coexist and the asphaltenic phase becomes separated from the liquid phase (Chillingarian & Yen, 1978).

In terms of hydrocarbon type, conventional oil contains 30% paraffin, 50% naphthene, 15% aromatic and 5% asphalt hydrocarbons (Figure 7-3). Asphalts are also produced as direct residues from the distillation of conventional oil, thermal fragmentation and thinning or the oxidation of crude residues by exposure to the air (Chillingarian & Yen, 1978).

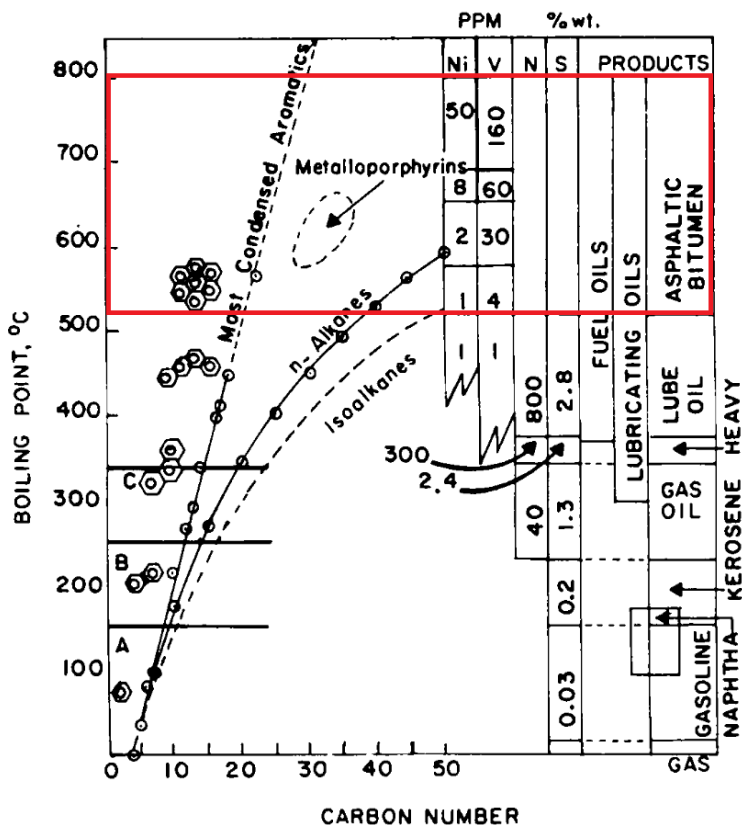


Figure 7-3. The ratio between boiling point and the number of carbons for pure hydrocarbons (left), and the composition of several petroleum fractions (right). Red square corresponds to area of Asphaltic bitumen. Modified from Chillingarian & Yen (1978).

7.1.3 Tar sands

The term tar sands (even though being inappropriate, since tar refers to a substance produced by destructive distillation) attempts to group bitumen-bearing sedimentary rocks (whether consolidated or not), consisting of highly viscous solids or semisolid hydrocarbons.

Even though tar sands' hydrocarbons are extremely viscous, their synthesis is relatively simple and leads to conventional light oil being obtained. Traditional processes can be modified in refineries for treating these types of substances.

7.1.4 Classifying tar sands

The classification of asphalts and bitumens' physical properties remains ambiguous. Viscosity is variable in each type of compound; the H/C ratio becomes reduced when ranging from natural gas and conventional oil to asphalts and then to kerogen, but this is not a weighty parameter for differentiating them. Environmental factors determine how this is done, whether by degradation (e.g. oxidation, bacteria, being washed by water) or maturing, allowing such ambiguity to be resolved. Figure 7-4 shows a conventional classification.

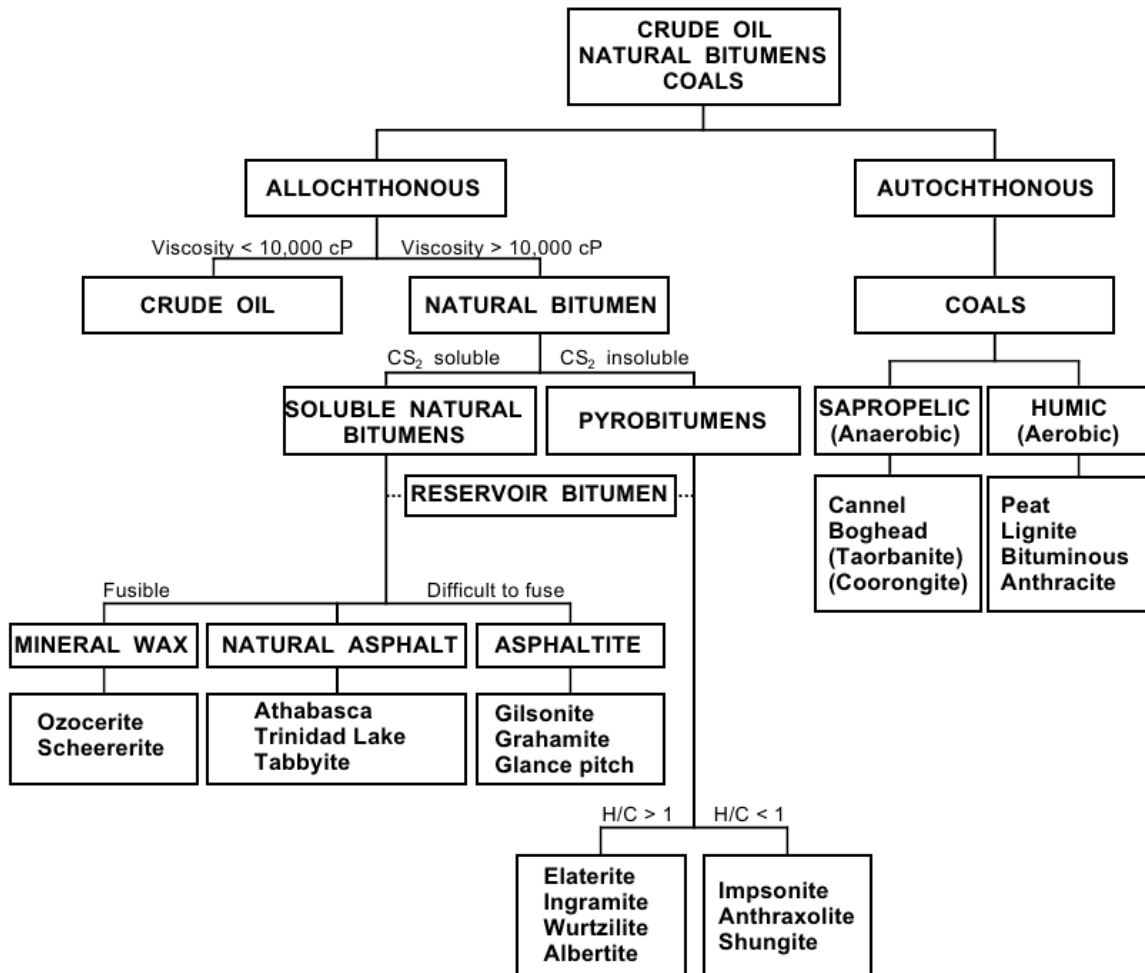


Figure 7-4. Classification of bituminous substances, from Meyer & Witt (1990).

Geologically, tar sands deposits may be broadly classified into two members: large updip deposits just below the surface of the water on the edge of foreland basins and small- and medium-sized deposits associated with loss of seal rock integrity. Both types are usually linked to faults and unconformity and can also be associated with oozes, springs, tufa deposits and mud volcanoes.

Tar sands deposits often occur on the surface or at depths just below the surface (<200 m) where hydrocarbon deposits come into contact with the atmosphere, surface aquifers or surface water (Chillingarian & Yen, 1978).

7.1.5 The nature of the impregnation

- Asphaltic arenites: are mainly presented in strata a few metres wide, having high clay or fine sand content. The amount of bituminous material in rock ranges from 3% to 15%, having penetration at temperatures above 15.6°C. The main deposits of this type are found in Canada (i.e. Athabasca) and Venezuela (Chillingarian & Yen, 1978);
- Asphalt having an appreciable amount of inert and organic materials: 36% mineral concentration and 54% bitumen, with 10% water and organic material. There are deposits of this type in Trinidad, off the coast of Venezuela (Chillingarian & Yen, 1978); and
- Asphaltites: naturally-occurring complex hydrocarbons, where bitumen percentage is around 90% (Chillingarian & Yen, 1978).

7.1.6 Tar sand accumulation in Colombia

During phases involving multiple hydrocarbon production and expulsion from basins, large volumes migrated towards their margins, leading to the accumulation of heavy crude oil at relatively superficial depths on the Eastern Llanos and in Putumayo. Large areas of tar sands (bitumens, asphalts, etc) were also formed as hydrocarbons migrated, reached the surface and became exposed to biodegradation and evaporation. Such deposits extend from Florencia all along the front of the mountains as far as San Vicente and cross La Macarena until reaching the southern part of the Llanos basin (Figures 7-5 and 7-6).

The manifestations are mainly found in the Eastern Cordillera area, in the Boyacá, Santander and Cundinamarca departments and their respective piedmont areas, in both the Upper and Middle Magdalena Valley, Putumayo (the Garzón massif) and parts of Meta (La Macarena) and Casanare.

Bitumen deposits are usually found in Cretaceous (Guadalupe, Guaduas, La Luna, Villeta, Une and Chipaque), Palaeogene and Neogene units (Picacho, Socha and Cacho) and some Quaternary deposits associated with active oozes and exhumed deposits where the light fraction escaped. Lithologically, they are found in medium-grained arenites to conglomeratic facies and, to a lesser extent, in siliceous limonites to carbon-bearing shale and schist. Table 7-1 shows some geochemical parameters regarding manifestations in Colombia.

	Tuta Boyaca	Velez Santander	Chaparral Tolima	San Jose Guaviare	Tado Chocó
Ash	84.44	5.01	0.55	N/R	7.26
Sulphur	0.51	0.75	3.2	0.49	N/R
Volatile material	7.76	12.31	N/R	N/R	46.77
Fixed carbon	N/R	80.72	N/R	N/R	44.9
Nickel	N/R	N/R	185	12.8	N/R
Vanadium	N/R	N/R	89	N/R	N/R
Iron	N/R	N/R	N/R	0.22	N/R

Table 7-1. Chemical parameters regarding some tar sands manifestations in Colombia, taken from INGEOMINAS reports (see associated bibliography). N/R not recorded.



Figure 7-5. Asphalt outcrop, La Cristal rural area - San José del Guaviare, taken from Duque (2002).

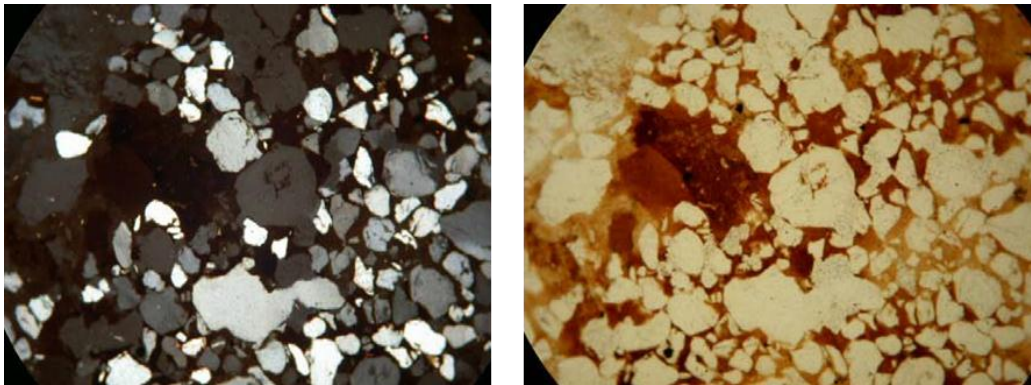


Figure 7-6. Thin sections of asphaltic sample from La Cristal rural area - San José del Guaviare. A. crossed Nicols (x 25) and B. parallel Nicols (x 25), taken from Duque (2002).

7.1.7 Extraction in Colombia

Information regarding bitumen exploitation has been available since the beginning of the 20th century. For example, 1928 reports mention an analysis of their quality in Boyacá and Cundinamarca (Grosse, 1928). Later studies dealt with the Colombian Cretaceous period and the inventory of manifestations. The Colombian Geological Service (Servicio Geológico Nacional) made a national mining inventory during the 1940s which identified and sampled occurrences in other departments (Instituto Geológico Nacional, 1948).

Currently, the Colombian Geology and Mining Institute (Instituto Colombiano de Geología and Minería - INGEOMINAS) has catalogued asphalts (Table 6-2), using the Official Classification of Minerals in Colombia (Colombian Ministry of Mines and Energy, 2003). Exploration and exploitation licences are granted according to the Mining Code and regulations laid down by the Ministry of Mines and Energy, the Ministry of the Environment and autonomous corporations monitoring the environmental impact of mining/farming techniques on each region.

Official classification of minerals (INGEOMINAS)			
Group	153 Sandstones, conglomerates, sands, boulders, gravels, crushed sandstone, split or crushed rock or stones, bitumen and natural asphalts		
Class	1533 Bitumen and natural asphalts		
Subclass	1533000	1533001	153300
Title	Bitumen and natural asphalt; asphaltites asphaltic and rocks.	Natural asphalt or asphaltites.	All other asphaltic rocks (except for subclass 2030).
Unit	ton	ton	ton
CIU rev. 3 A.C.	1490		
Harmonised system	2714.90		
CIU DANE		29091200	

Table 7-2. Official classification of minerals - bitumen and natural asphalt (Ministry of Mines and Energy, Sistema Nacional de Información Minero Colombiano-SIMCO, 2003).

7.1.8 Tar sand accumulations throughout the world

There are large deposits around the world; the main reserves are located in Canada (Athabasca) and Venezuela (Faja del Orinoco), each having reserves almost equal to the reserves of conventional crude in the rest of the world. Tar sand reserves could represent up to two thirds of crude from hydrocarbons, accounting for around 3.6 trillion barrels of recoverable oil compared to 1.75 trillion barrels in the world for conventional oil (Dyner, 2010). The map in Figure 7-7 and Table 7-3 show the main tar sand deposits in the world.

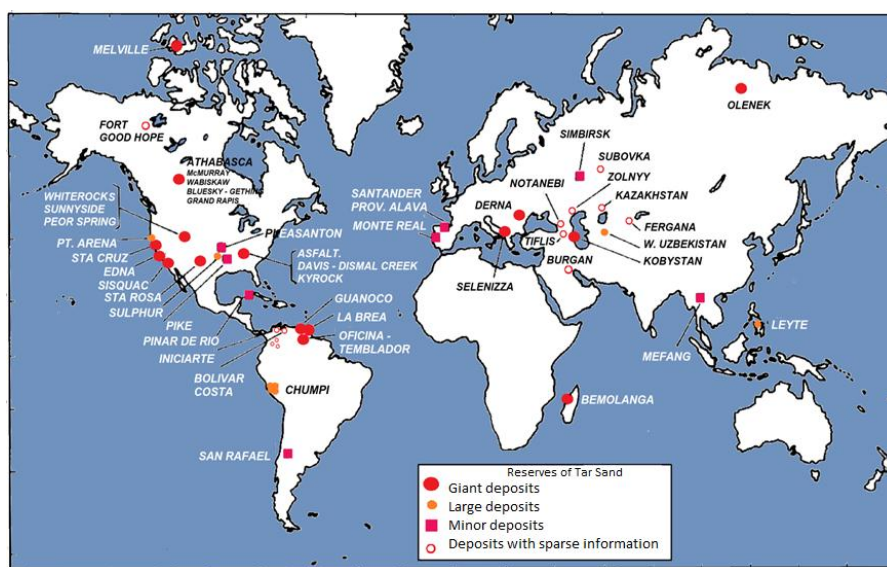


Figure 7-7. Main tar sand deposits around the world modified from Chillingarian & Yen (1978).

Evaluating total Yet-to-Find hydrocarbon volume in Colombia

Country	Deposit	Reservoir rock age	Area	Thickness			Bitumen		
			(ha)	Sq. mi	ft	Average	Sat. (wt%)	°API 60°F	(%) Sulphur
Canada	McMurray - Wabiskaw, Alberta		2,326,942	9,000	0-300	175
	Bluesky - Gething, Alberta		485,623	1,875	0-400	
	Grand Rapids, Alberta		445,154	1,625	400	280
	Total "Athabasca" tar sands	L. Cretaceous	3,237,485	12,500		150	2-18	10.5	4.5
	Melville Island N.W.T	Triassic	?	?	60-80		?-16	10	0.9 - 2.2
Eastern Venezuela	Oficina - Temblador tar belt	Oligocene	2,326,942	9,000	3-10			10	
Malagasy	Bemolanga	Triassic	38,850	150	80-300	100	10		0.7
U.S.A	Asphalt Ridge, Utah	Oligocene and U. Cretaceous	4,452	...	11-254 24-200	98 100	11	8.6 - 12	0.5
	Sunnyside, Utah	U. Eocene	13,881	...	10-350		9	10 - 12	0.5
Albania	Selenizza	Mio - Pliocene	2,147	8	33-330	50	8-14	4.6 - 13.2	6.1
U.S.A	Whiterocks, Utah	Jurassic	769	3	900-1,000		10	12	0.5
	Edna, California	Mio-Pliocene	2,669	10	0-1,200	250	9-16	13	4.2
	Peor Springs, Utah	U. Eocene	702	3	1-250	34	9		
Venezuela	Guanoco	Recent (alluvial)	405	2	2, 9	4	64	8	5.9
Trinidad	La Brea	U. Miocene	51	...	0-270	135	54	1 - 2	6.0 - 8.0
U.S.A	Santa Rosa, New Mexico	Triassic	1,874	7	0-100	20	4- 8		
	Sisquoc, California	U. Pliocene	71	...	0-185	85	14- 18	4 - 8	
	Asphalt, Kentucky	Pennsylvanian	2,833	11	5-36	15	8 - 10		
Rumania	Derna	Pliocene	186	...	6- 25		15-22		0.7
U.S.S.R	Cheildag, Kazakhstan	M. Miocene	33	...		200	5 - 13		
U.S.A	Davis - Dismal Creek, Kentucky	Pennsylvanian	769	3	10- 50	15	5		
	Santa Cruz, California	Miocene	486	2	5 - 50	11	10- 12		
	Kyrook, Kentucky	Pennsylvanian	364	...	15- 40	20	6- 8		

Table 7-3. Main tar sands deposits around the world, taken from Chillingarian & Yen (1978).

7.2 Data and hypotheses

7.2.1 International database

The set of compiled data appended as part of this document in a file labelled Appendix 7-1 contains information regarding different oil sands deposits in Alberta Canada. The data contain information about wells, cores, lithological, stratigraphical and geochemical analysis as well as forms of exploration and exploitation of the resource in this region. Some of this database's contents were used when estimating tar sands potential in Colombia for establishing a comparative reference framework.

7.2.2 National (Colombian) database

The set of data so compiled appended as part of this document in a file labelled Appendix 7-2 contains the information used for calculating weighting factors per resource scenario and evaluation category, that used for evaluating the tar sands areas, the data used for estimating bitumen, thickness, density and content distribution and the results for each test of goodness of fit and correlations.

The information about tar sand occurrences in Colombia was obtained from three sources:

- The Colombian Geological Atlas (INGEOMINAS, 2007) and Mining Land Registry information concerning mining titles and requests up to 2008, as well as publications regarding mining studies, manifestations, occurrences and inventories in Colombia;
- Undergraduate theses from the Universidad Nacional de Colombia and other universities associated with asphalt manifestations in Colombia; and
- The ANH Seeps Inventory, as well as information from the Colombian Geochemical Atlas (Agencia Nacional de Hidrocarburos, 2010).

7.2.3 Hypotheses

All this information was sifted for identifying representative areas having asphalt and bitumen manifestations which were considered as evidence of areas having YTF tar sands. A weighting factor was then applied to these areas thereby reducing uncertainty regarding the effective presence of tar sands in line with the following hypotheses.

7.2.3.1 Hypothesis 1

The control points associated with tar sand manifestations, derived from available information (INGEOMINAS, ANH, Universities, etc), becomes a factor representing effective tar sands potential in Colombia; and

7.2.3.2 Hypothesis 2

Areas of representativity are derived from control points from a system for classifying resources and reserves as being either identified (measured 0-250 m, indicated 250-750 m and inferred 750–2,250 m) or tar sands resources (hypothetical 2,250-5,000 m). Figure 7-8 illustrates the scenarios which had to be evaluated;

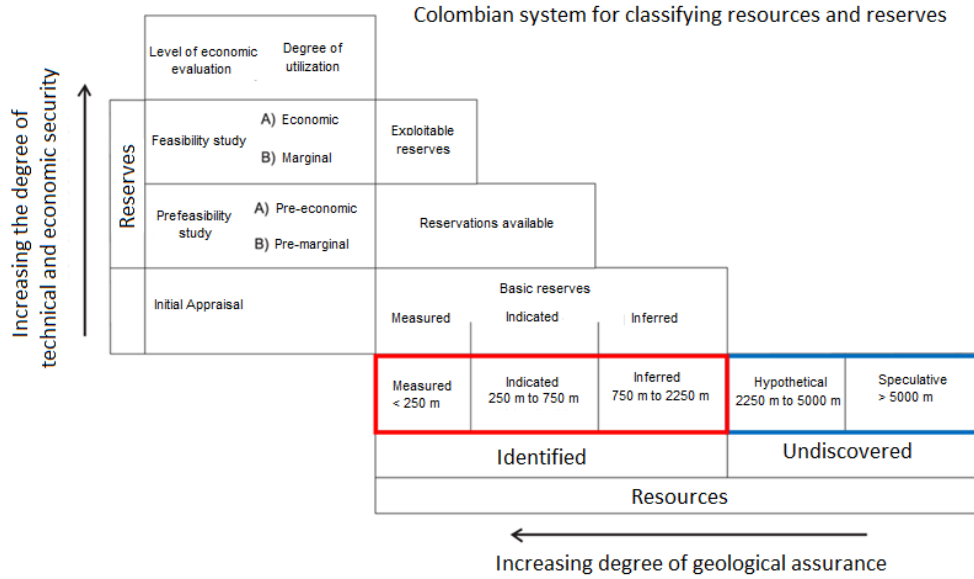


Figure 7-8. System for classifying resources and reserves (ECOCARBON, 1995).

7.2.3.3 Hypothesis 3

The thickness, density and bitumen content values for tar sands units in Colombia have a pattern which fits a statistical distribution supported by data regarding manifestations throughout Colombia (Figure 7-9). Such distribution is shown in the digital file in Appendix 7-2.

7.2.3.4 Hypothesis 4

A ratio between a particular basin’s total asphalt area and its total area may be defined from the available information regarding tar sand occurrences; this ratio will lead to defining the area of the resource in on-shore (continental) basins lacking tar sands information. Figure 7-9 illustrates this hypothesis.

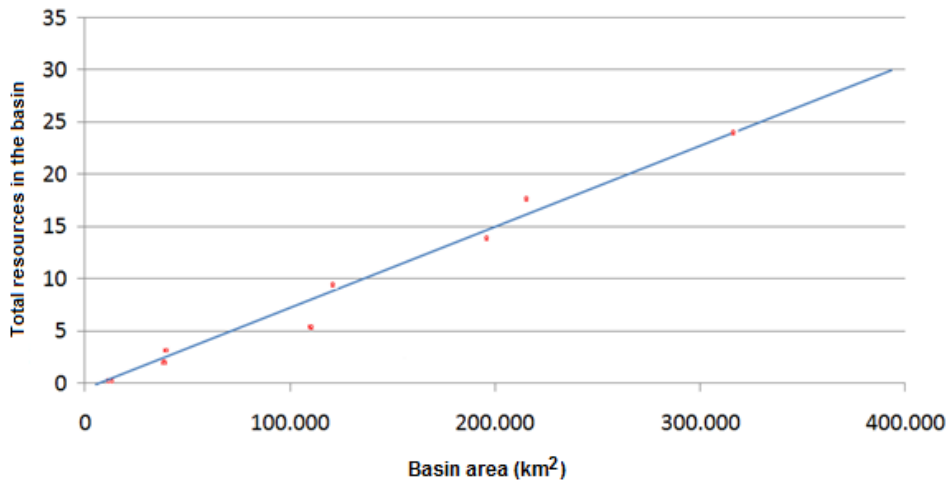


Figure 7-9. The graph shows the ratio between each basin’s area regarding a specific resource’s total area (measured, indicated, inferred and hypothetical) for a particular basin (red dots), determined from central tendency (blue line).

7.3 Methodology

The following equation was used for evaluating the tar sands potential in each Colombian basin:

$$V_{tar} = 6,29 \cdot 10^{-2} * A * h * \rho_{Roca} * P_{Bitumen} * \frac{1}{\rho_{Bitumen}} \quad (6-1)$$

V_{tar} : original in situ oil (MMbbl)

A : area of the resource (m²)

h : tar sand layer thickness (m)

ρ_{Roca} : rock density (g/cm³)

$P_{bitumen}$: percentage of bitumen (p/p)

$\rho_{bitumen}$: total bitumen density (g/cm³)

The procedure for estimating the resource consisted of the following stages:

- A bibliographic review of different sources was made: international data regarding tar sand deposits was used as reference information for evaluating manifestations in Colombia. Mining data regarding wells, records, lithology, manifestations, occurrences or mining inventories for the different regions of Colombia were then reviewed.
 - ✓ A database was then compiled from the inventory of manifestations. The compiled information contained coordinates, place of occurrence, year of report and bitumen thickness, percentage, lithology and chemical properties (Appendix 7-2);
 - ✓ A map of tar sands occurrences per basin was drawn.
- Frequency histograms were drawn for evaluating the pattern and associating distributions with data regarding bitumen thickness, density and percentage of bitumen concerning occurrences in the inventory.
 - ✓ Different sedimentary environments were considered for rock density, according to the inventory, in an attempt to define a range of values for bitumen-bearing rock; and
 - ✓ Goodness-of-fit tests were used, considering the best distribution for each variable, and parameters were estimated for such distribution and their respective confidence intervals.
- The map of occurrences was used for classifying resources and reserves, producing areas having a ratio defined by identified (measured 0-250 m, indicated 250-750 m and inferred 750-2,250 m) and resources (hypothetical 2,250-5,000 m).
 - ✓ Overlying areas were eliminated for calculating the total area containing the resource; and

- ✓ A ratio between basin area and total area was established for the resource in a particular basin. Such estimation led to establishing areas of the resource in basins for which there was only minimal or zero information.
- Monte Carlo simulations were made using Equation 7-1 for calculating tar sands potential, taking rock thickness and density and bitumen density and percentage as distribution factors.

The indicated and hypothetical categories were chosen for presenting the results after having observed the estimated resources' pattern in the four evaluation categories (measured, indicated, inferred and hypothetical) in the proposed scenarios. Figure 7-10 gives an example of these evaluation ratios.

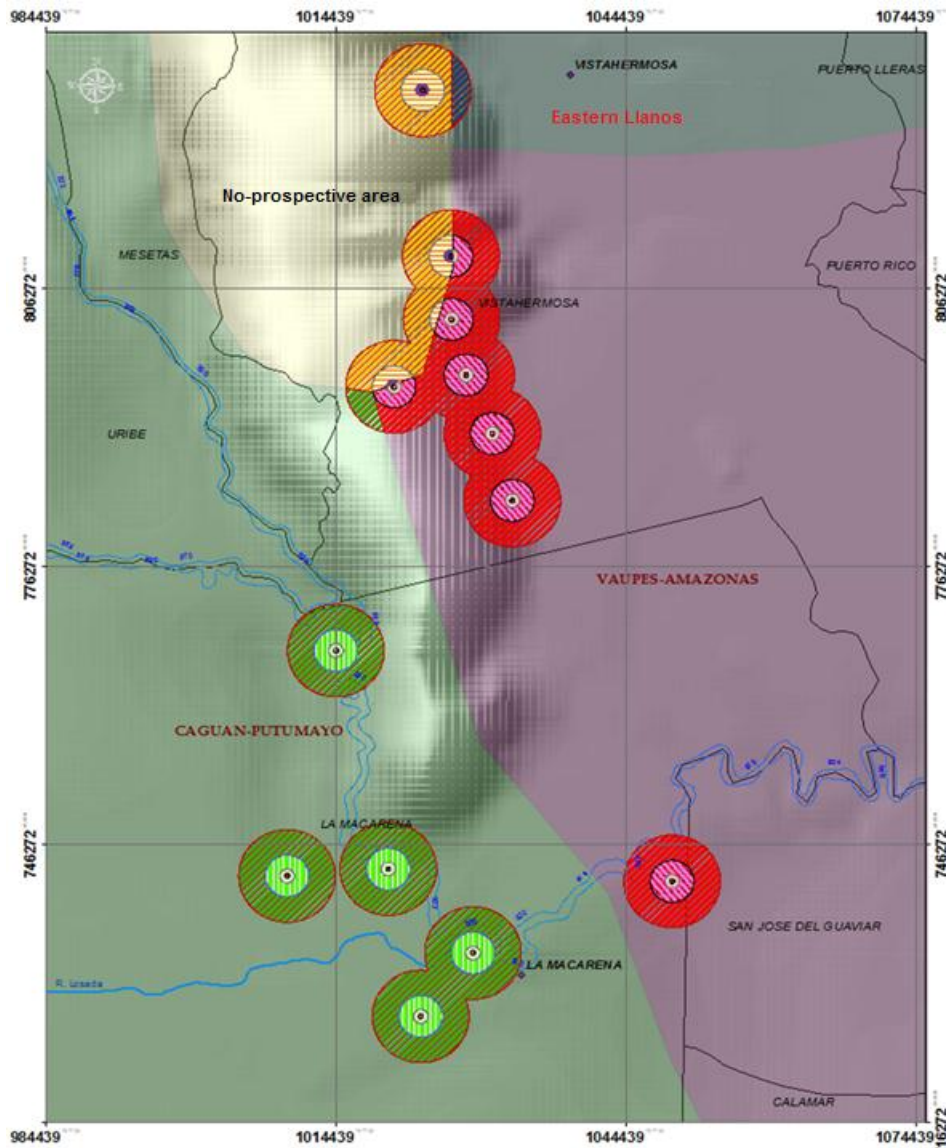


Figure 7-10. A map illustrating the areas associated with the resource in an area limited to three basins (La Macarena). Four circles in each tar sand occurrence site indicate projections for measured (0–250 m), indicated (250–750 m), inferred (750–2,250 m) and hypothetical resources (2,250–5,000 m). The colours represent different basins.

7.4.2 Thickness

Analysing thickness in the manifestations inventory suggested a logistical-type distribution from the parameters shown in Table 7-4; 30 m maximum thickness, 5 m mean and 7 m standard deviation were found.

Estimated parameters						Goodness-of-fit test			
\hat{x}	Confidence interval		\hat{y}	Confidence interval		Null hypothesis	P	Statistical value	G.L
3.41	2.21	4.61	3.26	2.67	3.98	N/R	N/R	N/R	N/R

Table 7-4. Goodness-of-fit parameters regarding logistical distribution and goodness-of-fit test results applied to the thickness data used in estimating tar sand potential. Estimated parameters \hat{x} and \hat{y} are logistical distribution regarding location and scale. "N/R" refers to parameters which, as they went beyond the algorithm's range of calculations, were not reported when making the statistical estimation.

7.4.3 Bitumen density

Analysing the data regarding bitumen density in the manifestations inventory revealed a lognormal pattern for occurrence frequency (Table 7-5).

Estimated parameters						Goodness-of-fit test			
\hat{x}	Confidence interval		\hat{y}	Confidence interval		Null hypothesis	P	Statistical value	G.L
0.12	0.09	0.16	0.09	0.07	0.12	Was not rejected	M.B.	2.70	0

Table 7-5. Lognormal distribution parameters and goodness-of-fit test results applied to the bitumen density data used in estimating tar sand potential. Estimated parameters \hat{x} and \hat{y} are lognormal distribution regarding the mean and standard deviation, respectively. M.B refers to a very low probability of the null hypothesis being accepted or rejected.

7.4.4 Rock density

According to the aforementioned inventory, different sedimentary environments were considered having different porosity for establishing a range of density for bitumen-bearing rock. A uniform distribution was considered ranging from 2.21 g/cm³ to 2.73 g/cm³.

7.4.5 Area

The areas were defined according to criteria for evaluating identified and resources per basin (Figures 7-9 and 7-10; Table 7-6).

Basin	Area (ha)	Measured (ha)	Indicated (ha)	Inferred (ha)	Hypothetical (ha)
Non-prospective area	32,837,455	3,135	18,622	109,001	274,009
Caguán - Putumayo	11,030,407	541	3,925	33,060	127,556
Cauca - Patía	1,282,331	20	157	1,414	5,900
Los Cayos	14,475,501	20	157	1,414	6,263
Cesar - Ranchería	1,166,868	20	157	1,414	6,263
Chocó	3,858,198	196	1,142	6,471	18,513
The Eastern Cordillera	7,176,620	1,240	8,977	66,868	205,519
The Eastern Llanos	22,560,327	1.120	7,443	46,401	140,138
Tumaco offshore	3,455,268	20	157	1,414	6,263
Sinú - San Jacinto	3,964,459	314	2,513	22,070	83,724
Tumaco	2,373,242	32	183	1,491	6,405
The Middle Magdalena Valley	3,294,942	1,008	7,684	54,802	154,503
The Upper Magdalena Valley	2,151,284	941	7,210	61,963	226,707
Vaupés - Amazonas	15,486,731	266	1,932	15,969	50,227

Table 7-6. Areas of the resource per basin in Colombia.

A ratio was then established between the area of a particular basin's resources and such basin's total area for determining maximum the area of YTF resources for basins lacking such information (hypothesis 4).

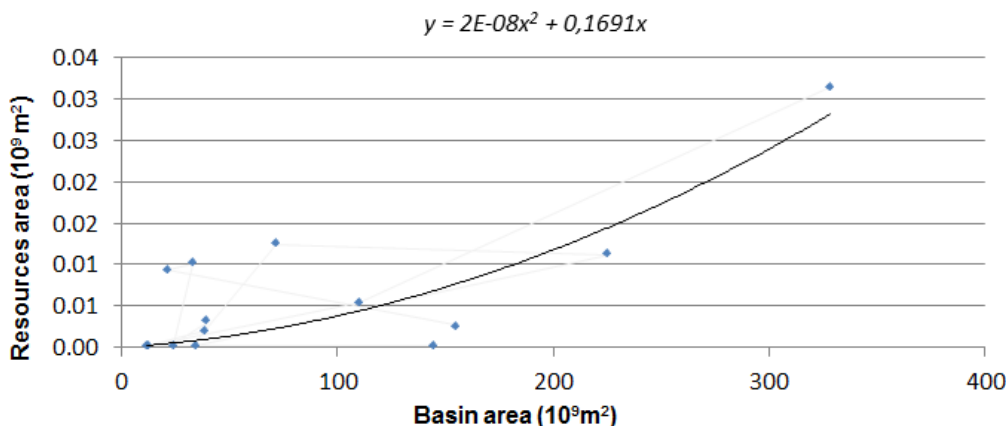


Figure 7-12. Ratio between areas of the resource per basin in Colombia regarding function and area per basin.

Basin	Area (ha)	Measured (ha)	Indicated (ha)	Inferred (ha)	Hypothetical (ha)
Amagá	282,493	5	60	644	2,639
Catatumbo	771,501	14	167	1,767	7,181
Guajira	1,377,892	27	306	3,173	12,767
Urabá	944,895	18	206	2,168	8,784
The Lower Magdalena Valley	3,801,740	93	927	8,940	34,581

Table 7-7. Areas of resource projected for those basins lacking occurrence data

7.4.6 Potential of tar sands in Colombia

The results of the Monte Carlo simulation for calculating the tar sands potential are shown below, as well as the parameters defined in equation 7-1 and the previously-defined distributions. These results were previously weighted with environmental factors shown in Table 2-1.

Basin	Indicated (MMbbl)		
	P ₁₀	P ₅₀	P ₉₀
Amagá	7.2	1.0	0.2
Non-prospective area	1,949.0	263.4	44.6
Caguán - Putumayo	437.0	59.1	10.0
Catatumbo	19.0	2.6	0.4
Cauca - Patía	19.0	2.6	0.4
Cesar - Ranchería	19.0	2.6	0.4
Chocó	134.9	18.2	3.1
The Eastern Cordillera	965.8	130.5	22.1
Guajira	36.1	4.9	0.8
The Eastern Llanos	877.7	118.6	20.1
Sinú - San Jacinto	272.2	36.8	6.2
Tumaco	21.6	2.9	0.5
Urabá	24.1	3.3	0.6
The Lower Magdalena Valley	111.9	15.1	2.6
The Middle Magdalena Valley	927.5	125.3	21.2
The Upper Magdalena Valley	807.9	109.2	18.5
Vaupés - Amazonas	182.8	24.7	4.2
TOTAL	6,812.6	920.6	155.7

Table 7-1. Potential of tar sands for the indicated resources evaluation category.

Basin	Hypothetical (MMbbl)		
	P ₁₀	P ₅₀	P ₉₀
Amagá	318.6	43.1	7.3
Non-prospective area	28,678.4	3,875.4	655.5
Caguán - Putumayo	14,203.0	1,919.3	324.6
Catatumbo	816.9	110.4	18.7
Cauca - Patía	711.9	96.2	16.3
Cesar - Ranchería	756.1	102.2	17.3
Chocó	2,187.7	295.6	50.0
The Eastern Cordillera	22,109.1	2,987.7	505.3
Guajira	1,035.9	140.0	23.7
The Eastern Llanos	16,526.0	2,233.2	377.7
Sinú - San Jacinto	9,067.2	1,225.3	207.2
Tumaco	753.9	101.9	17.2
Urabá	1,027.7	138.9	23.5
The Lower Magdalena Valley	4,174.3	564.1	95.4
The Middle Magdalena Valley	18,650.3	2,520.3	426.3
The Upper Magdalena Valley	25,404.0	3,432.9	580.6
Vaupés - Amazonas	4,752.8	642.3	108.6
TOTAL	151,173.9	20,428.5	3,455.1

Table 7-2. Potential of tar sands for the hypothetical resources evaluation category.



Figure 7-1. Map of tar sands potential for the indicated resources evaluation category.

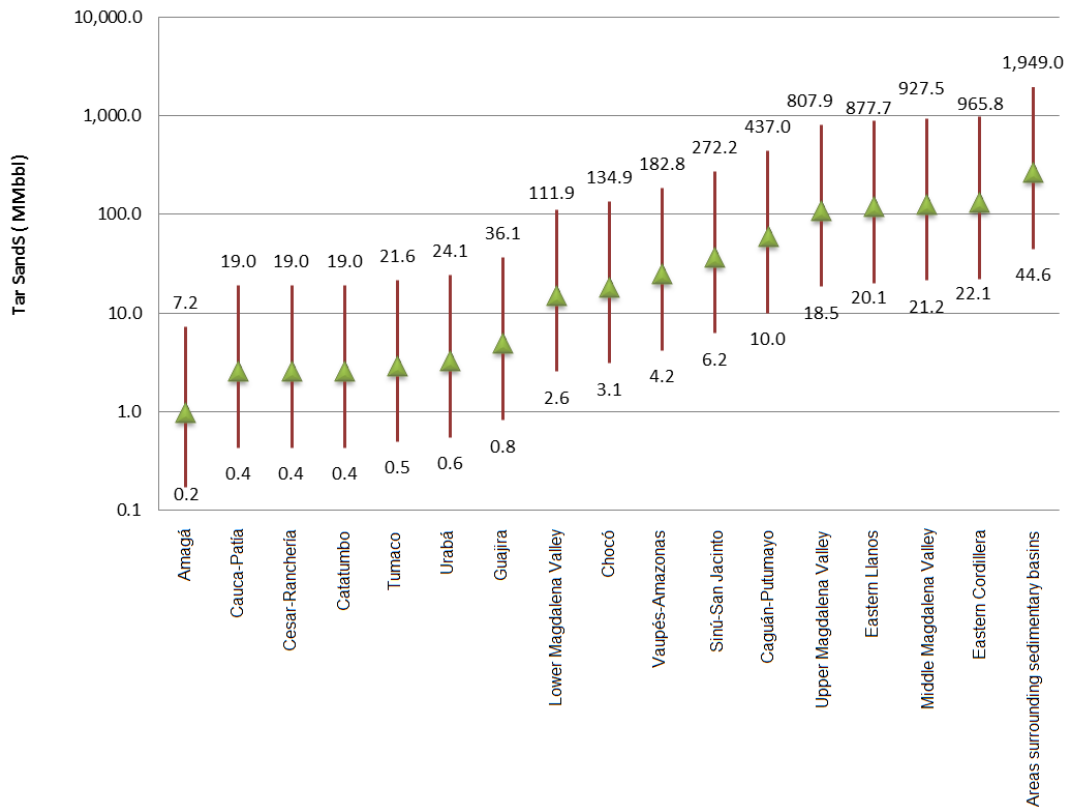


Figure 7-14. Potential of tar sands for the indicated resources evaluation category.

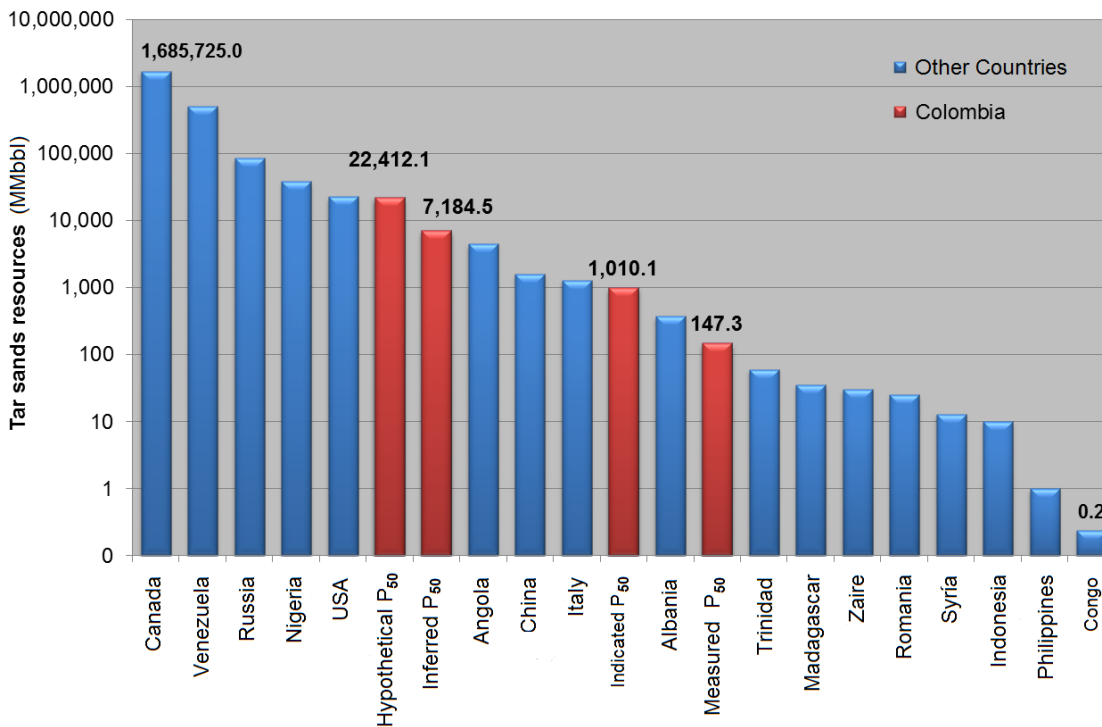


Figure 7-2. Comparing the resources estimated for Colombia with those published for other countries.

Evaluating total Yet-to-Find hydrocarbon volume in Colombia

7.4.7 Sensitivity analysis

It was established that target formation thickness was the random variable having the greatest weighting on the simulation from the data compiled concerning manifestations in Colombia, and according to the nature of distribution functions (rock thickness and density, bitumen density and percentage) (Figure 7-16); exploratory exercises will consequently have to make greater efforts at defining them (followed by bitumen content and rock density). The areas' representativity will also have to be validated due to the nature of the hypotheses used in this work.

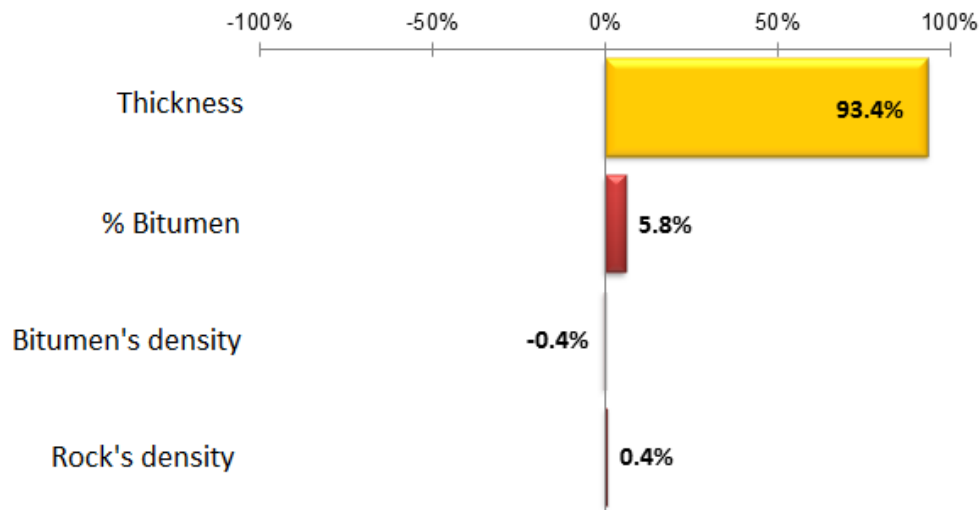


Figure 7-3. Percentage analysis of the sensitivity of variables used for calculating the tar sands potential in each basin of Colombia.

7.5 Conclusions

The sensitivity analysis showed that thickness was the most sensitive variable when calculating the tar sands potential (67,889);

The Eastern Cordillera basin had the greatest prospectivity for tar sands;

Tar sands potential for the whole of Colombia, ranging from 156 to 6,813 MMbbl (P₁₀ to P₉₀), was lower than that reported by D. Little (2008) (67,889 MMbbl); and

The potential of the plains areas, such as the Eastern Llanos' basin, could lie on the eastern flank; however, information regarding bitumen manifestations is still lacking for this area in particular.

7.6 Bibliography

Agencia Nacional de Hidrocarburos. (2010). Organic Geochemistry Atlas of Colombia. Bogotá: Universidad Nacional de Colombia.

Bachu, S. (1987). Subsurface disposal related to in situ oil sands projects. Alberta Research Council, Alberta.

CARBOCOL. (1992). Reconocimiento geológico del area de Tadó, Departamento de Chocó: Mapa de estaciones y afloramientos de asphaltita. Bogota.

Chillingarian, G. V., & Yen, T. F. (1978). Bitumens, Asphalts and Tar Sands. New York: Elsevier Scientific Publishing Company.

Duque, H. R. (2002). Estudio geológico y geoquímico de un prospecto de arenitas asfálticas en la región del Capricho, Municipio de San José del Guaviare, Departamento del Guaviare, Colombia. Undergraduate thesis, Universidad Nacional de Colombia, Facultad de Ciencias, Bogotá.

Dyni, J. R. (2010). Survey of Energy Resources. World Energy Council.

ECOCARBON. (1995). El carbón, normas generales sobre muestreo y analysis de carbones. Bogotá.

Grosse, E. (1928). Informe sobre los asfaltos en la parte central y meridional del Departamento de Boyacá. Ministerio de Minas y Petroleos, Servicio Geológico Nacional, Bogotá.

Gulf Canada Resources Limited. (1993). Phase I. Study to asses the potential of minerals and metals in Alberta oil sands deposits. Calgary.

Hein, F. J. (2006). Subsurface Geology of the Athabasca Wabiskaw-McMurray Succession: Lewis-Fort McMurray Area, Northeastern Alberta. Earth Sciences Report 6, Alberta Geological Survey, Alberta.

Hitchon, B. (1993). Geochemical Studies - 4 Physical and chemical properties of sediments and bitumen from some Alberta oil sands deposits. Alberta Research Council.

INGEOMINAS. (1933). Estructura geologica de la parte suroriente de la conseción Chaux Fulson, Santander del Norte. Colombia. Bogotá.

INGEOMINAS. (1970). Ocurrencias minerales en el nororiente Antioqueño. Medellín.

INGEOMINAS. (1970). Recursos minerales de parte de los departamentos de Norte de Santander y Santander. Boletín Geológico XVIII N°3, Bogotá.

INGEOMINAS. (1972). Ocurrencias minerales en los cuadrangulos J-11 (Chiquinquirá), J-12 (Tunja), J-13 (Sogamoso) y parte del J-10 (La Palma) y el K-10 (Villeta) . Bogotá.

INGEOMINAS. (1976). Informes de minerales no metalicos en el departamento de Tolima. Ibagué.

INGEOMINAS. (1976). Ocurrencias minerales en el departamento del Huila. Neiva.

INGEOMINAS. (1976). Ocurrencias minerales en las regiones sur y oriental del departamento del Tolima. Ibagué.

INGEOMINAS. (1988). Estandarizacion del metodo de asfaltenos, de bitumen y de carbón . Bogotá.

INGEOMINAS. (1995). Visita técnica a la manifestación de asfalto en el municipio de Santa Rosa, Vereda Concepción. Cauca. Bogotá.

INGEOMINAS. (1999). Inventario Minero Nacional - Departamento de Norte de Santander. Bogotá.

INGEOMINAS. (1999). Proyecto Minero Nacional - Departamento de Boyacá. Bogotá.

INGEOMINAS. (2006). Inventario Minero - Macizo de Garzón. . Bogotá.

INGEOMINAS. (2007). Mapa Geológico de Colombia. Escala 1:2,800.000. Bogotá.

Instituto Geologico Nacional. (1948). Estudio Economico de los asfaltos de Guaní, en Chaparral-Tolima. Bogotá.

Instituto Geológico Nacional. (1954). Descubrimiento de petroleo en Tolu, Bolivar. Bogotá.

Instituto Geologico Nacional. (1957). Carbones de Landazari Asphaltita de Gualio Municipio de Velez, Departamento de Santander. Bogotá.

Instituto Geologico Nacional. (1960). Informe de investigación de yacimientos minerales en Colombia. Bogotá.

Laboratorio de Minas y Petroleos. (1932). Informe sobre los resultados de la analisis de dos muestras de Fuel Oil y una de Asfalto. Bogotá.

Meyer, R.F. & Witt, W. (1990). Definition and World Resources of Natural Bitumens. U.S. Geological Survey Bulletin No. 1944.

Ministerio de Minas y Energía. (2003). Sistema Nacional de Información Minero Colombiano - SIMCO. Consulted on the 7th xxx 2011, de Clasificación Oficial de Minerales: <http://www.simco.gov.co/simco/Politicasdelsector/FormatoB%C3%A0sicoMinero/tabid/90/Default.aspx>

Servicio Geologico Nacional. (1942). Combustibles minerales del Departamento de Santander. Ministerio de Minas and Petróleos, Bogotá.

Servicio Geologico Nacional. (1946). Manifestacions de petroleo y asfalto en las rocas eruptivas y esquitos cristalinos del Valle Medio del Magalena, Colombia. Ministerio de Minas and Petróleos , Bogotá.

Servicio Geologico Nacional. (1950). Comision a las Carboneras del Guatiquía Limitada - Municipio de Villavicencio. Ministerio de Minas and Petróleos.

Servicio Geologico Nacional. (1950). Estudios de los yacimientos de asfalto de Nema - Cundinamarca. Ministerio de Minas and Petróleos, Bogotá.

Servicio Geologico Nacional. (1950). Informe sobre los asfaltos de Guaduas - Cundinamarca. Ministerio de Minas and Petróleos, Bogotá.

Servicio Geologico Nacional. (1959). Sobre la geologia de la parte sur de la Macarena . Ministerio de Minas and Petróleos, Bogotá.

Servicio Geológico Nacional. (1961). Roca asfáltica al norte de Villavicencio, Meta. Ministerio de Minas and Petróleos, Bogotá.

Servicio Geológico Nacional. (1966). Informe sobre la cuenca Hullera "Tunja - Paipa - Duitama". Ministerio de Minas and Petróleos, Bogotá.

Servicio Geológico Nacional. (1969). Mapa de yacimientos de asfalto. Ministerio de Minas and Petróleos, Bogotá.

Servicio Geológico Nacional. (1976). Ocurrencias minerales en el Departamento de Cundinamarca - Compilation. Ministerio de Minas and Petróleos, Bogotá.

7.7 Appendixes

Digital files in the ANH'S Document Center:

- ✓ "Base de Datos Athabasca Tar Sands.xlsx"
- ✓ "Base de Datos Tar Sands Colombia.xlsx"

8 OIL SHALE

8.1 General comments

Oil shale is a fine-grained, organic matter-containing, sedimentary rock, producing substantial quantities of oil and gas when it is subjected to destructive distillation. Most of the organic matter contained in oil shale is insoluble in ordinary organic solvents; it must therefore become decomposed by heating to enable it to be extracted.

The amount of oil which can be recovered from oil shale deposits by conventional extraction varies from 4% to just over 50% of the rock's total weight or between 10 and 150 gallons of oil per ton of rock and, although not all oil shale has good output/yield, most have small amounts of soluble organic matter (bitumen) and many contain seams, veins or cavities saturated with solid or viscous hydrocarbons, thereby making them attractive (Dyner, 2006).

The oil shale market was not competitive with coal, oil or natural gas until 2004; however, the extraction of this resource is very common in countries having easily-exploitable deposits and which lack other fossil fuel resources. Some oil shale deposits also contain minerals and metals such as alum, nahcolite, dawsonite, sulphur, vanadium, zinc, copper and uranium thereby providing them with added value (Yen & Chillingarian, 1976).

8.1.1 Origin and formation

The main oil shale formation environments would include large lakes, shallow seas on continental shelves and continental shields and small lakes, marshes and lakes associated with producing coal. The contemporary deposit of fine-grained minerals and the degradation of biota-derived organic products in such settings have led to oil shale formation.

An abundance of organic matter, the early development of anaerobic conditions and the absence of destructive organisms, together with continuous sedimentation sometimes accompanied by subsidence, provide the necessary conditions for the compaction and diagenesis of organic matter-rich strata. Chemical activity at low temperatures (around 150° C) causes a loss of the volatile fraction, eventually producing a sedimentary rock rich in refractory organic residues (Yen & Chillingarian, 1978).

8.1.2 Types of oil shale

Oil shale has been given different names over the years such as cannel coal, boghead coal, alum shale, stellarite, albertite, bituminite, wolongite, bituminous schistes, torbanite and kukersite; some of these names are still used for certain kinds of oil shale.

Hutton (1991), who pioneered the use of fluorescence microscopy in studying oil shale deposits in Australia, devised a classification which was mainly based on the origin of organic matter by adapting petrographic terms from the terminology used for coals. This has proved very useful in correlating the different kinds of organic matter present in oil shale with the chemistry of the hydrocarbons derived from them (Dyner, 2006).

Hutton (1991) divided organic matter-rich sedimentary rocks into three different groups: humic coal and carbonaceous shale, bitumen-impregnated rocks and oil shale. He then subdivided the latter group into three subgroups based on the setting for their deposition: terrestrial, lacustrine (related to lakes) and marine (Figure 8-1).

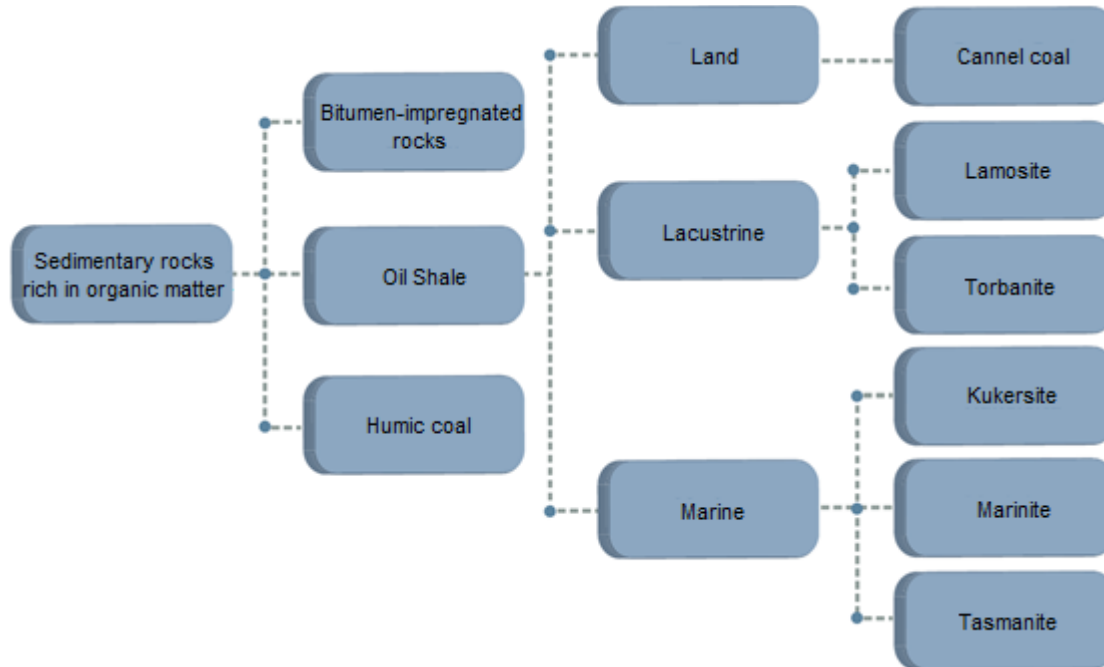


Figure 8-1. Oil shale classification, adapted from Hutton (1991).

Hutton (1991) recognised six specific types within the above three oil shale groups: cannel coal, lamosite, marinite, torbanite, tasmanite and kukersite.

Lamosite is brownish, greyish or dark grey to black. Its main organic component is lamalginite derived from lacustrine plankton seaweed. Minor compounds would include vitrinite, inertite, telalginite and bitumen.

Marinite has a marine origin and is a grey to dark grey. Its main organic components are lamalginite and bitumen, mainly derived from marine phytoplankton. It contains small amounts of telalginite and vitrinite. Marinites are usually deposited in epicontinental seas, such as shallow marine shelves or inland seas, where wave action is restricted and currents are minimal.

Torbanite, tasmanite and kukersite are related to specific kinds of seaweed originating the organic matter. Torbanite is black and its organic matter mainly consists of telalginite derived from lipid-rich seaweed (*Botryococcus* and related forms) found in freshwater or brackish lakes. It may contain small amounts of vitrinite and inertite. Tasmanite is brown to black and its organic matter is mainly telalginite derived from unicellular seaweed called *Tasmanitid*. Kukersite is light-brown marine seaweed. Its main organic component is telalginite derived from *Gloeocapsomorpha prisca*, green seaweed (Dyini, 2006).

8.1.3 Determining the grade of oil shale

Oil shale's volumetric yield can be determined by different methods, their results being expressed in a variety of units. Their calorific value (power) is obtained by using calorimeters. The calculated values are reported in units such as British thermal units (BTU) per pound, calories per gram (cal/g), kilocalories per kilogram (kcal/kg) and megajoules per kilogram (MJ/kg).

Although oil shale's calorific value is a useful and fundamental property of rock, it does not provide information regarding the amount of oil or gas that can be produced by destructive distillation. The grade of oil shale can be determined in laboratory retort tests by measuring the amount of oil produced from a shale sample. The Modified Fischer Assay is a commonly used method for this task in the USA; it was first developed in Germany and later adapted by the U.S. Bureau of Mines for oil shale analysis regarding the Green River formation in western USA (Stanfieldet & Frost, 1949). The technique later became standardised as ASTM-D-3904-80.

Fischer's method does not necessarily indicate the maximum amount of oil that can be produced by a given oil shale. Other retorting methods for producing oil, such as the Tosco II process, can increase production by up to 100%. In fact, the Hytort process can increase such production threefold to fourfold in some oil shale (Schora, 1983; Dyni JR, 2010). The Fischer Assay only gives an approximation of a deposit's potential energy.

Rock-Eval and mass balance represent the newest techniques for oil shale evaluation; both of them give more complete information regarding the grade of a particular oil shale. Despite this, the modified Fischer assay remains the most widely used one (Yen & Chillingarian, 1976).

8.1.4 Oil shale exploitation

Extracting oil from oil shale is essentially a mining process, whether it be opencast or underground (fracturing), which is subsequently accompanied by surface or in situ distillation. The liquid product so obtained in such distillation is then enhanced to produce synthetic crude which can be processed at a refinery (Figure 8-2).

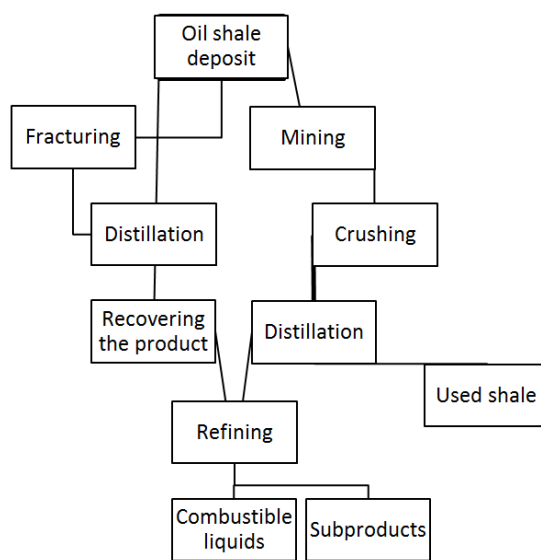


Figure 8-2. Oil shale exploitation, modified from Johnson & Crawford (2004).

The most developed technologies to date are those regarding opencast exploitation for both direct combustion and obtaining synthetic oil, whilst only pyrolysis is available for in situ distillation. This is the case of one of the most innovative processes called in situ conversion (patented by Shell) where the oil shale temperature is raised by electric heaters located in vertical boreholes throughout the thickness of a particular deposit and fluid secreted by the rock is led to the surface through production wells drilled for such purpose. This process is currently being investigated and developed.

8.1.5 Deposits around the world

Early Palaeozoic deposits formed in marine shelf environments have been reported in Northern Europe, Northern Asia and eastern and central North-America. Middle Palaeozoic oil shale deposits have also been reported in eastern and central USA and Central Europe; thin marine sequences have found in Russia. Accumulations have been found on every continent in late Palaeozoic rocks, many of them being associated with coal belts which have been exploited on a small scale in Scotland, France, Spain, South Africa, Australia, Russia and other countries. There are Ordovician kukersite deposits in Estonia and Leningrad in Russia (Yen & Chillingarian, 1976).

The older lacustrine deposits are found in Eastern Canada (Albert shale) and were formed during the early Carboniferous age. One of the largest late Permian deposits in the world (Irati shale) is located in Southern Brazil. Similar aged shale is also present in Southern Argentina, Uruguay and Southern Montana in the USA having a smaller expanse and lower grade. Low-grade Mississippian deposits are found in Northern Alaska.

Mesozoic oil shale has been reported on all continents except Australia. The Stanleyville basin in the Congo in Africa has Triassic age oil shale deposits from lacustrine environments. Northern and Eastern Asia have Jurassic to Cretaceous age deposits in coal belts.

Black Cretaceous age shale has been reported in large marine shelf accumulations in Israel, Jordan, Syria and the southern Arabian Peninsula. There are widely distributed Jurassic black shale deposits in Europe; there are also some minor Triassic deposits in central and southern Europe. Large Triassic age deposits are present in North America in Alaska and Jurassic and Cretaceous age deposits in the central part of Canada; these have small thicknesses but are high grade.

Many Tertiary age oil shale deposits are not of marine origin, but are rather associated with a lacustrine environment and coal belts. Small accumulations of this type have been reported in New Zealand, several parts of Europe, South America in the Andes and on the western coast of North America. Oil shale in Colombia is mainly restricted to late Mesozoic and Cenozoic rocks (Appendix 8-2).

The greatest oil shale accumulations in the world have a lacustrine environment and are from the early or middle Tertiary ages. These would include the Green River formation and other deposits in the Western USA, the Paraiba Valley oil shale deposits in Southern Brazil and those in eastern China. Many of the aforementioned deposits are being commercially exploited.

8.2 Data and hypotheses

The set of data attached as part of this document in a file in Appendix 8-1 consists of 120 samples from different deposits distributed throughout the world. Although the initial database contained

information about more than 200 deposits, it had to be refined by selecting only those deposits which had complete information for all the designated fields. The distribution of thickness was taken from this database for estimating the shale oil potential.

8.2.1 National (Colombian) database

The set of data which is attached as part of this document in a file labelled Appendix 8-2 includes the information used for calculating the weighting factors by scenario and category for evaluating the resource, that used for estimating oil shale areas, the data used for estimating hydrocarbon content distribution (S₂P) and the results of each goodness-of-fit test and pertinent correlation.

8.2.2 Hypotheses

8.2.2.1 Hypothesis 1

The ratio between the total control area, defined from sampling presented in the Geochemical Atlas of Colombia (ANH, 2010) and shale surface/outcrop area by basin, shown in the Geological Atlas of Colombia (INGEOMINAS, 2007), represents the oil shale's effective area regarding both surface and depth. The following expression illustrates this hypothesis:

$$f_A = \frac{\text{Total control area}}{\text{Total shale area}}$$

8.2.2.2 Hypothesis 2

Total control area will be significant if total organic carbon (TOC) content favours commercial scenarios. It is considered that TOC values in this work regarding kerogen quality ranging from very good to excellent ($\geq 4\%$) favour commercial occurrences of the resource (Figure 8-3).

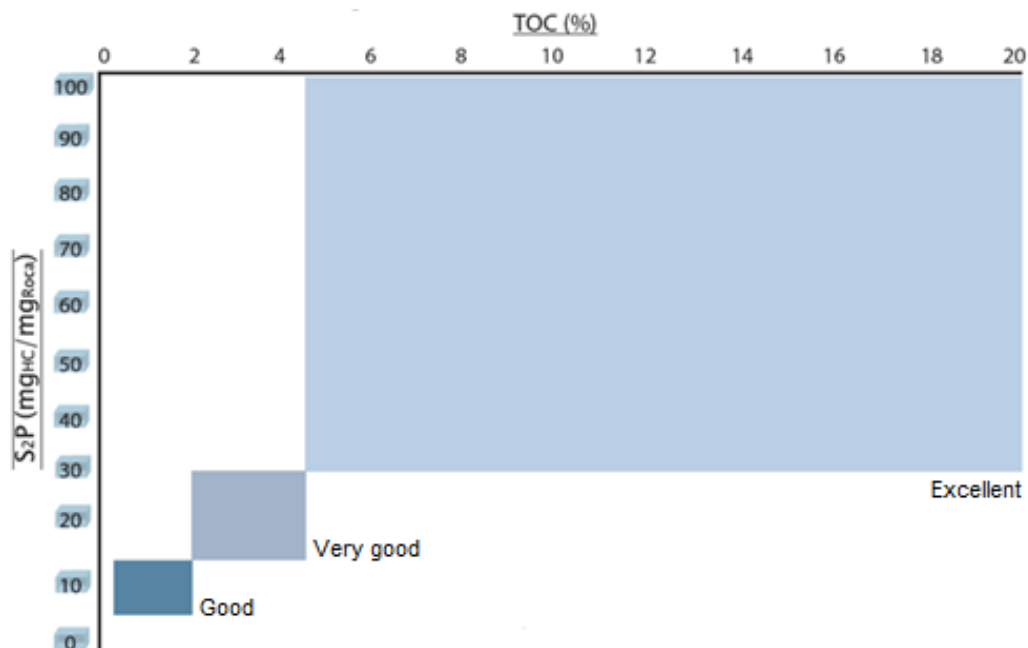


Figure 8-3. Kerogen quality in particular regions.

8.2.2.3 Hypothesis 3

Conditions representing control areas must be evaluated. Each control point derived from selecting representative observations of the resource, and compiled in the Geochemical Atlas of Colombia (ANH, 2010), can help to ascertain resource areas for assessing the resource from measured (250 m evaluation radius) to hypothetical areas (5,000 m evaluation radius). Figure 8-4 illustrates the scenarios which had to be evaluated.

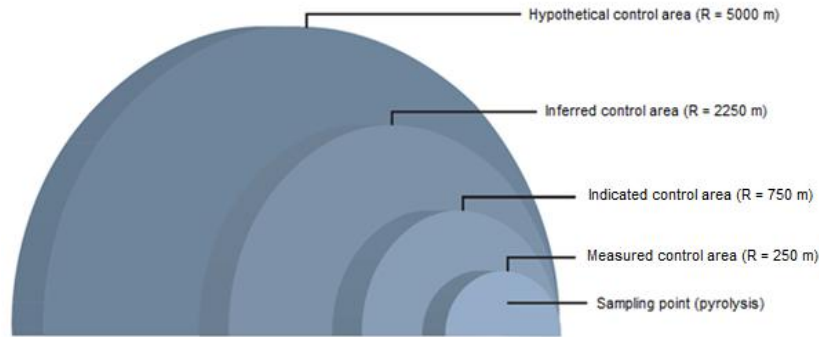


Figure 8-4. Representative diagram for control areas produced from the sampling points used for calculating weighting factors f_A

8.2.2.4 Hypothesis 4

The thickness of oil shale units in Colombia follows a lognormal distribution supported by data regarding deposits around the world (Figure 8-5). Such distribution is supported by Appendix 8- 1.

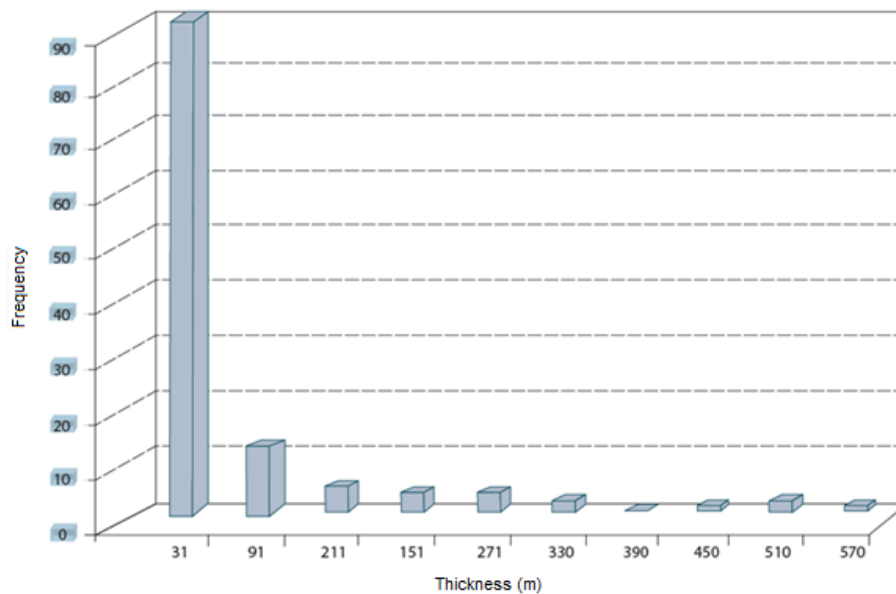


Figure 8-5. Histogram of lognormal thickness frequency used for estimating the oil shale potential.

8.2.2.5 Hypothesis 5

The pattern of S₂P hydrocarbon content in basins having no report for this parameter is equal to that presented in geologically analogous basins.

8.3 Methodology

The following equation was used for evaluating the oil shale potential in each Colombian basin:

$$OSOIP = 6.2905 \cdot 10^{-9} * h * A * f_A * \rho * S_2P * \frac{1}{\rho_{HC}} \quad (8-1)$$

OSOIP: original oil shale in place (i.e. in situ) (MMbbl)

h: oil shale unit thickness (m)

A: shale area (m²)

f_A: deposit area weighting factor (m²/m²)

ρ : total rock density (g/cm³)

S_{2P}: hydrocarbons generated by kerogen distillation –hydrocarbon content (mg_{HC} /g_{Roccd})

ρ_{HC}: oil shale density (g/cm³)

The procedure for estimating the resource considered the following stages:

- A database containing characteristics such as age, tonnage, thickness, area, yield, potential, and density regarding oil shale deposits worldwide was compiled after a bibliographic review had been made (Appendix 8-1):
 - ✓ Frequency histograms were drawn for visualising the pattern and associating a particular distribution to thickness;
 - ✓ Goodness-of-fit tests (i.e. Lilliefors, Student's t-test and Chi²) were applied for accepting or rejecting the hypothesis regarding thickness distribution; and
 - ✓ Parameters were estimated for such distribution as well as the pertinent confidence intervals.
- A database was compiled containing information about areas, organic matter content and assessment scenarios for Colombia (Appendix 8-2):
 - ✓ The cartography presented in the Geological Atlas of Colombia (Ingeominas, 2007) was used for estimating the surface area of mudstone, shale and mud having organic matter in each basin. Polygons were then drawn showing the oil shale potential areas;
 - ✓ The pattern of hydrocarbon content (S_{2P}) in each basin was analysed by taking information concerning the pyrolysis test presented in the Geochemical Atlas of Colombia (ANH, 2010), thereby obtaining a distribution for this property per basin;
 - ✓ Statistical analysis was performed to support such distribution; and
 - ✓ Weighting factors were calculated regarding four categories for evaluating the resource, distributed into four scenarios for controlling the oil shale area.
- Monte Carlo simulations were made using the OSOIP formulation; thickness, area, total rock density, organic matter content and shale oil density were used as random variables and the area as fixed parameter.

8.3.1 Scenario 1

The weighting factors were calculated in this scenario by dividing the sum of the control areas within each shale polygon by the sum of the polygons having control points; this was done basin by basin:

$$f_A = \frac{\sum \text{sum of control areas in each shale polygon}}{\sum \text{shale area having control points}}$$

Shale areas lacking control points were not taken into account in the way that this denominator was presented nor were excesses of area in the numerator (arising from control points within a given polygon) which should fall outside such polygon. Figure 8-6 shows the issues raised for the weighting factors for each basin in this scenario.

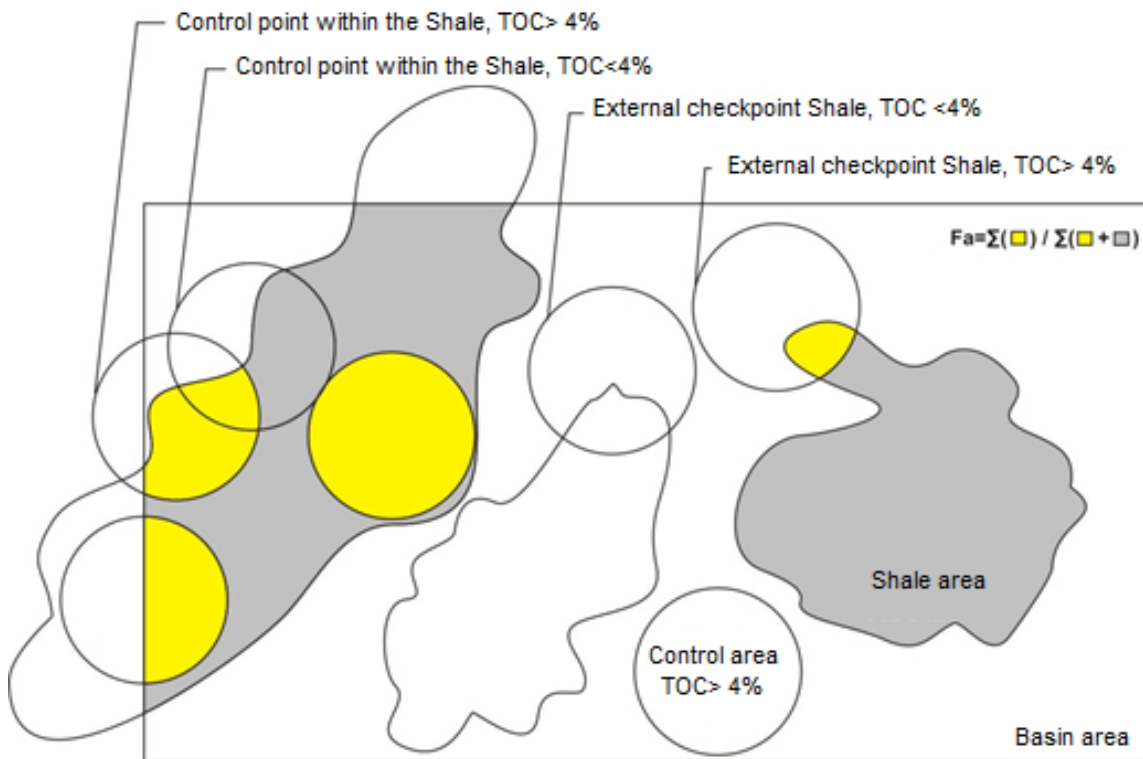


Figure 8-6. Diagram for calculating the weighting factor per basin “ f_A ” for Scenario 1.

8.3.2 Scenario 2

Figure 8-7 shows a diagram for calculating the ratio of areas in this scenario. This approach can lead to factors greater than unity, which is not surprising, since it is possible that (as shown in the Figure below) just the numerator’s yellow areas exceed the sum of the denominator, especially when dealing with inferred or hypothetical evaluation categories.

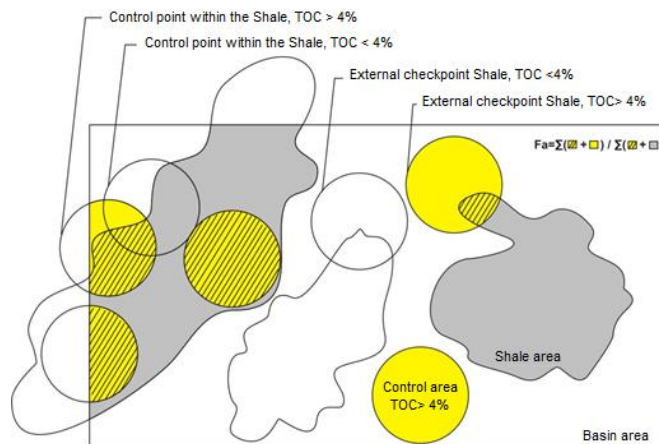


Figure 8-7. Diagram for calculating the weighting factor per basin “f_A” for Scenario 2.

8.3.3 Scenario 3

The concept of Thiessen polygons was used for calculating the weighting factors in this scenario. This led to generating an area from the distances measured between a control point and its neighbours. Such areas were summed per basin and then divided by total basin area.

$$f_A = \frac{\sum \text{Thiessen polygon areas in each basin}}{\text{Basin area}}$$

8.3.4 Scenario 4

A simple polygon to polygon ratio was obtained in this scenario regarding the area of shale to that defined by control points, leading to more than one factor per basin. It was intended to find a distribution of probability using all the factors calculated for Colombia.

$$f_A = \frac{\text{Sum of control areas within each shale polygon}}{\text{Shale areas having control points}}$$

Figure 8-8 gives a diagram of the calculations used.

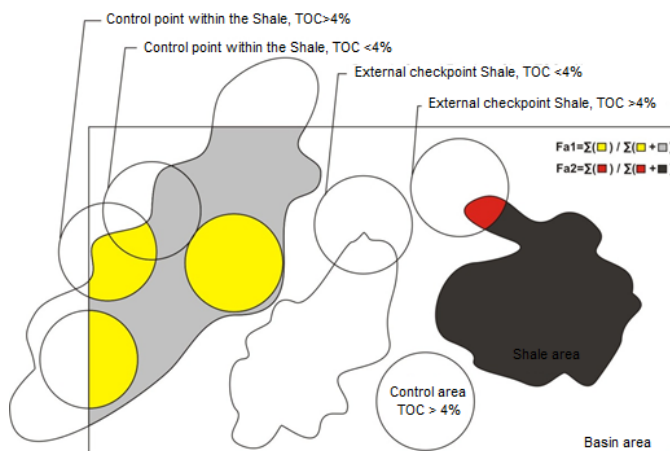


Figure 8-8. Diagram for calculating the weighting factor per basin “f_A” for Scenario 4

Weighting factor/basin area curves were made for the first 3 scenarios regarding each resource assessment category (measured, indicated, inferred and hypothetical). Occurrence probability distribution was found for all basins by category for the last scenario. The indicated and hypothetical categories were chosen for presenting the results after having observed the pattern for the estimated resources in the assessment categories (measured, indicated, inferred and hypothetical) in the proposed scenarios.

8.4 Results

Different distributions were tested for the random variables; parameters regarding distribution patterns were first estimated according to each distribution, and then goodness-of-fit tests were made for identifying the best value (least deviation). This report only shows the results of the best fits and estimates; the remaining results are reported in the digital files in Appendixes 8-1 and 8-2.

8.4.1 Oil shale unit thickness

Regarding data for deposits around the world, it was found that oil shale unit thickness ranged from 1 m to 600 m, having 68 m average and 113 m standard deviation. The histogram so produced (Figure 8-5) suggested a log-normal pattern regarding occurrence frequency; graphs were thus drawn showing this variable's lognormal probability (Figure 8-9) and three goodness-of-fit tests: the Lilliefors and Student-t and χ^2 tests. The Table below gives the results obtained for the last mentioned test.

Estimated parameters				Goodness-of-fit test					
\hat{x}	Confidence interval		\hat{y}	Confidence interval		Null hypothesis	P	Statistical value	G.L
3.11	2.82	3.40	1.6	1.42	1.83	Was not rejected	0.07.	0.08	0

Table 8-1. Lognormal distribution fit parameters and goodness-of-fit test results applied to the thickness data used in estimating OSOIP.

Estimated parameters \hat{x} and \hat{y} are lognormal distribution regarding the mean and standard deviation, respectively.

8.4.2 Total rock density

Density values were not reported in many cases investigated in the pertinent literature about particular deposits. Due to such lack of data it was decided to take the minimum and maximum values which could be extracted for constructing a triangular distribution.

Parameters	Value (g/cm ³)
Minimum	2.1
Maximum	2.4
Most probable	2.36

Table 8-2. Parameters estimated for total oil shale density, considering an asymmetrical triangular distribution.

8.4.3 Oil shale density

Oil shale density distribution parameters were determined in the same way as the values shown in Table 8-2 for rock density in view of the scarcity of data for this variable (Table 8-3).

Parameters	Value (g/cm ³)
Minimum	0.9
Maximum	0.97
Most probable	0.91

Table 8-3. Parameters estimated for total oil shale density, considering an asymmetrical triangular distribution.

8.4.4 Shale areas

Table 8-4 shows the shale area value estimated per basin. Figure 8-9 shows these areas' national coverage.

Basin	Shale area (m ²)
Amagá	10,930.008
Non-prospective areas	44,122,937.434
Caguán - Putumayo	25,842,949.353
Catatumbo	4,051,256.044
Cauca - Patía	770,194.542
Cesar - Ranchería	1,691,905.112
Chocó	14,723,778.122
The Eastern Cordillera	39,404,970.408
Guajira	2,124,744.030
The Eastern Llanos	2,436,354.892
Sinú - San Jacinto	21,920,971.043
Tumaco	7,385,534.349
Urabá	246,010.452
The Lower Magdalena Valley	10,676,780.807
The Middle Magdalena Valley	5,937,422.714
The Upper Magdalena Valley	3,016,913.891
Vaupés - Amazonas	758,654.554

Table 8-4. Areas of shale per basin in Colombia.

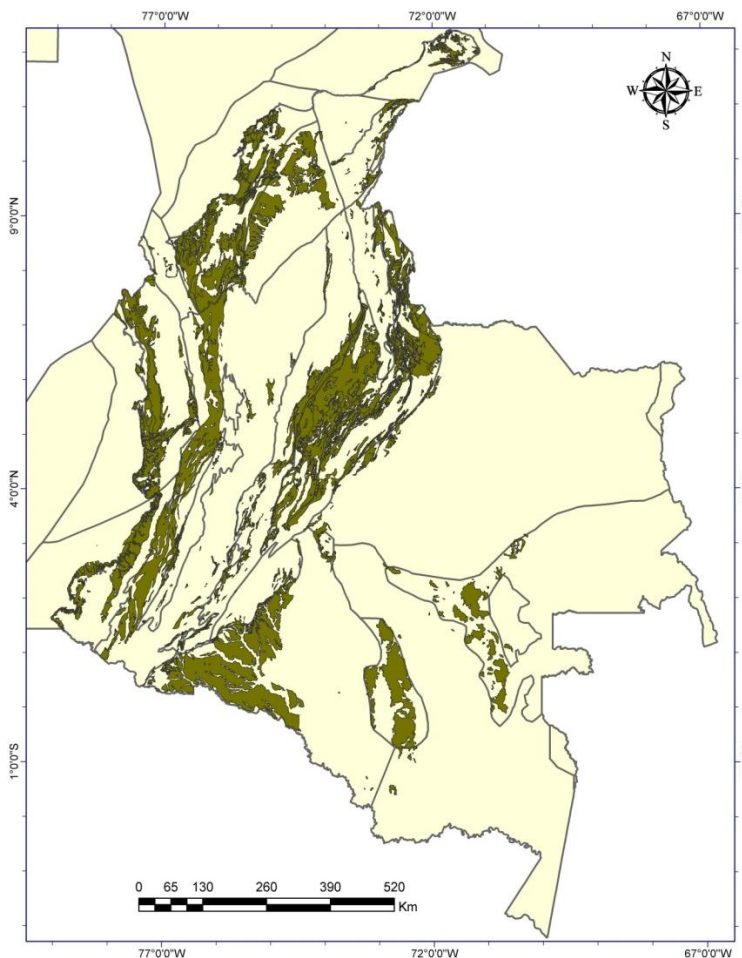


Figure 8-9. Shale outcrop cartography (green).

8.4.5 Deposit area weighting factor

Tables 8-5 to 8-8 se shows the weighting factors obtained per basin for the four resource evaluation categories regarding the four proposed scenarios.

An attempt was made to obtain a ratio for finding factors for those basins lacking them regarding the first three scenarios (graphs showing weighting factor to basin area ratio); however, the resulting correlations did not lead to extracting any type of tendency. Calculating effective oil shale area thus had to be approached from another angle. A probability distribution was thus sought in the fourth scenario so that all basins could be associated in estimating the oil shale potential (Equation 8-1).

Figures 8-10 to 8-12 show the aforementioned ratios for the indicated resources category in the first three scenarios; the pattern for the rest was very similar and their graphs/Figures have been included in the attached digital files.

Basin	Scenario 1	Scenario 2	Scenario 3	Scenario 4
Caguán - Putumayo	1.784*10 ⁻²	1.992*10 ⁻²	1.719*10 ⁻³	8.080*10 ⁻³
				4.844*10 ⁻²
The Eastern Cordillera	1.416*10 ⁻⁴	2.061*10 ⁻⁴	1.060*10 ⁻¹	1.290*10 ⁻³
				4.092*10 ⁻⁵
				2.890*10 ⁻³
				6.181*10 ⁻³
				6.868*10 ⁻⁵
				3.364*10 ⁻⁴
				4.457*10 ⁻⁴
				4.535*10 ⁻³
Sinú - San Jacinto	2.352*10 ⁻²	1.185*10 ⁻¹	3.221*10 ⁻¹	2.352*10 ⁻²
The Middle Magdalena Valley	2.258*10 ⁻⁴	3.388*10 ⁻⁴	3.907*10 ⁻²	1.479*10 ⁻⁴
				3.921*10 ⁻⁴
				7.683*10 ⁻⁴
The Upper Magdalena Valley	1.605*10 ⁻³	5.340*10 ⁻³	1.295*10 ⁻¹	1.056*10 ⁻³
				1.961*10 ⁻²

Table 8-5. Measured factors used in estimating OSOIP. These factors were calculated in the Methodology section for the first three scenarios to obtain a single factor per basin; however, one shale unit was obtained for each basin in the last scenario.

Basin	Scenario 1	Scenario 2	Scenario 3	Scenario 4
Caguán - Putumayo	8.873*10 ⁻²	1.349*10 ⁻¹	1.719*10 ⁻³	7.989*10 ⁻²
				1.164E-1
The Eastern Cordillera	1.226*10 ⁻³	1.744*10 ⁻³	1.060*10 ⁻¹	8.588*10 ⁻³
				3.891*10 ⁻⁴
				8.333*10 ⁻²
				2.383*10 ⁻²
				5.565*10 ⁻²
				5.458*10 ⁻⁴
				2.985*10 ⁻³
				3.795*10 ⁻³
				1.182*10 ⁻⁴
5.358*10 ⁻²				
6.794*10 ⁻³				
Sinú - San Jacinto	3.194*10 ⁻¹	1.067	3.221*10 ⁻¹	3.194*10 ⁻¹
The Middle Magdalena Valley	2.033*10 ⁻³	3.050*10 ⁻³	3.907*10 ⁻²	1.332*10 ⁻³
				3.948*10 ⁻³
				5.482*10 ⁻³
The Upper Magdalena Valley	1.440*10 ⁻²	3.763*10 ⁻²	1.295*10 ⁻¹	7.338*10 ⁻³
				1.743*10 ⁻²
				2.281*10 ⁻¹

Table 8-6. Indicated factors used in estimating OSOIP. As stated in the Methodology section, values were obtained which were above those per unit for weighting factors in scenario 2 (highlighted in red) when areas

outside the shale polygons were greater than such area (it should be stressed that the ratio sought with this scenario's values was not good).

Basin	Scenario 1	Scenario 2	Scenario 3	Scenario 4
Caguán - Putumayo	3.474*10 ⁻¹	1.073	1.719*10 ⁻³	3.079*10 ⁻¹
				4.711*10 ⁻¹
The Eastern Cordillera	8.132*10 ⁻³	1.406*10 ⁻²	1.060*10 ⁻¹	5.565*10 ⁻²
				2.707*10 ⁻³
				1.946*10 ⁻²
				9.707*10 ⁻¹
				5.868*10 ⁻³
				5.176*10 ⁻¹
				8.078*10 ⁻²
				1.264*10 ⁻¹
				3.703*10 ⁻¹
				3.968*10 ⁻³
				2.433*10 ⁻²
				2.239*10 ⁻⁴
				2.249*10 ⁻²
				6.900*10 ⁻²
1				
4.290*10 ⁻¹				
2.160*10 ⁻²				
Sinú - San Jacinto	5.251*10 ⁻³	2.359*10 ⁻²	3.221*10 ⁻¹	1
				4.511*10 ⁻¹
				2.174*10 ⁻³
The Middle Magdalena Valley	1.410*10 ⁻²	2.731*10 ⁻²	3.907*10 ⁻²	6.067*10 ⁻³
				1.380*10 ⁻¹
				2.859*10 ⁻²
				5.249*10 ⁻²
				6.094*10 ⁻¹
The Upper Magdalena Valley	1.259*10 ⁻¹	2.598*10 ⁻¹	1.295*10 ⁻¹	6.355*10 ⁻²
				1.327*10 ⁻¹
				3.725*10 ⁻¹
				6.558*10 ⁻¹

Table 8-7. Inferred factors used in estimating OSOIP

Basin	Scenario 1	Scenario 2	Scenario 3	Scenario 4
Caguán - Putumayo	4.811*10 ⁻¹	7.332	1.719*10 ⁻³	5.628*10 ⁻¹
				9.936*10 ⁻¹
				1.293*10 ⁻³
Cesar - Ranchería	1.166*10 ⁻¹	3.479	0	1.166*10 ⁻¹
The Eastern Cordillera	3.082*10 ⁻²	6.227*10 ⁻²	1.060*10 ⁻¹	1.225*10 ⁻¹
				7.314*10 ⁻³
				2.955*10 ⁻¹
				8.535*10 ⁻¹
				1
				5.574*10 ⁻²
				3.336*10 ⁻¹
				2.786*10 ⁻²
				9.720*10 ⁻¹
				1.541*10 ⁻¹
				2.960*10 ⁻¹
				3.022*10 ⁻¹
				6.101*10 ⁻¹
				1.535*10 ⁻¹
				5.368*10 ⁻³
				1.794*10 ⁻²
				9.834*10 ⁻²
				1.387*10 ⁻²
				8.131*10 ⁻²
				8.017*10 ⁻¹
2.492*10 ⁻¹				
1				
6.990*10 ⁻¹				
4.469*10 ⁻²				
1.521*10 ⁻¹				
5.479*10 ⁻¹				
The Eastern Llanos	7.077*10 ⁻²	5.137*10 ⁻¹	3.122*10 ⁻²	7.077*10 ⁻²
Sinú - San Jacinto	2.212*10 ⁻²	8.651*10 ⁻²	3.221*10 ⁻¹	1.391*10 ⁻²
				1.787*10 ⁻²
				6.382*10 ⁻³
				6.855*10 ⁻¹
				1
				3.692*10 ⁻¹
1				
1.323*10 ⁻²				
The Middle Magdalena Valley	6.894*10 ⁻²	1.087*10 ⁻¹	3.907*10 ⁻²	3.473*10 ⁻²
				5.957*10 ⁻²
				2.297*10 ⁻²
				5.608*10 ⁻¹
				7.177*10 ⁻¹
				1.784*10 ⁻²
				4.893*10 ⁻²
				3.217*10 ⁻¹
				1.864*10 ⁻¹
				7.286*10 ⁻²
				2.036*10 ⁻¹
				1
5.549*10 ⁻²				
The Upper Magdalena Valley	2.190*10 ⁻¹	5.290*10 ⁻¹	1.295*10 ⁻¹	1.328*10 ⁻¹
				4.981*10 ⁻¹
				6.831*10 ⁻³
				9.889*10 ⁻²
				8.578*10 ⁻¹
1				

Table 8-8. Hypothetical factors used in estimating OSOIP

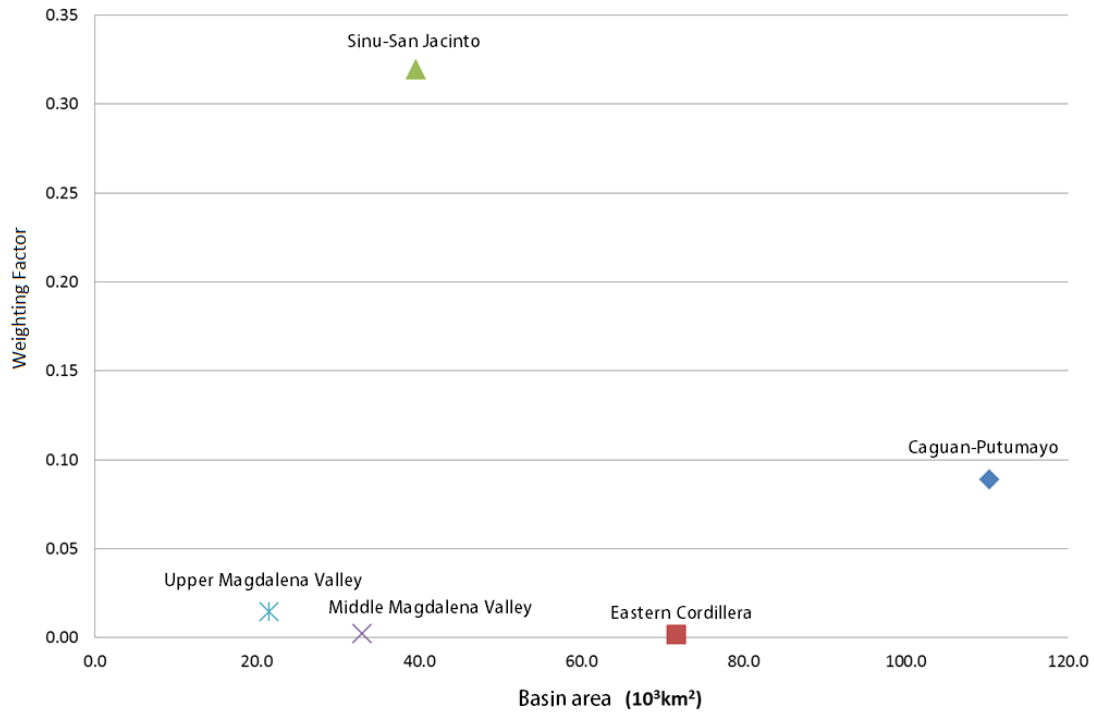


Figure 8-10. Ratio between indicated weighting factors in Scenario 1 and basin area. As can be seen, it was not possible to extract a particular tendency allowing factors to be estimated in other basins from their areas. The other factors' patterns (measured, inferred and hypothetical) were similar in this scenario.

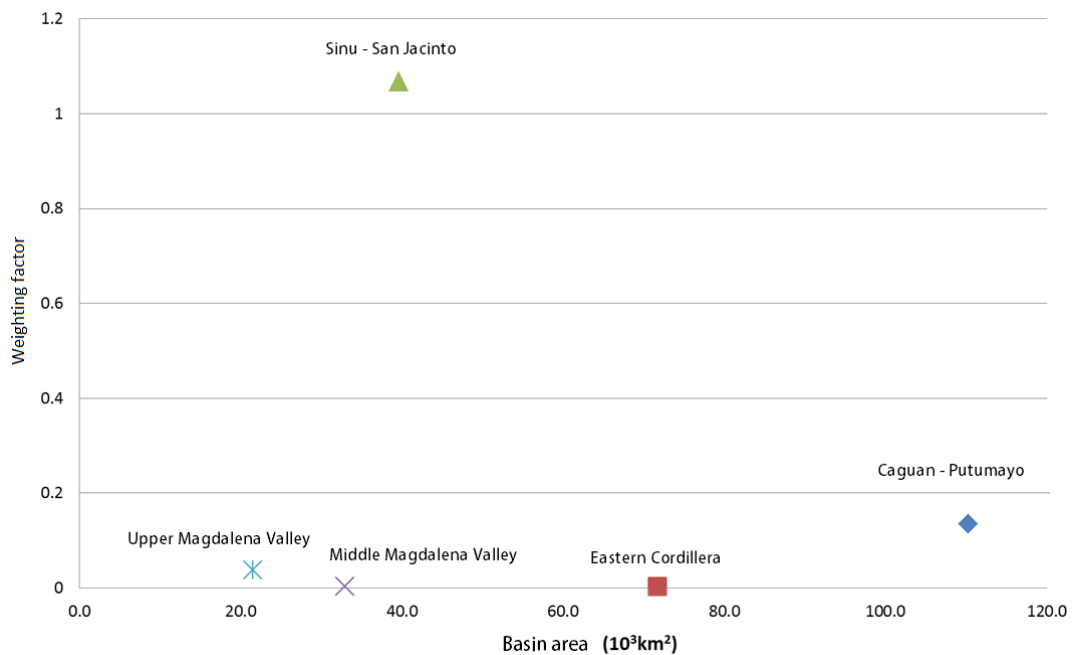


Figure 8-11. Ratio between indicated weighting factors in Scenario 2 and basin area. The other factors' patterns (measured, inferred and hypothetical) were similar in this scenario.

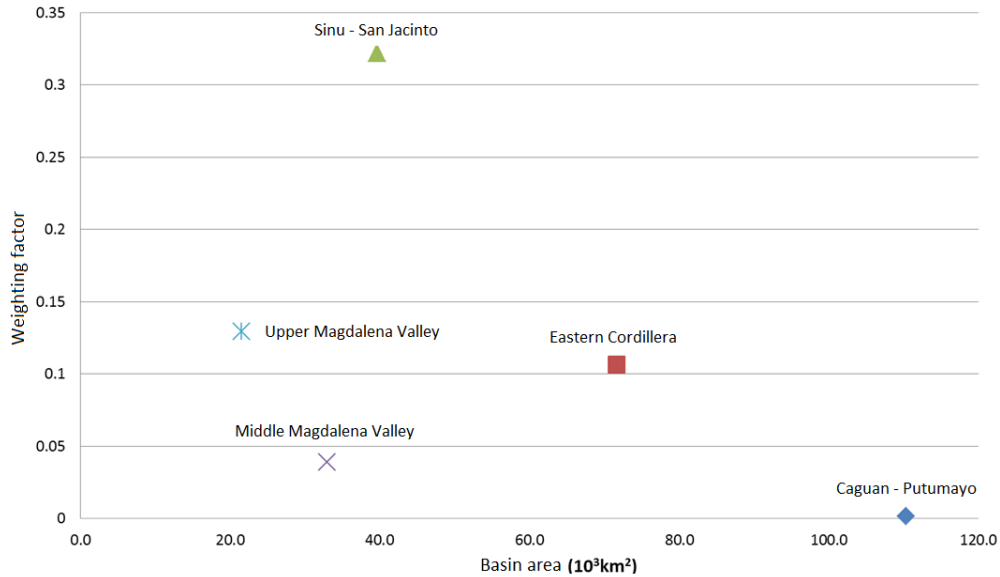


Figure 8-12. Ratio between indicated weighting factors in Scenario 3 and basin area. The other factors' patterns (measured, inferred and hypothetical) were similar in this scenario and did not lead to any sort of tendency being established.

Tables 8-9 and 8-10 show the results of the statistical analysis for best fit distribution regarding indicated and hypothetical factors in Scenario 4. Such scenario was finally chosen for calculating the oil shale potential, and the final results given in this chapter are for the resource evaluation categories applying the two aforementioned factors.

Estimated parameters				Goodness-of-fit test					
\hat{x}	Confidence interval		\hat{y}	Confidence interval		Null hypothesis	P	Statistical value	G.L
0.41	0.25	0.68	0.12	0.05	0.29	Was not rejected	M.B	0.20	0

Table 8-9. Gamma distribution fit parameters and goodness-of-fit test results applied to the indicated weighting factors in Scenario 4 used in estimating OSOIP. Estimated parameters \hat{x} and \hat{y} are the Gamma distribution regarding form and scale. M.B refers to a very low probability of the null hypothesis being accepted or rejected.

Estimated parameters				Goodness-of-fit test					
\hat{x}	Confidence interval		\hat{y}	Confidence interval		Null hypothesis	P	Statistical value	G.L
0.65	0.48	0.88	0.52	0.24	0.82	Was not rejected	0.14	2.16	1

Table 8-10. Gamma distribution fit parameters and goodness-of-fit test results applied to the hypothetical weighting factors in Scenario 4 used in estimating OSOIP.

Comparisons were made with aerial weighting factors from other parts of the world to ensure that the figures for estimating resources represented realistic scenarios.

8.4.6 S₂P hydrocarbon content

The information from pyrolysis tests contained in the Geochemical Atlas of Colombia (ANH, 2010) was used as input for estimating S₂P hydrocarbon content per basin. The data regarding outcrop samples was used as the resource being evaluated is mainly exploited by mining opencast deposits, even though new cutting-edge technologies point to their in-depth exploitation. It was only necessary to use well information regarding the Ranchería (Cesar), San Jacinto (Sinú), Tumaco and Urabá basins as no surface data was available for them.

8.4.6.1 Caguán – Putumayo

The 23 items of data available gave 6.02 mg_{HC}/g_{Rock} average value and 11.03 mg_{HC}/g_{Rock} standard deviation. Gamma distribution presented the best data fit. Table 8-11 shows the results of such fit.

Estimated parameters						Goodness-of-fit test			
\hat{x}	Confidence interval		\hat{y}	Confidence interval		Null hypothesis	P	Statistical value	G.L
0.36	0.23	0.58	16.5	7.28	37.6	Was not rejected	M.B	0.20	0

Table 8-11. Goodness-of-fit test results and parameters applied to the S₂P data in the Caguán basin, Putumayo, for determining the statistical distribution used in estimating OSOIP.

8.4.6.2 Catatumbo

The 62 items of data used gave 1.34 mg_{HC}/g_{Rock} average value and 1.78 mg_{HC}/g_{Rock} standard deviation. Lognormal data pattern was normal. Table 8-12 shows the results of such fit.

Estimated parameters						Goodness-of-fit test			
\hat{x}	Confidence interval		\hat{y}	Confidence interval		Null hypothesis	P	Statistical value	G.L
-0.7	-1.2	-0.3	1.63	1.38	1.98	Was not rejected	M.B	0.88	0

Table 8-12. Goodness-of-fit parameters and test results applied to the S₂P data in the Catatumbo basin for determining the statistical distribution used in estimating OSOIP.

8.4.6.3 Cauca – Patía

No information was available regarding S₂P hydrocarbon content for this basin. The distribution for this variable in a neighbouring basin was thus used; the parameters found for the Tumaco basin given were thus taken, given their similar geological evolution.

8.4.6.4 Cesar - Ranchería

249 data items were used, giving 1.69 mg_{HC}/g_{Rock} average value and 2.34 mg_{HC}/g_{Rock} standard deviation. Normal logarithm distribution in this basin gave the best fit. Table 8-13 shows the results of such fit.

Estimated parameters						Goodness-of-fit test			
\hat{x}	Confidence interval		\hat{y}	Confidence interval		Null hypothesis	P	Statistical value	G.L
-0.3	-0.5	-0.1	1.37	1.26	1.50	Was not rejected	0.07	5.34	2

Table 8-13. Goodness-of-fit parameters and test results applied to the S₂P data in Cesar - Ranchería basin, for determining the statistical distribution used in estimating OSOIP.

8.4.6.5 Chocó

49 items of data were analysed, giving 34.56 mg_{HC}/g_{Rock} average value and 47.57 mg_{HC}/g_{Rock} standard deviation. Again, normal logarithm distribution gave the best fit (Tables 8-14).

Estimated parameters						Goodness-of-fit test			
\hat{x}	Confidence interval		\hat{y}	Confidence interval		Null hypothesis	P	Statistical value	G.L
1.86	1.17	2.55	2.40	2.00	3.00	Was not rejected	M.B	0.8	0

Table 8-14. Goodness-of-fit parameters and test results applied to the S₂P data in the Chocó basin for determining the statistical distribution used in estimating OSOIP.

8.4.6.6 Eastern Cordillera

The 196 items of data gave 2.28 mg_{HC}/g_{Rock} average value and 5.58 mg_{HC}/g_{Rock} standard deviation. Pareto distribution gave the best data fit (Table 8-15).

Estimated parameters						Goodness-of-fit test			
\hat{x}	Confidence interval		\hat{y}	Confidence interval		Null hypothesis	P	Statistical value	G.L
1.47	1.13	1.81	0.12	0.16	0.29	Was not rejected	M.B	1.53	0

Table 8-15. Goodness-of-fit parameters and test results applied to the S₂P data in the Eastern Cordillera basin for determining the statistical distribution used in estimating OSOIP. Estimated parameters \hat{x} and \hat{y} are the Pareto distribution form and scale parameters.

8.4.6.7 Guajira

Since no information was available about S₂P hydrocarbon content in the basin, the distribution presented for this variable regarding the Cesar - Ranchería basin, was taken, given their geological similarity.

8.4.6.8 Eastern Llanos

The 75 items of data used gave 3.03 mg_{HC}/g_{Rock} average value and 6.23 mg_{HC}/g_{Rock} standard deviation. A Pareto distribution gave the best fit for Eastern Llanos data, like that for the Eastern Cordillera (Tables 8-16).

Estimated parameters						Goodness-of-fit test			
\hat{x}	Confidence interval		\hat{y}	Confidence interval		Null hypothesis	P	Statistical value	G.L
1.14	0.69	1.58	0.56	0.36	0.86	Was not rejected	M.B	3.41	0

Table 8-16. Goodness-of-fit parameters and test results applied to the S₂P data in the Eastern Llanos basin for determining the statistical distribution used in estimating OSOIP

8.4.6.9 Sinú - San Jacinto

290 items of data were used, giving 0.71 mg_{HC}/g_{Rock} average value and 2.07 mg_{HC}/g_{Rock} standard deviation. An exponential distribution gave the pattern best fitting the data (Table 8-17).

Estimated parameters						Goodness-of-fit test			
\hat{x}	Confidence interval		\hat{y}	Confidence interval		Null hypothesis	P	Statistical value	G.L
0.71	0.63	0.79	N/A	N/A	N/A	Was not rejected	M.B	0.47	0

Table 8-17. Goodness-of-fit parameters and test results applied to the S₂P data in the San Jacinto basin, Sinú, for determining the statistical distribution used in estimating OSOIP. For exponential distribution, estimated parameter \hat{x} represented the mean. N/A refers to parameters which did not apply to the type of distribution being considered.

8.4.6.10 Tumaco

92 items of data were analysed, giving 1.35 mg_{HC}/g_{Rock} average value and 2.34 mg_{HC}/g_{Rock} standard deviation. Again, normal logarithm distribution gave the best fit. Table 8-18 gives the results of such fit.

Estimated parameters						Goodness-of-fit test			
\hat{x}	Confidence interval		\hat{y}	Confidence interval		Null hypothesis	P	Statistical value	G.L
-0.3	-0.5	-0.1	0.95	0.83	1.11	Was not rejected	0.09	4.84	2

Table 8-18. Goodness-of-fit parameters and test results applied to the S₂P data in the Tumaco basin for determining the statistical distribution used in estimating OSOIP.

8.4.6.11 Urabá

Only three items of data were available for this basin, meaning that it was decided to use triangular distribution. Table 8-19 lists the distribution parameters.

Parameters	Value
Minimum	0.08
Maximum	0.33
Most probable	0.18

Table 8-19. Parameters considered for S₂P in the Urabá basin.

8.4.6.12 Lower Magdalena Valley

5 items of data regarding outcrops were available for this basin and thus triangular distribution was assumed (Table 8-20).

Parameters	Value
Minimum	0.09
Maximum	3.58
Most probable	1.274

Table 8-20. Parameters estimated for S₂P in the Lower Magdalena Valley basin.

8.4.6.13 Middle Magdalena Valley

The 49 items of data gave 2.92 mg_{HC}/g_{Rock} average value and 10.51 mg_{HC}/g_{Rock} standard deviation. Normal logarithm distribution gave the best data fit (Table 8-21).

Estimated parameters					Goodness-of-fit test				
\hat{x}	Confidence interval		\hat{y}	Confidence interval		Null hypothesis	P	Statistical value	G.L
-0.9	-1.5	-0.4	1.88	1.57	2.35	Was not rejected	M.B.	0.001	0

Table 8-21. Goodness-of-fit parameters and test results applied to the S₂P data in the Middle Magdalena Valley basin for determining the statistical distribution used in estimating OSOIP.

8.4.6.14 Upper Magdalena Valley

The 282 items of data gave a 20.88 mg_{HC}/g_{Rock} average value and 18.26 mg_{HC}/g_{Rock} standard deviation. An extreme value distribution was associated with lognormal data. Table 8-22 shows the results of such fit.

Estimated parameters					Goodness-of-fit test				
\hat{x}	Confidence interval		\hat{y}	Confidence interval		Null hypothesis	P	Statistical value	G.L
3.04	2.92	3.17	0.98	0.89	1.08	Was not rejected	0.11	5.93	3

Table 8-22. Goodness-of-fit parameters and test results applied to the S₂P data in the Upper Magdalena Valley basin for determining the statistical distribution used in estimating OSOIP. Estimated parameters \hat{x} and \hat{y} are extreme value distribution regarding location and scale parameters.

8.4.6.15 Vaupés – Amazonas

As no information was available regarding S₂P hydrocarbon content in this basin, it was decided to associate it with the same distribution parameters found for the Caguán - Putumayo basin, due to their similarity in terms of geological evolution.

8.4.7 Oil shale in Colombia

Monte Carlo simulation results for calculating the oil shale potential are given below, along with the parameters defined in equation 8-1 and the previously defined distributions. These results had already been weighted by the environmental factors shown in Table 2-1 for excluding those possibly present in environmental conservation areas.

Basin	Indicated oil shale resources (MMbbl)		
	P ₁₀	P ₅₀	P ₉₀
Amagá	3.48	0.06	0.01
Non-prospective areas	5.52	0.29	0.01
Caguán - Putumayo	259.06	4.95	0.03
Catatumbo	85.03	3.57	0.13
Cauca - Patía	240.15	7.77	0.23
Cesar - Ranchería	622.91	13.94	0.28
Chocó	412.19	10.91	0.27
The Eastern Cordillera	294.64	9.54	0.28
Guajira	10,443.25	198.65	1.16
The Eastern Llanos	798.88	33.31	1.24
Sinú - San Jacinto	1,135.06	47.48	1.88
Tumaco	2,678.01	99.34	2.96
Urabá	1,950.33	97.09	4.13
The Lower Magdalena Valley	12,165.96	220.42	3.75
The Middle Magdalena Valley	39,432.19	549.61	7.34
The Upper Magdalena Valley	5,986.40	240.93	8.45
Vaupés - Amazonas	14,564.94	682.19	28.32
TOTAL	91,077.98	2,220.05	60.47

Table 8-23. OSOIP for the indicated resources evaluation category.

It was estimated that there could be 179.86 MMbbl of oil shale (6,291.36 MMbbl in P₁₀ and 5.39 MMbbl in P₉₀) for the indicated resources evaluation category in areas forming part of the Colombian Park System (Parques Nacionales Naturales).

Basin	Hypothetical oil shale resources (MMBbl)		
	P ₁₀	P ₅₀	P ₉₀
Amagá	26.47	0.54	0.01
Non-prospective areas	38.53	2.59	0.11
Caguán - Putumayo	1,952.38	44.25	0.23
Catatumbo	612.76	31.64	1.11
Cauca - Patía	1,737.96	68.73	1.95
Cesar - Ranchería	4,644.63	118.44	2.40
Chocó	2,967.84	94.76	2.27
The Eastern Cordillera	2,132.84	83.32	2.38
Guajira	79,469.45	1,809.20	9.63
The Eastern Llanos	5,712.77	296.63	10.41
Sinú - San Jacinto	8,015.75	422.47	16.07
Tumaco	19,007.30	889.21	24.51
Urabá	13,597.94	862.95	34.62
The Lower Magdalena Valley	90,189.61	1,894.28	31.18
The Middle Magdalena Valley	300,054.28	4,792.46	62.47
The Upper Magdalena Valley	43,068.00	2,153.04	70.91
Vaupés - Amazonas	104,516.63	6,005.43	241.42
TOTAL	677,745.15	19,569.94	511.67

Table 8-24. OSOIP for the hypothetical resources evaluation category.

It was estimated that there could be 1,584.85 MMbbl of oil shale for the hypothetical resources evaluation category (46,345.60 MMbbl in P₁₀ and 45.61 MMbbl in P₉₀) in areas forming part of the Colombian Park System (Parques Nacionales Naturales).

Figure 8-13 gives graphs of indicated resource distribution per basin. Figure 8-14 gives a comparison of the resources calculated for Colombia within a global framework.

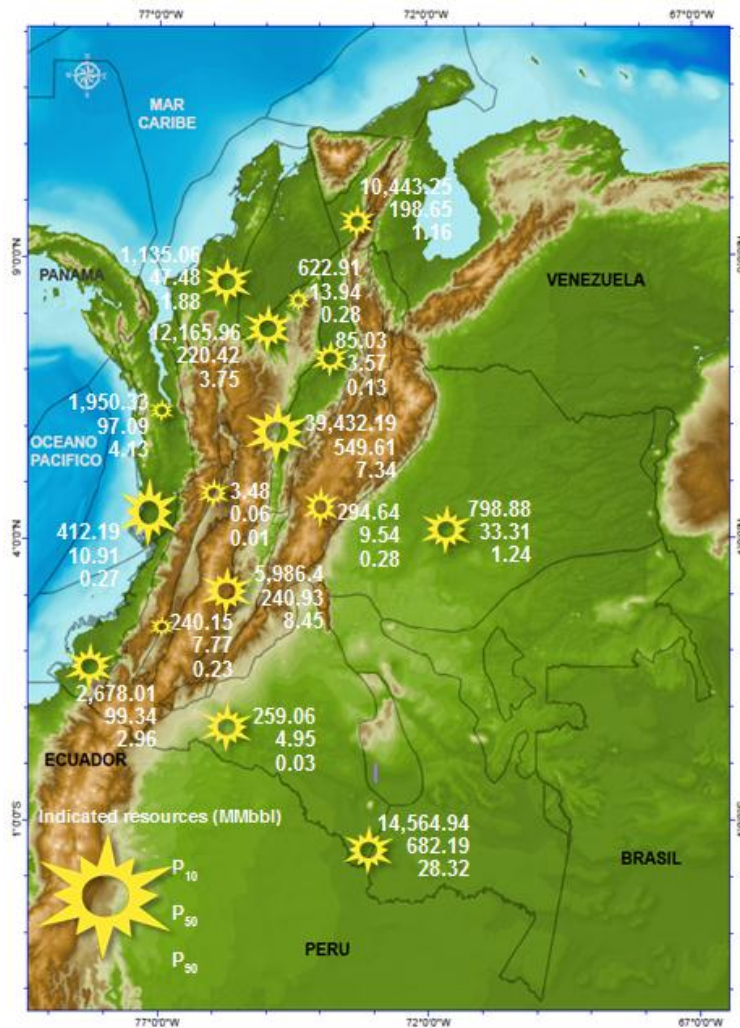


Figure 8-13. Map of the Oil shale potential for the indicated resources evaluation category.

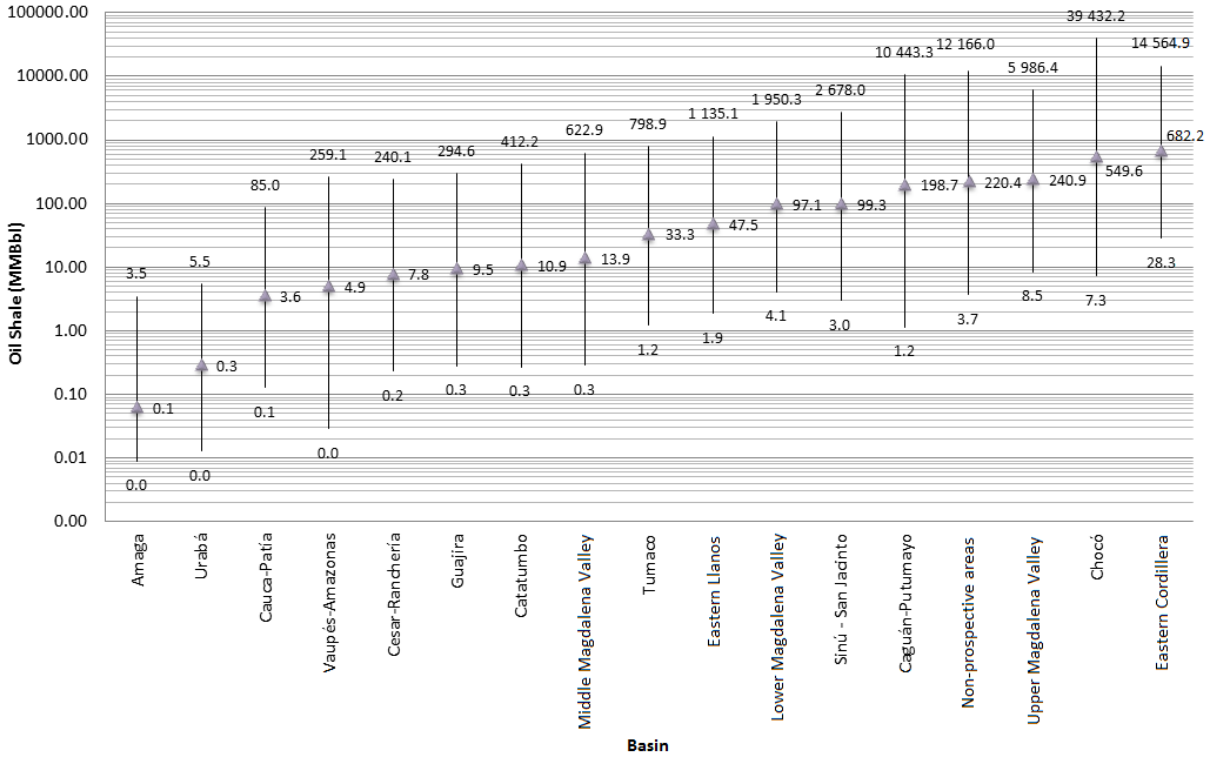


Figure 8-14. Oil shale potential for the indicated resources evaluation category.

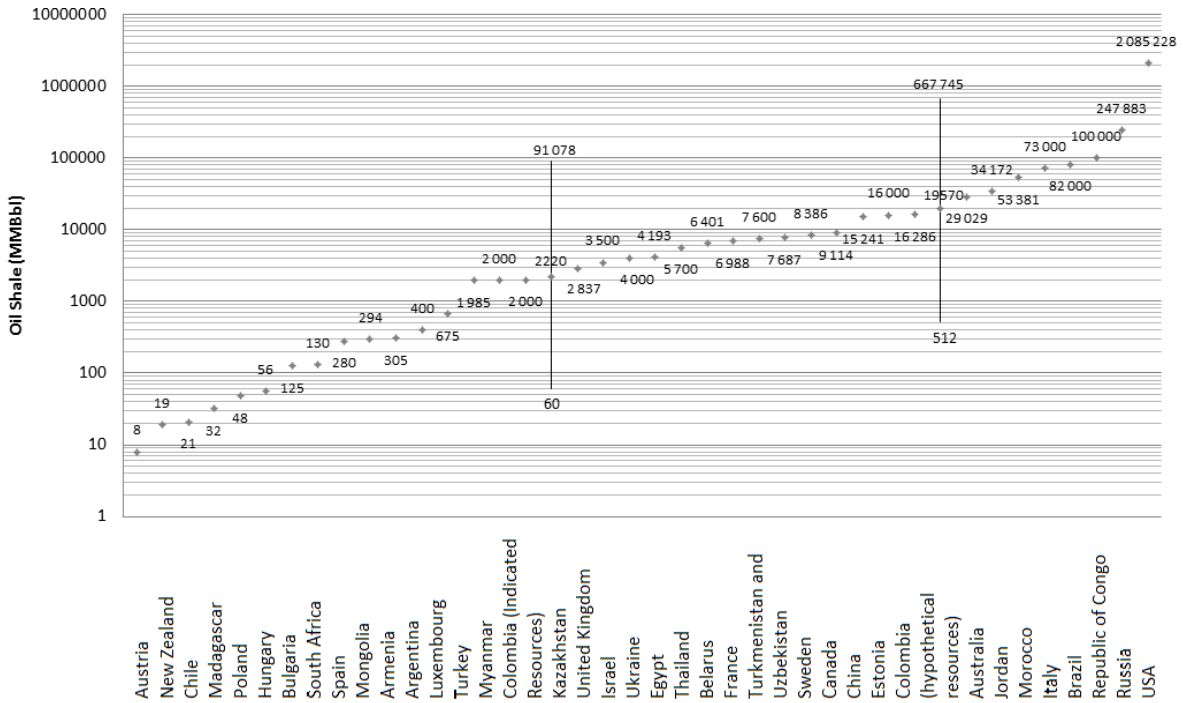


Figure 8-15. Comparing OSOIP for Colombia with that for other countries throughout the world.

8.4.8 Sensitivity analysis

The three variables to which the process was most sensitive were hydrocarbon content, aerial weighting factor and thickness. The order of sensitivity percentages for these three parameters varied according to the basin and resources evaluation category.

- Figure 8-16 shows the first pattern for the indicated resources category.

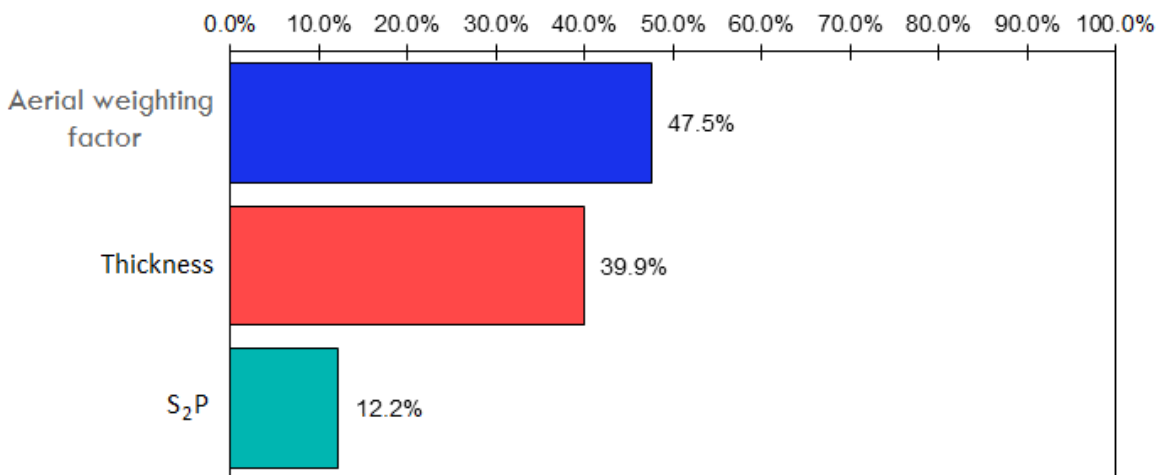


Figure 8-16. Sensitivity average 1 for the indicated resources category. This pattern was present in the Patía (Cauca), Ranchería (Cesar), the Eastern Cordillera, Guajira, the Eastern Llanos, San Jacinto (Sinú), Tumaco, Urabá, the Lower Magdalena Valley and the Upper Magdalena Valley basins

- Figure 8-17 shows the second pattern for the same category.

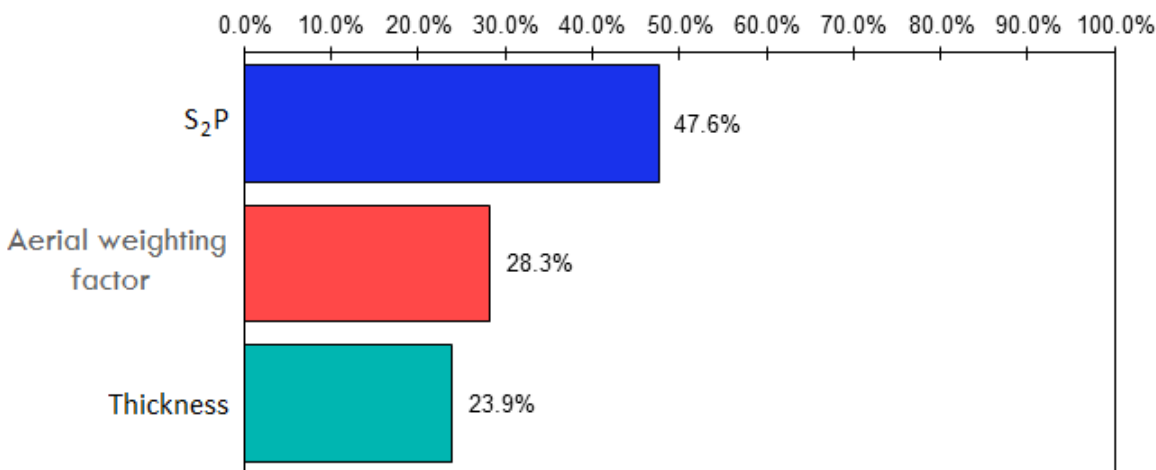


Figure 8-17. Sensitivity average 2 for the indicated resources category. This pattern was present in the Amagá, Caguán (Putumayo), Catatumbo, Chocó, the Middle Magdalena Valley and Vaupés (Amazonas) basins and in the so-called non-prospective areas.

- Likewise, sensitivity evaluated for the hypothetical resources category gave the first pattern shown in Figure 8-18.

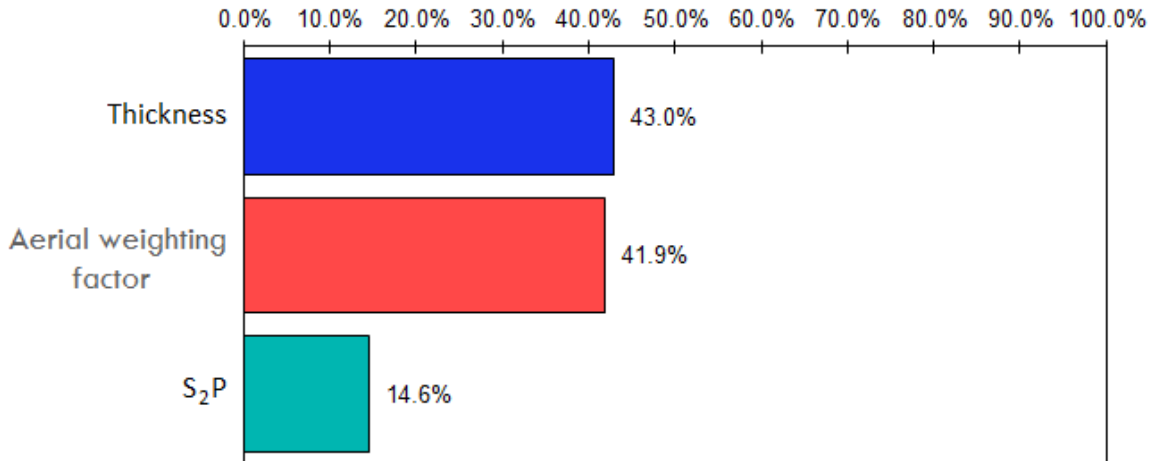


Figure 8-18. Sensitivity average 3 for the hypothetical resources category. This pattern was present in the Patía (Cauca), Ranchería (Cesar), the Eastern Cordillera, Guajira, the Eastern Llanos, San Jacinto (Sinú), Tumaco, Urabá, the Lower Magdalena Valley and the Upper Magdalena Valley basins.

- Figure 8-19 gives the second pattern for the hypothetical resources evaluation category.

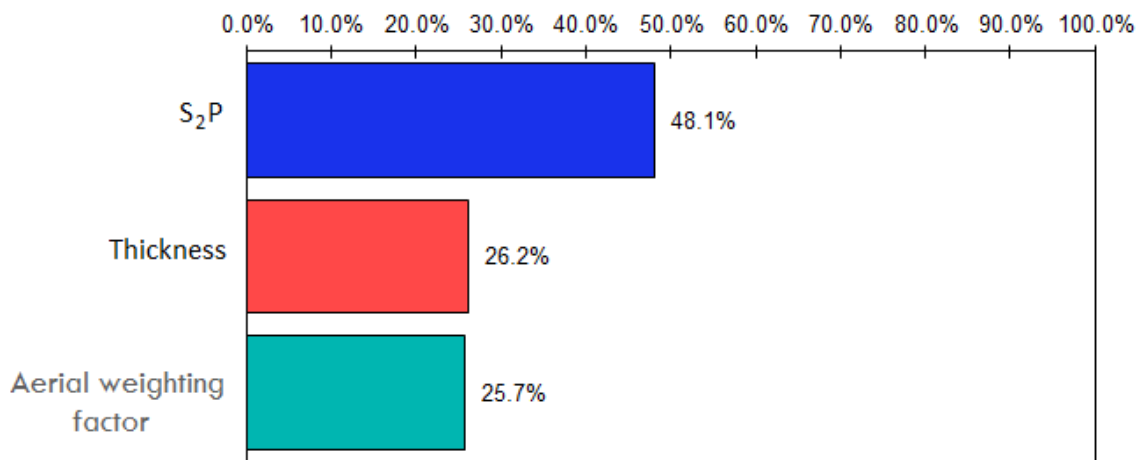


Figure 8-19. Sensitivity average 4 for the hypothetical resources category. This pattern was present in the Amagá, Caguán (Putumayo), Catatumbo, Chocó, Middle Magdalena Valley and Vaupés (Amazonas) basins and in the so-called non-prospective areas.

8.5 Conclusions

- The Eastern Cordillera was the basin having the greatest prospectivity in P₉₀, regarding the presence of oil shale, followed by the Upper Magdalena Valley and the Chocó basin (Figure 8-13);
- The previous order changed in P₅₀, showing the Eastern Cordillera basin to be most prospective, but placing the resources present in the Chocó above those for the Upper Magdalena Valley; and
- The prospectivity of the Lower Magdalena Valley, Caguán - Putumayo and Sinú - San Jacinto basins was also high, even though variability in the range of estimating the resource in the Caguán - Putumayo basin in should be considered.

8.6 Bibliography

- Abercrombie, F. N. (1984). Chemical characterization of an oil shale bed lying within the Heath Formation, Fergus County, Montana. American Chemical Society.
- Agencia Nacional de Hidrocarburos. (2010). Organic Geochemistry Atlas of Colombia. Bogotá: Universidad Nacional de Colombia.
- Altius Minerals. (2009). Albert Oil Shale Project: Exploration Overview. New Brunswick.
- Altun , N. E. (2006). Oil Shales in the World and Turkey; reserves, current situation and future prospects: A Review. *Oil Shale* (23), 211-227.
- Anatoly , K. B. (2007). Oil shale as a prospective raw material for fuel, energy and chemical industries – to be or not to be? *Oil Shale* (24), 5-7.
- Andersson, A. (1985). The Scandinavian Alum Shale. Servicio Geológico Sueco.
- Australian Government. (2009). Condor Deposit. Consulted on the 6th January 2011, de Geosciences Australia: http://www.ga.gov.au/oceans/ea_ons_hills_Summ.jsp
- Australian Government. (2009). Dauringa Deposit . Consulted on the 6th January 2011, de Geosciences Australia: <http://www.ga.gov.au/provexplorer/provinceDetails.do?eno=20298>
- Australian Government. (2009). Mersey River Deposit. Consulted on the 6th January 2011, de Geosciences Australia: http://dbforms.ga.gov.au/pls/www/geodx.strat_units.sch_full?wher=stratno=25424
- Bacon, C. A. (2000). The petroleum potential of onshore Tasmania: A review. *Mineral Resources Tasmania. Geological Survey Bulletin* (71), 93.
- Bamburak, J. D. (1999). Cretaceous black shale investigations in the northern part of the Manitoba Escarpment. Consulted on the 6th January 2011, de Geological Services; Manitoba Industry Trade and Mines. Report of Activities: www.gov.mb.ca/stem/mrd/geo/field/roa99pdf/gS-28-99.pdf
- Bellanca, A. (2001). Transition from marine to hypersaline conditions in the Messinian Tripoli formation from the marginal areas of the Central Sicilian Basin. *Sedimentary Geology* (140), 87-105.
- Bencherifa, M. (2009). Moroccan Oil Shale, Research and Development. Office National Des Hydrocarbures Et Des Mines.
- Blue Ensign Technologies. (2009). The Julia Creek Shale Oil Resource > [Consulted on the 6th January 2011]. Consulted on the Enero de 2011, de <http://www.blueensigntech.com.au/>
- Chonglong, W. (2002). Study on dynamics of tectonic evolution in the Fushun Basin, Northeast China. *Science in China, D Series* (45), 14.

Clarey, M., & Thompson, M. (2010). Study Area. In D. Copeland, & M. Ewald, Available ground water determination, Green River Basin Water Plan II (page 35). Wyoming.

Connah, T. H. (1964). Torbanite Deposit - Alpha, Central Queensland. Department of Mines, Geological Survey of Queensland, Queensland.

Coxhell, S., & Fehlberg, B. (2000). Julia Creek Vanadium and Oil Shale Deposit. Applied Geoscientific Research and Practice in Australia (11), 13.

Draut, A. (2005). The Geology of Central and Southeastern Utah. Penrose Conference Field Trip Guide. Geological Society of America. University of California, (page 20). Utah.

Dyni, J. R. (2006). Geology and resources of some world oil shale deposits. USGS. Virginia: USGS Publication Warehouse.

Dyni, J. R. (2010). Survey of Energy Resources. World Energy Council.

Engel, M. A. (2006). Miocene Halictine Bee from Rubielos de Mora Basin: Spain. *Novitates*(3503), 10.

European Academies Science Advisory Council. (2007). Study on the E.U. oil shale industry viewed in the light of the Estonian Experience. Committee on Industry, Research and Energy of the European Parliament.

Fekry, Y. (2010). Potentiality of Black Shales in Egypt. Consulted on the Febrero de 2011 de www.medemip.eu/.../Oil%20Shale%20.../POTENTIALITY_OF_BLACK_SHALES_IN_EGYPT.pdf, de Undersecretary for Mineral Resources. Ministry of Petroleum, Egypt: 18

Foster, C. B. (1982). Illustration of early tertiary (Eocene) plant microfossils from de Yaamba Basin. Geological Survey of Queensland, Department of Mines, Queensland.

Garetskii, R. G. (2004). Pripyat Trough: Tectonics, Geodynamics, and Evolution. *Russian Journal of Earth Sciences*(6), 217–250.

Garside, L. J. (1983). Nevada Oil Shale. Nevada Bureau of Mines and Geology, Nevada.

Gerta, K. (2004). Low Diversity, Late Maastrichtian and Early Danian Planktic Foraminiferal Assemblages of Eastern Tethys. *Journal of foraminiferal Research*(34), 49-73.

Glennie, K. W. (1998). Petroleum Geology of the North Sea: Basic Concepts and Recent Advances. Oxford: Wiley-Blackwell.

Graham, J. P. (2000). An Application of Sequence Stratigraphy in Modeling Oil Yield Distribution: The Stuart Oil Shale Deposit, Queensland, Australia. , 146 p. Work de grado (M.Sc. Applied Geology), . School of. Tesis M.Sc: Applied Geology, Queensland University of Technology, School of Natural Resouce Science, Queensland.

Gross, S. (1977). The Mineralogy of the Hatrurim Formation, Israel. *Geological Survey of Israel Bulletin*(70), 1-80.

Gurov, E. (2003). Ejecta of the Boltsh Impact Crater in the Ukrainian Shield. *Impact Markers in Stratigraphic Records*(3), 179-202.

Harrington, E. (2005). Technical Report on the Poker Flats Property, Carlin Mining District, Elko County, Nevada, USA. Reliance Geological Services Inc.

Harvie, B. A. (2010). The Shale-Oil Industry in Scotland 1858–1962. I: Geology and History. *Oil Shale*(27), 354-358.

Hassaan, M., & Ezz-Eldin, M. (2007). The Black Shale in Egypt: A Promising Tremendous Resource of Organic Matter. CSPG-CSEG Convention. Calgary.

Ho, A. (2009). Oil Shale Annual Report. Esperance Minerals N.L, Sydney.

Holger, L., Bernhard, S., Hans, J., & Josef, P. (2000). Trace Element Distribution in Palaeozoic Black Shales: "Kupferschiefer" (Germany) and Exshaw Formation (Canada). *Journal of Conference Abstracts*, 52(2), 656.

Hutton, A. C. (1990). Classification, Organic Petrography and Geochemistry of Oil Shale. Lexington University of Kentucky, Institute for Mining and Minerals Research., Kentucky.

INGEOMINAS. (2007). Mapa Geológico de Colombia. Escala 1:2'800.000. . Bogotá.

Israel Government. (2010). Mineral Resources - Oil Shale. Consulted on the 21 de Febrero de 2011, de Geological Survey of Israel: <http://www.gsi.gov.il/Eng/Index.asp?CategoryID=113&ArticleID=160>

James, H. G. (1980). An Assessment of Oil Shale Technologies. Washington, D.C: U.S Government Printing Office.

Johnson, H., & Crawford, P. (2004.). Strategic Significance of America's Oil Shale Resource. US Department of Energy.

Jordan Government. (2010). The Hashemite Kingdom of Jordan, Hydrocarbons, Oil Shale. Consulted on the 21 de Febrero de 2011, de Natural Resource Authority: http://www.nra.gov.jo/index.php?option=com_content&task=view&id=34&Itemid=44

Kara, G., & Korkmaz, S. (2008). Organic Geochemistry, Depositional Environment And Hydrocarbon Potential of the Tertiary Oil Shale Deposits in NW Anatolia, Turkey. *Oil Shale*(25), 444–464.

LeMone, D. (2008). Uraniferous Phosphates: Resource, Security Risk, or Contaminant. . Annual Waste Management Conference, Waste Management Symposia, (pág. 15). Phoenix.

Loughnan, F. C., & Roberts, I. F. (1983). Buddingtonite (NH₄-feldspar) in the Condor Oil Shale Deposit, Queensland, Australia. *Mineralogical Magazine*(47), 327-334.

Louw, S. J., & Addison, J. (1985). Studies of the Scottish Oil Shale Industry. History of the Industry, Working Conditions, and Mineralogy of Scottish and Green River Formation Shales. Final report Vol. 1., US Department of Energy.

Macuailey, G. (1984). Cretaceous Oil Shale Potential of the Prairie Province, Canada. Consulted on the 28 de Enero de 2011, de Geological Survey of Canada : www.gov.mb.ca/stem/.../shales/shale_cretaceous_potential2.pdf

Matthews, R. D., & Feldkirchner, H. (1983). The Distribution and Regional Correlation of Devonian Oil Shales in the Eastern United States. Symposium on Geochemistry and Chemistry of Oil Shale, (pág. 12). American Chemical Society.

Mukhopadhyay, P. K. (2008). Mississippian Lacustrine Horton Formation Source Rocks from Nova Scotia and New Brunswick, Eastern Canada: Major Shale Gas and Oil Shale Resource Plays. Search and Discovery(10167), 33.

Mukhopadhyay, P. K. (2004). Evaluation of Petroleum Potential of the Devonian-Carboniferous Rocks from Cape Breton Island, Onshore Nova Scotia. Nova Scotia Department of Energy, Antigonish.

Newell, N. (1948). Key Permian Section, Confusion Range, Western Utah. Geological Society of America Bulletin(59), 1053-1058.

Nizar, A.-J. (2009). Geomorphological and Geological Constraints on the Development of Early Bronze Chert Industries at the Northern Rim of the Al Jafr Basin, Southern Jordan. Mediterranean Archaeology and Archaeometry(9), 17-27.

Pápay, L. (2001). Comparative Analysis of Hungarian Maar-Type Oil Shales (Alginites) on the Basis of Sulfur Content. Oil Shale(18), 139-148.

Peter, F. F. (1996). Tertiary Basins of Spain, the Stratigraphic Record of Crustal Kinematics ,. Cambridge University Press.

Raseroka, A. L. (2009). Natural Gas and Conventional Oil Potential in South Africa's Karoo Basins. Search and Discover(90100).

Regina, B. (1990). Aromatic Hydrocarbons in the Paraiba Valley Oil Shale. Organic Geochemistry(15), 351-359.

Russell, P. L. (1990). Oil Shales of the World, their Origin, Occurrence and Exploitation. New York: Pergamon Press.

Schmitt, L. J. (1989). Aerial Distribution of Oil Shales with Associated Mineral Resources and Metal Anomalies in the Western United States and Alaska. Consulted on the 21 de Febrero de 2011, de U.S.G.S Miscellaneous Field Studies Map 2091: <http://pubs.er.usgs.gov/usgspubs/mf/mf2091/>

Schora, F. C. (1983). Progress in the commercialization of the Hytort Process. Eastern Oil Shale Symposium (págs. 183–190). Lexington: University of Kentucky, Institute for Mining and Minerals Research.

Smith , W. D., & Naylor , R. D. (1990). Oil Shale Resources on Nova Scotia. Economic Geology Series Nova Scotia, 59.

Smith, J. W. (1983). The Chemistry which Created Green River Formation Oil Shale. Symposium on Geochemistry and Chemistry of Oil Shale (págs. 9-11). American Chemical Society .

Stanfield, K. E., & Frost, I. C. (1949). Method of Assaying Oil Shale by a Modified Fischer Retort. U.S. Bureau of Mines .

Steele, H. (1979). The Economic Potentialities of Synthetic Liquid Wasls from Oil Shale. Massachusetss: Arno Press Inc.

Suwannathong, A., & Khummongkol, D. (2007). Oil Shale Resource in Mae Sot Basin, Thailand . 27th Oil Shale Symposium Memories. Colorado: CERI Mines.

Ventura, R. (2009). Geochemical and Thermal Effects of a Basic Sill on Black Shales and Limestones of the Permian Irati Formation. Journal of South American Earth Sciences(28), 14–24.

Viive , V. (2006). Conodonts of the Kiviõli Member, Viivikonna Formation (Upper Ordovician) in the Kohtlasection, Estonia. En. Proceedings of the Estonian Academy of Sciences, 213–340.

Vizmap. (2010). Map of resources de Australia. Consulted on the 6th January 2011, de Yaamba Deposit: <http://www.vizmap.com.au/NRM/Commodities/493580.htm>

Yen, T. F., & Chilingarian, G. V. (1976). Oil Shale. Amsterdam: Elsevier Scientific Publishing Company.

Zhu, J. (2006). Resource Status and Development Application Stratagem of Oil Shale in Maoming Basin. 26th Oil Shale Symposium Memories. Colorado: College of Earth Science, Lilin Univerity. Oil and gas Resource Stratagem Research Center.

8.7 Appendixes

Digital files in the ANH'S Document Center:

- ✓ “Base de Datos Oil Shale Internacional.xlsx”
- ✓ “Base de Datos Oil Shale Colombia.xlsx”

9 SHALE GAS AND SHALE OIL

Shale gas and shale oil may be defined as hydrocarbons associated with shale formations (US Department of Energy, 2009). Organic material-rich shale formations which were previously considered simply as source rocks or seals for accumulations of gas in stratigraphically-associated sands and carbonates are now defined as shale formations (US Department of Energy, 2009). Such deposits are composed of sedimentary rocks having predominantly clay-sized particle content and also considerable percentages of organic material, making them prone to generate and store important amounts of gaseous hydrocarbons.

The amount of hydrocarbons which could be present in shale usually depends on the rock's wealth of organic material and the degree of maturity reached. Resources of around 3,350 MMbbl and 20.81 Tcf have been estimated in Eagle Ford shale, one of the basins having the greatest development regarding the exploitation of this resource (US Department of Energy, 2011).

The effects of the emergence of this type of production began to become evident at the end of 2005, since when the price of natural gas has become decoupled from crude prices (i.e. they are no longer linked) (Rios, 2010). This resource's development has undoubtedly been intensifying in many nations since that time. These countries' energy profile has changed regarding their estimates of yet-to-find shale gas and shale oil, their investment in exploration, and eagerness to break with traditional schemes tied to conventional production horizons regarding hydrocarbons in an attempt to migrate towards prospecting non-conventional resources.

9.1.1 Classification

Shale is included in a varied group of deposits called continuous-type (unconventional) hydrocarbon accumulations (Schmoker, 2005). These consist of large volumes of oil- or gas-bearing rock in which the presence of hydrocarbon does not depend on the water column. These belts cannot be evaluated in view of the foregoing regarding bottom contacts (i.e. water-oil contact (WOC) or gas-oil contact (GOC)), as in conventional deposits.

These deposits usually have a large aerial extension and could occur below rocks totally saturated by water below WOC or GOC. Their hydrocarbon load covers the whole belt, lacks a trap or seal and has extremely low matrix permeability. Shale deposits also develop abnormal pressure (whether high or low) and are normally associated with source rocks.

The areas in which these accumulations give the best production characteristics are known as "sweet spots", a term in some ways comparable with that of "fields" for conventional deposits.

9.1.2 Origin and formation

The clays in shale were initially deposited in the form of mud, in low energy settings such as lake- or ocean-type environments having low or zero water circulation. Fine particles suspended in these environments could fall slowly together with small microorganisms, the remains of algae, plants and animals. However, an imbalance in the oxygen supply may have developed if they became buried rapidly, transforming the environment into an anoxic one inhibiting the chemical or biological

sequestrators responsible for organic material degradation. Favourable preservation conditions for hydrocarbon development would thus become produced.

Pressure and temperature gradually increase whilst sediment load becomes buried over shale-forming materials. Compaction is responsible for transforming the clays (normally tabular) into thin layers which then become laminated shale stratifications during lithification. The preserved organic material becomes decomposed during initial heating under pressure (diagenesis), thereby producing an insoluble material called kerogen.

If burial increases, the rock and its constituents undergo catagenesis in which kerogen slowly becomes converted into bitumen and then into a liquid or gaseous hydrocarbons (wet gas). Additional heat becoming incorporated may cause the remaining kerogen to react producing carbon and the change from liquid phases to hydrocarbon phases (dry gas), thus entering a stage called metagenesis (Figure 9-1).

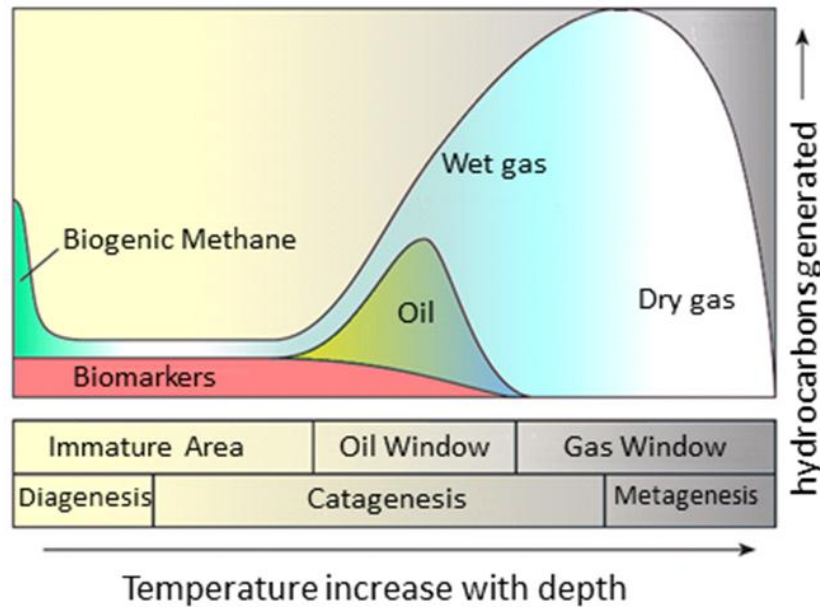


Figure 9-1. Kerogen transformation, modified from Boyer et al., (2006).

All processes involved in transforming kerogen into hydrocarbons are usually known as “maturing”. Oil, wet gas or dry gas would thus be generated depending on how this process evolves and the type of kerogen involved. Kerogen types I and II are associated with generating liquids and type III with gases (Figure 9-2).

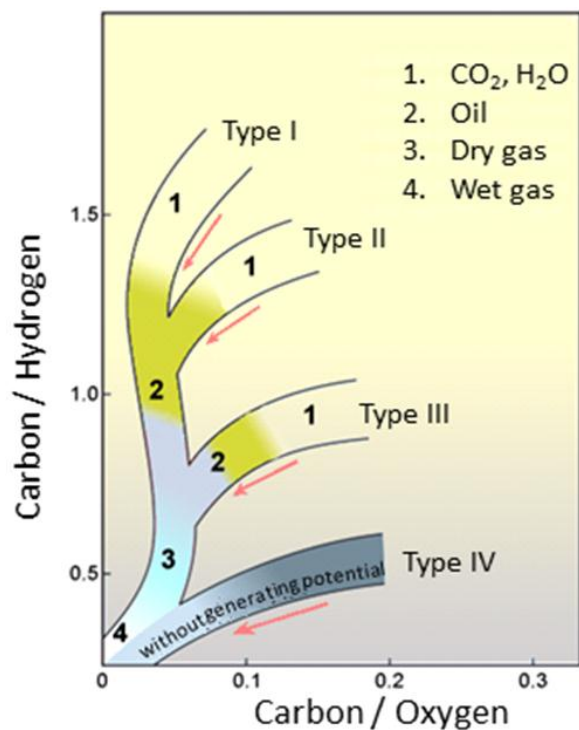


Figure 9-2. Van Krevelen diagram, modified from Boyer et al., (2006). The pale red lines indicate the direction of increased maturity.

All processes involved in transforming kerogen into hydrocarbons are usually known as “maturing”. Oil, wet gas or dry gas would thus be generated depending on how this process evolves and the type of kerogen involved. Kerogen types I and II are associated with generating liquids and type III with gases (Figure 9-2).

9.1.3 Shale characterization

Rock’s potential for storing and producing economic volumes of gas can be evaluated by identifying specific characteristics such as the type of kerogen, maturity, total organic content, the matrix’s mineralogy, porosity, permeability and gas concentration.

9.1.3.1 Some fundamental geochemical analysis

Total organic content (TOC) is directly related to the amount of hydrocarbons possibly generated and thus its importance; TOC values between 0.5% and 2.0% are usually considered the lowest limit for defining prospective background intervals. This range of values is associated with gas shale quality between “very poor” and “regular” (Boyer et al., 2006).

Vitrinite reflectance tests (R_o) on maceral material in gas shale are fundamental when establishing thermal maturity. These tests give an indirect measurement of the temperatures to which rock has been submitted, thereby leading to identifying the generation window which could be entered (Figure 9-1) and thus the type of hydrocarbon generated. Gas shale thermal maturity could vary from marginal (0.4% R_o to 0.6% R_o) to mature/post-mature (0.6% R_o to 2% R_o) and these could also contain gas ranging from biogenic to thermogenic.

9.1.3.2 Some fundamental petrophysical analysis

Considering the form of the clays and their deposition and lithification, then it is to be expected that shale would develop almost zero vertical permeability and extremely low horizontal permeability (in the nano Darcy order). Permeability is thus one of the most sensitive variables and one of the most important production parameters to be determined. Figure 9-3 gives a comparative scheme for the order of magnitude of permeability in shale.

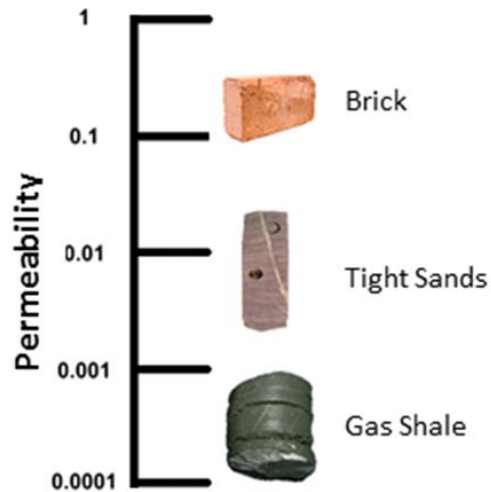


Figure 9-3. Comparative scheme for shale permeability.

The hydrocarbons in shale could be stored in rock in three ways: in the local porous system, as gas in solution in intraporal water and absorbed in minerals or organic material within pores, micropores and microfractures in the rock matrix. The latter form of retention is usually responsible for the accumulation of the greatest amount of gas.

Characterising porosity and identifying the type which could support production are essential when evaluating future recovery scenarios and defining the appropriate stimulation mechanism. Figure 9-4 compares conventional porosity in an arenite and that in shale.

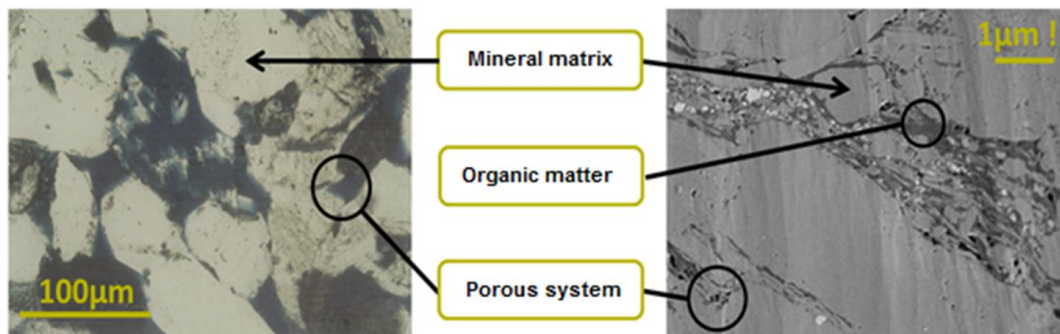


Figure 9-4. Comparing the porosity of a conventional arenite (left panel) and that of gas shale (right panel), modified from Loucks et al., (2009).

Filtering cartridge desorption tests carried out on nucleus fragments are amongst the traditional forms of measuring gas content in rock, but these do not reflect interstitial gas or dependence on

pressure (Boyer et al., 2006). Measuring desorption isotherms (such as the Langmuir isotherm) leads to more realistic results regarding maximum gas content related to deposit pressure.

Mineralogical description and identifying the type of clay predominating in rock play a basic role in shale exploitation. Designing stimulation treatments and selecting the areas of rock in which such work could be carried out are affected by such characterisation, in turn, affecting assessment of a particular play's technical prospectivity.

9.1.3.3 Identifying prospective intervals

The methodology proposed by Passey et al., (1990) led to identification in organic material-rich well areas, from a set of basic records such as sonic (DT), deep resistive (ILD) and gamma ray (GR) records. The cross between the DT and pseudo-sonic (DtR) curves obtained from ILD records led to inferring the type of fluid saturating the porous space. Both these curves are parallel in rocks saturated by water and lacking organic material, and could even become overlapped, since both respond to variations in rock porosity; however, such curves cross in hydrocarbon-saturated or organic material-rich rocks, resulting in their notable separation (Figure 9-5).

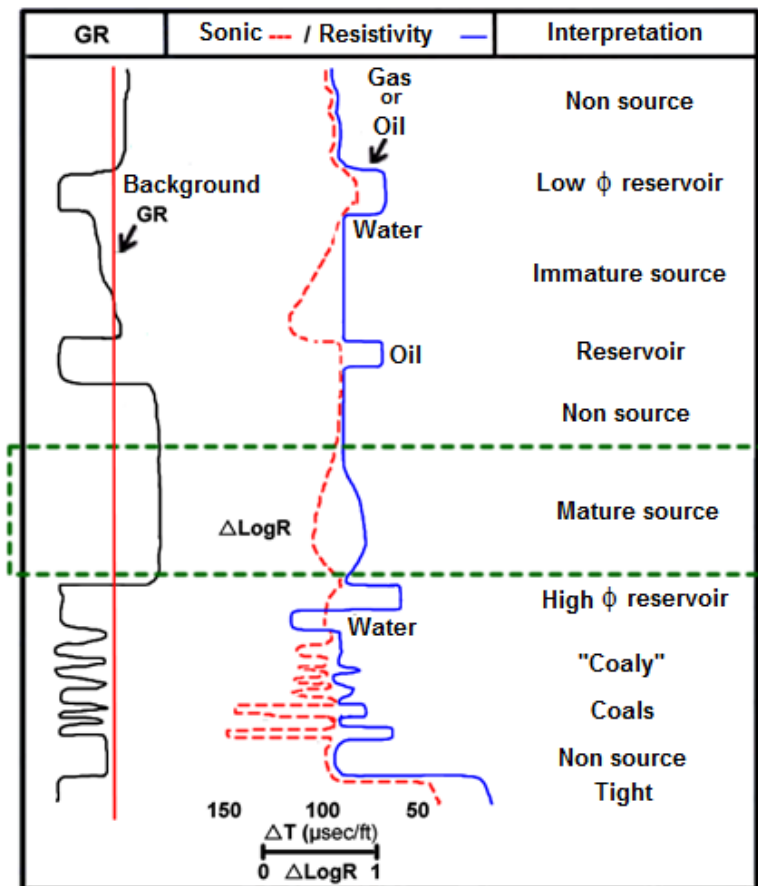


Figure 9-5. A diagram showing the form given by DT and ILD records in organic material-rich areas, modified from Passey et al., (1990). The green dashed area shows the possible presence of associated hydrocarbons.

The separation occurring in the intervals of organic material-rich source rock and prospectivity for generating shale gas and shale oil is produced by two effects; the sonic curve responding to the

presence of kerogen, low density and low speed and the resistive curve responding to the fluid in a particular formation. Separation is only due to slow curve response in low maturity or immature areas. As well as the effect of the sonic record, the resistivity curve increases in mature areas due to the presence of the hydrocarbons so generated.

The distinction between the intervals of sand saturated with hydrocarbons in conventional deposits and organic material-rich matures areas in non-conventional deposits is shown in the gamma ray record. As this is a lithological record it allows differentiating the areas of clay. Passey et al., (1990) have thus provided a methodology facilitating prospective net thickness to be obtained for shale deposits.

9.1.3.4 Exploitation methods

Hydraulic fracturing (fracking) is one of the well stimulation techniques used for developing shale projects because it allows connecting a deposit's well areas to be hydraulically isolated. The amount of recovered hydrocarbon is directly related to the good management of these techniques. The volume of stimulated rock depends on the complexity of the induced fracture and thus the expected recovery; such recovery also depends on the number of frackings made in the same interval.

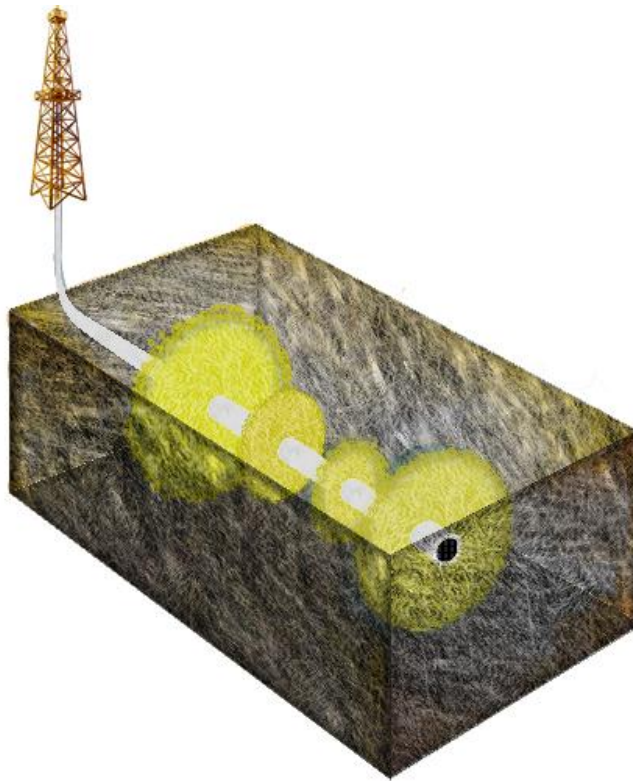


Figure 9-6. Illustrative diagram of multi-stage fracking.

Figure 9-6 illustrates multistage fracking in which the fractures are simultaneously induced in the same pumping. Combining this stimulation method with horizontal perforation technologies and geonavigation (geosteering) in shale formations provides viability dad techniques for such exploitation projects.

9.1.3.5 Worldwide panorama

The largest shale reserves are found in the USA (the leading country in developing this resource). Some eastern and northern European countries are in a stage aimed at assessing prospects, the same as other countries like China and India. The presence of this resource has already been evaluated in Australia and southern South-America and development plans for already identified plays are already in place. Table 9-1 shows the potential identified for some countries on different continents.

Country	Shale gas resources (Tcf)	Country	Shale gas resources (Tcf)
USA	3,284	Germany	33
Canada	1,490	Holland	66
Mexico	2,366	Sweden	164
Colombia	78	Norway	333
Venezuela	42	Denmark	92
Argentina	2,732	The UK	97
Bolivia	192	Algeria	812
Brazil	906	Libya	1,147
Chile	287	Tunes	61
Paraguay	249	Morocco	108
Uruguay	83	South Africa	1,834
Poland	792	China	5,101
Lithuania	17	India	290
Kaliningrad	76	Pakistan	206
The Ukraine	197	Turkey	64
France	720	Australia	1381
		Total	25,300

Table 9-1. Shale gas resources, taken from US Department of Energy (2011).

9.1.4 Some source rock packages in Colombia

The most well-known generating (source) rock belts in Colombia date from the Cretaceous and Palaeogene ages, even though there is evidence concerning the possible existence of Palaeozoic rocks. Such rocks were deposited in marine environments in conditions involving little circulation (anoxic) and high precipitation of organic material (Ryan and Cita, 1977; Thiede and Van Andel, 1977; Arthur et al., 1987; Erbacher et al., 2001).

Some of the formations present in the Middle Magdalena Valley (Rosablanca, Paja, Tablezo, Simití, La Luna and Umir), Cesar - Ranchería (Lagunitas, Aguas Blancas, Laja – La Luna and Molino) and Catatumbo (Tibú, Mercedes, Aguardiente, Capacho, La Luna, Colon, Mito - Juan) basins, deposited during the Cretaceous period and associated with events affecting their organic material enrichment are considered as being sources of Colombia's (or even the world's) most prolific hydrocarbon deposits (West, 1996).

La Luna, Simiti and Tablezo formations are amongst the most fertile source rocks of the Middle Magdalena Valley, giving 3.5% TOC and 0.9% Ro on average.

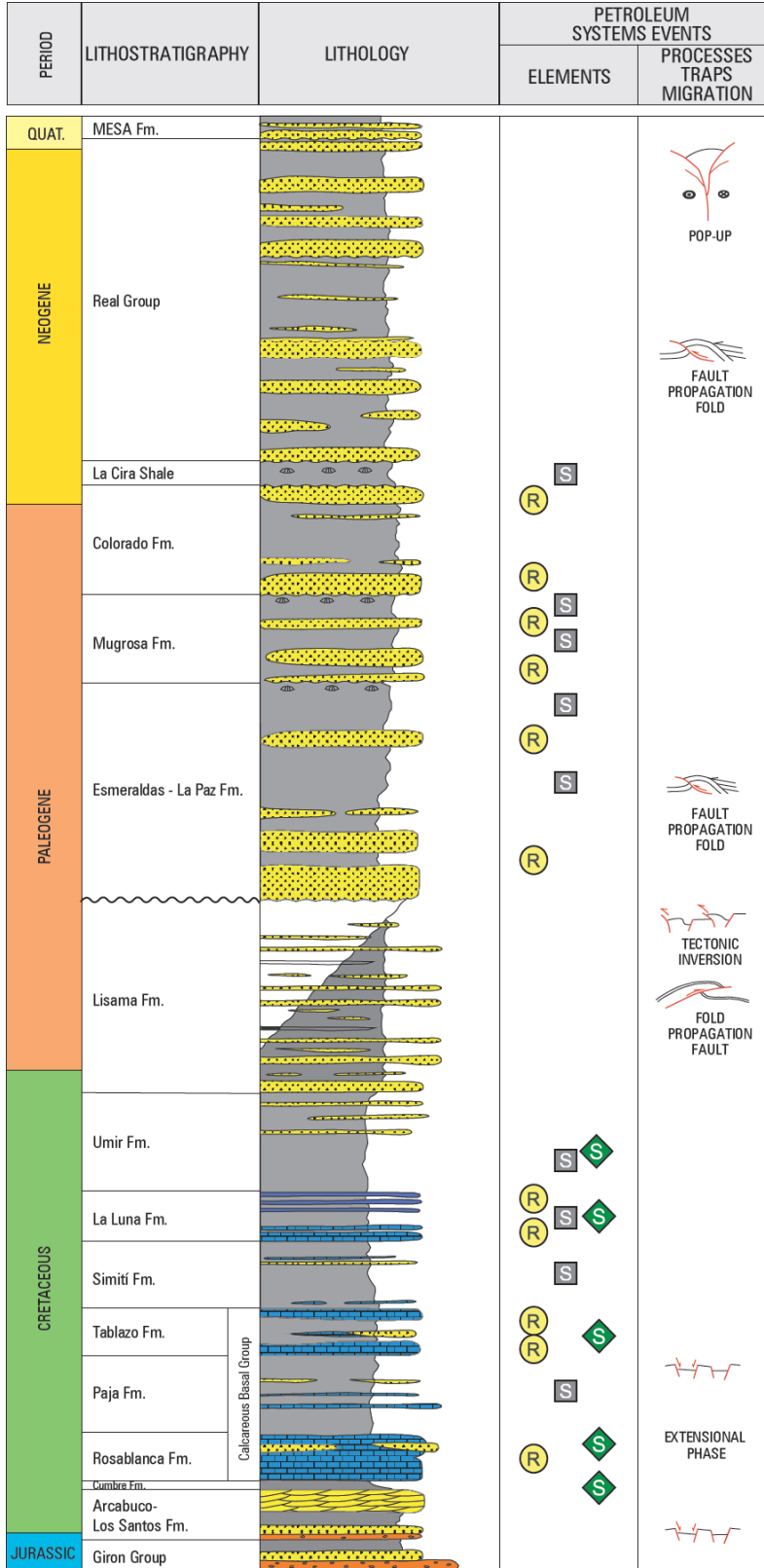


Figure 9-7. Petroleum system in the Middle Magdalena Valley basin, modified from Mojica, Arévalos, & Castillo (2009).

The Molino, Laja - La Luna, Lagunitas and Aguas Blancas formations in the Cesar - Ranchería, basin are in a generation phase, giving an average 1% to 1.4% TOC.

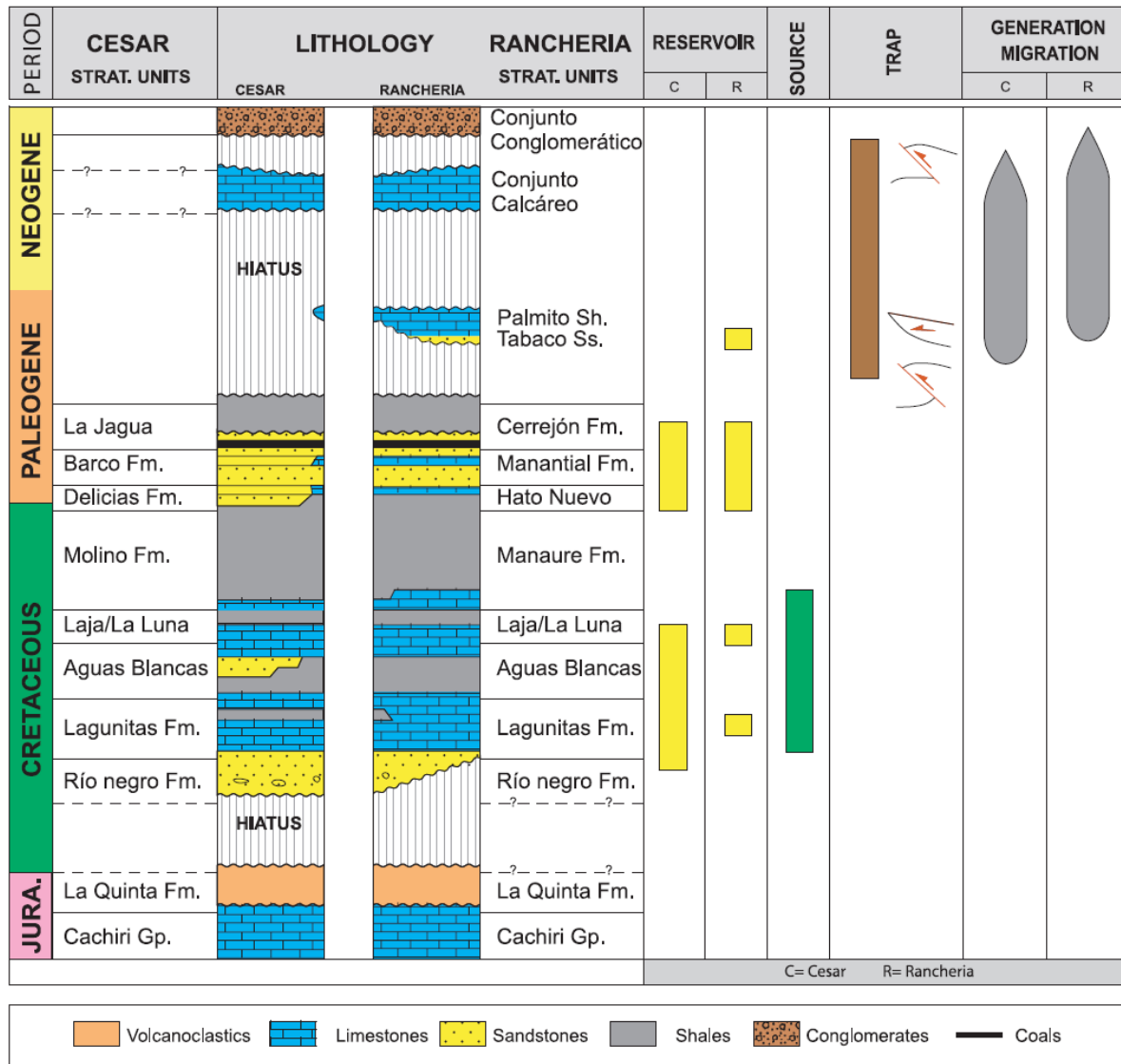


Figure 9-8. Petroleum system in the Cesar - Ranchería basin, modified from Mojica, Arévalos, & Castillo (2009).

La Luna formation is the main source in the Catatumbo basin, having a 1.5% to 9.6% TOC and 200 ft average thickness (Agencia Nacional de Hidrocarburos, 2007).

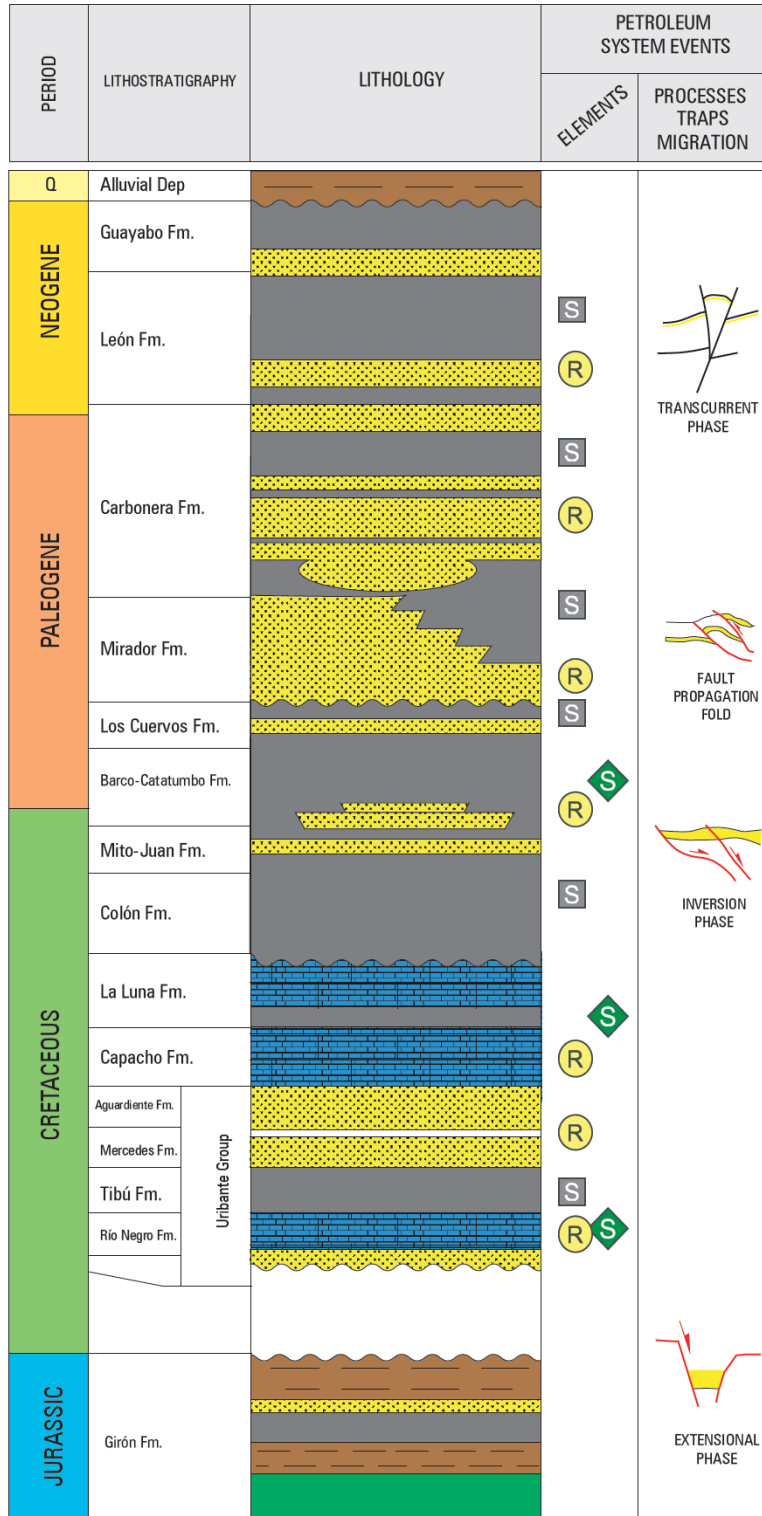


Figure 9-9. Petroleum system in the Catatumbo basin, modified from Mojica, Arévalos, & Castillo (2009).

Features identified in seismic profiles and corroborated by well data have led to delimiting source rock belts in three basins. Continuous reflectors in them may be associated with certain non-conformities and stratigraphic sequence limits, such as maximum regressive surfaces (MRS) or maximum flooding surfaces (MFS). Pre-Cretaceous non-conformity and Turonian MFS for the

aforementioned basins (Figures 9-7, 9-8 and 9-9) could be taken as the limit and base for the main rock source package, as well as their associated seismic reflectors being easily interpretable. Similar operational concepts may be extended to other basins, even those having a different age.

9.2 Data and hypotheses

Appendix 9-1 contains files from the “ShaleGas.tks” project which were loaded with seismic and well information supplied by ANH for the Middle Magdalena Valley, Cesar - Ranchería and Catatumbo basins and also provide all the necessary interpretations.

This project shows the horizons interpreted, the loaded time-depth curves, the maps of speed for such horizons, the surfaces obtained in time and depth and the isopach maps of source rock in the aforementioned three basins. The project also includes the well records used and correlations made for identifying the thickness of the areas having potential organic material content using the methodology proposed by Passey et al., (1990).

9.2.1 International database

The digital file in Appendix 9-2, forming an integral part of this document, gives data extracted from a report entitled, “Review of Emerging Resources: U.S. Shale Gas and Shale Oil Play” (US Department of Energy, 2011) and from “Shale gas data release” (Beaton et al., 2009, 2010) published by the US energy and Canadian geological information services.

Langmuir volume and TOC data extracted from the Canadian reports were used for inferring a possible function regarding the concentration of absorbed gas for Colombia, as well as gas shale density values. The net-to-gross ratio was incorporated from the US publication for calculating the shale gas potential in Colombia in a second scenario.

9.2.2 National (Colombian) database

The digital file in Appendix 9-3, also forming an integral part of this document, gives the source rock volume values for the three basins interpreted, as well as the values extrapolated for the remaining basins, the thickness of the areas having potential organic material content, the thickness of the isopachs in the wells evaluated, the net-to-gross values calculated and TOC and S₁ information extracted from the Geochemical Atlas of Colombia (Agencia Nacional de Hidrocarburos, 2010) for calculating absorbed and free gas concentration.

The statistical distribution for the last three variables is given for each basin and all goodness-of-fit test parameters supporting the selected probability functions are included.

9.2.3 Hypotheses

9.2.3.1 Hypothesis 1

The source rock belt lying between Pre-Cretaceous non-conformity and Turonian maximum flooding surface seismic horizon is the most prospective regarding the presence of continuous hydrocarbon accumulations.

Note. Due to limitations regarding access to data when developing this work, a systematic approach to defining shale packets in other basins could not be adopted. Basins such as the Eastern Llanos and

that of Caguán - Putumayo, which have traditionally been discarded as attractive prospects for hydrocarbons in shale (mainly shale gas) could form part of another scenario which should be carefully evaluated in future work. The Apiay-4 well in the Eastern Llanos and SA-11 and SM-4 wells in Caguán - Putumayo, all relatively close to the Macarena range which divides both basins, have advantages regarding gas ($R_o\% > 1.3$). There is little geochemical information, but something similar happens in the Marañón basin, specifically in the Devonian units (Cabanillas Fm). Gas occurrences near this border for the basins may reflect the Palaeozoic play's upthrust (wells were relatively superficial $< 3,000$ m). If this is so, then such play could contain important resources due to its extension.

9.2.3.2 Hypothesis 2

The source rock belt continuity considered here would suppose a correlation between its volume and the extent of the basin bounding it. It would thus be possible to infer the volume of source rocks in as yet non-interpreted basins.

9.2.3.3 Hypothesis 3

The sonic record curve's intersection of the deep resistivity curve, when such curves have an appropriate scale and comparison unit, would lead to identifying areas having organic material content and the appropriate maturity for generating and storing hydrocarbons in shale within intervals having high gamma ray curve values, thereby making them deviate from the record's general tendency (Passey et al., 1990).

9.2.3.4 Hypothesis 4

The quotient between thickness with organic material content (net thickness), calculated for the whole interval recorded for a given well, and the thickness of the source rock package, obtained from seismic interpretation, is representative of the net-to-gross (NTG) ratio for such well's source rock belt (even when this cannot be counted in the numerator) regarding intervals in younger rocks than those defining the such belt's limits.

9.2.3.5 Hypothesis 5

The concentration of absorbed gas for rock samples in Colombia can be obtained from their TOC by applying the ratios found in Canadian samples for TOC and Langmuir volume.

9.2.3.6 Hypothesis 6

The free hydrocarbon values (S1) obtained in pyrolysis tests on source rock samples compiled from the Geochemical Atlas of Colombia (Agencia Nacional de Hidrocarburos, 2010) are a direct measurement of free gas concentration in such rocks.

9.2.3.7 Hypothesis 7

Net-to-gross (NTG) pattern in Colombia could be approached from the statistical distribution obtained for values extracted from a determined amount of wells.

9.2.3.8 Hypothesis 8

The statistical distributions obtained for free and absorbed gas concentrations, from the data available in the Geochemical Atlas of Colombia (Agencia Nacional de Hidrocarburos, 2010), are representative of such variables' pattern from basin to basin.

9.2.3.9 Hypothesis 9

A second scenario can be established for estimating resources for validating the results obtained in a first scenario by assigning the pattern given by such ratio in other areas of the world to the net-to-gross variable (Appendix 9-2).

9.2.3.10 Hypothesis 10

Taking the ratios for available shale gas and shale oil in other basins around the world, then it should be possible to estimate YTF shale oil resources in Colombia from available shale gas resources, and vice versa.

9.3 Methodology

The following equation was used for evaluating the shale gas potential in each Colombian basin:

$$OSGIP = 1 \cdot 10^{-6} * V_{gross} * NTG * \rho_{bulk} * (G_a + G_f) \quad (9-1)$$

OSGIP: original shale gas in place (in situ) (Tcf)

V_{gross}: source rock belt volume (10⁹m³)

NTG: net-to-gross thickness quotient with potential organic material content, net thickness and total source rock belt thickness (ft/ft)

ρ_{bulk}: total rock density (Kg/m³)

G_f: free gas concentration (ft³/ton)

G_a: absorbed gas concentration (ft³/ton)

The procedure for estimating shale gas resources considered the following stages:

- A project was created in which all the seismic and well information supplied by ANH for the Middle Magdalena Valley, Cesar - Ranchería and Catatumbo basins was loaded.
 - ✓ Source rock volume in the 3 basins was calculated following the reflectors enclosing this rock package, involving the following steps:
 - Pre-Cretaceous non-conformity and Turonian maximum flooding surface seismic horizons were interpreted;
 - Surfaces for limit and base were produced;
 - Speed maps were calculated for limits and bases from the time depth curves available;
 - The surfaces so created were transformed into depths;

- Isopach maps were obtained for the source rock belts; and
- The belts' volume was calculated.
- ✓ The methodology proposed by Passey et al., (1990) was used for determining shale thickness with organic material content, as follows:
 - The curves for the sonic (DT), deep resistivity (ILD) and gamma ray records (GR) were edited for those wells having the 3 curves;
 - The LogR curve was calculated from the deep resistivity logarithm;
 - A well by well Cartesian graph was drawn from the DT record points in the ordinate, the LogR curve in the abscissa and a colour scale regarding GR record value;
 - Areas having high GR, DT and LogR values were identified on the graphs;
 - A line was fitted separating the areas identified from the points' general tendency, taking into account that the methodology advanced by Passey et al., (1990) proposed a slope of 50 units from the DT record for each LogR record unit for such line (shale line);
 - A pseudo-sonic (DtR) curve was calculated from the equations for the lines obtained, well by well;
 - The calculated records were graphed in the way suggested by Passey et al.'s methodology (1990); GR record in track 1, ILD in track 2 and DT and DtR records in track 3 and inverse scale;
 - The intervals were shaded in which DT record values were higher than those for the DtR;
 - A cut-off point was defined in the GR for distinguishing between areas of sand and clay; and
 - The net thickness of areas having mature organic material content in shale intervals was calculated, well by well.
- A database was built from the most relevant features of shale gas prospects around the world; another included the geochemical characterisation of rock samples in Canadian prospects (Appendix 9-2):
 - ✓ Information was extracted from the "World shale gas resources: an initial assessment of 14 regions outside the United States" (US Department of Energy, 2011) report concerning age, extension, thickness organic material-rich, TOC, thermal maturity, total gas concentration and shale gas resources estimated for prospective areas around the world:
 - The net-to-gross ratio value was calculated from total maximum thickness and net thickness; and
 - Goodness-of-fit tests were run for determining the distribution best fitting the international Net-to-gross data, for applying this in the second scenario for estimating resources.
 - ✓ Information was extracted from the "Shale Gas Data Release" (Beaton et al., 2009, 2010) concerning TOC, S_1 , S_2 , S_3 , Langmuir pressure, Langmuir volume and sample depth:
 - Langmuir volume values were transformed into absorbed gas concentration using Langmuir pressure and sample depth (for core data), supposing normally pressurised formations; and
 - Lineal regression was done between TOC and absorbed gas concentration values.

- A database was built using TOC, S_1 , source rock belt volume in each basin, net-to-gross, free and absorbed gas concentrations and statistical analysis information for approaching the variables involved in the estimating resource equation (equation 9-1), and evaluation scenarios for Colombia (Appendix 9-3):
 - ✓ Information was extracted from the Geochemical Atlas of Colombia (Agencia Nacional de Hidrocarburos, 2010) regarding organic material content and S_1 for well samples, excluding that concerning outcrops:
 - Absorbed gas concentration was calculated by taking the regression obtained from the Canadian data and TOC from the samples in Colombia;
 - S_1 values were transformed to free gas concentration, assuming a gas just consisting of methane; and
 - Statistical analysis determined the distributions best fitting the free gas and absorbed gas concentrations data, basin by basin.
 - ✓ Representative net-to-gross (NTG) values in the respective wells were obtained from the net thickness values and thickness shown on the isopach maps:
 - The best statistical distribution was determined for NTG.
 - ✓ The distributions found were associated with those found regarding the pattern of the respective variables.
 - ✓ Lineal regression was made between the interpreted basins' area and the calculated belts' volume:
 - The regression equation led to determining source rock volume in the non-interpreted basins.
- Monte Carlo simulations were run using OSGIP formulation (equation 9-1) and assuming NTG, rock density, free gas and absorbed gas concentrations as random variables, and source rock volume as fixed parameter.
- The simulation was repeated using a fresh NTG distribution inferred from international data (Appendix 9-2).
- A shale gas/shale oil ratio was established from data regarding other basins around the world where volumetric information is available regarding the resource, aimed at inferring an average participation for both resources in the shale belts evaluated.

The way in which this methodology for making estimates was used led to establishing two scenarios:

9.3.1 Scenario 1

The net-to-gross ratio obtained from interpreted seismic and well data in Colombia was taken in this scenario.

9.3.2 Scenario 2

The distribution of net-to-gross ratio was substituted in this scenario for a new one obtained for the total and net thicknesses of different prospects around the world (Appendix 9-2).

9.4 Results

Evaluating of the shale gas potential required interpreting seismic horizons and some well records; 1,001 seismic lines were thus compiled, of which 387 were used for interpreting the reflectors of interest. The electronic records for 119 wells were also reviewed, editing and analysing those for 37

wells in 3 basins which were chosen for their content, quality, integrity and spatial distribution. Figure 9-10 shows the map with the location of the lines and wells so reviewed.

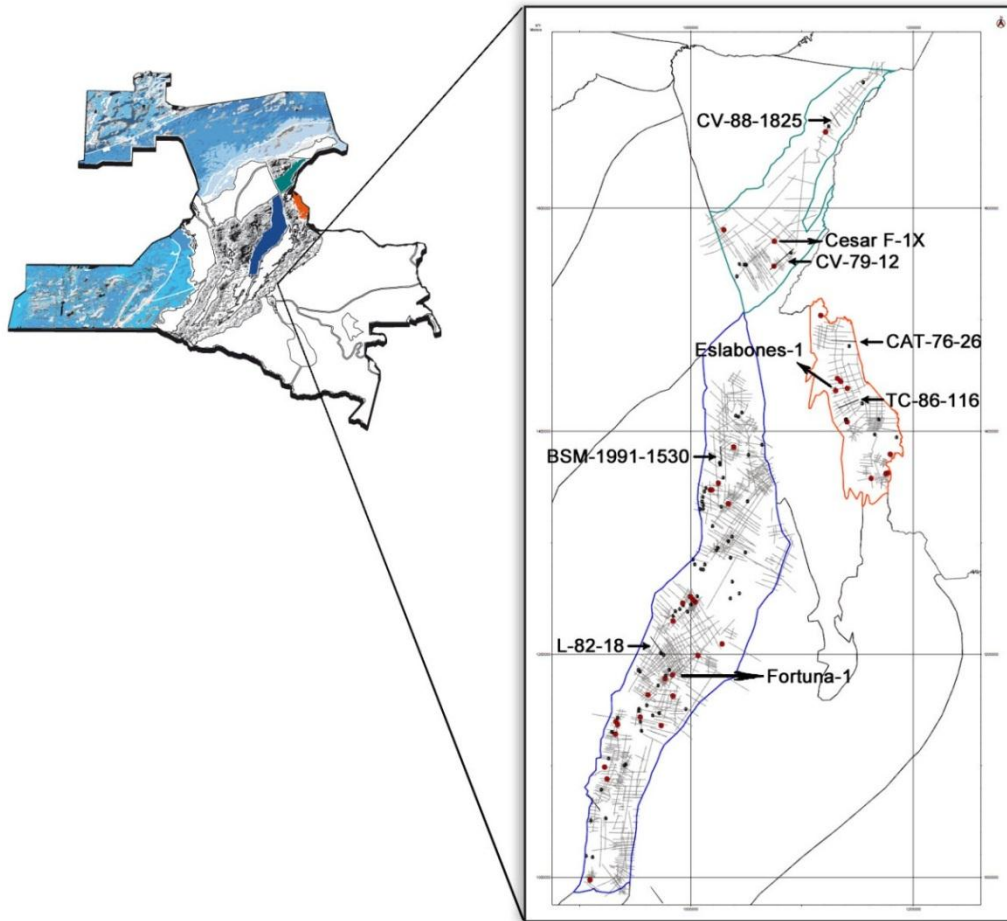


Figure 9-10. Seismic lines and wells reviewed. The wells selected for edition and analysis are shown in red. The labels show refer to some of the seismic lines and wells interpreted.

Goodness-of-fit tests were run for most variables included in equation 9-1 to ascertain their pattern. Random variables were fit to different distributions, first by estimating the parameters regarding such pattern from the data according to each distribution and then goodness-of-fit tests were run for identifying the best statistical value (least deviation regarding accumulated distribution). This report only gives the results of the best fits and estimates; the others are reported in the digital files mentioned in Appendixes 9-2 and 9-3.

9.4.1 Source rock volume

$$V_{sr} = 833.88 * A_b - 1933.1 \quad (9-2)$$

V_{sr} : volume of source rock belt (109 m³)

A_b : basin area (103 km²)

Equation 9-2 (produced from the regression of source rock volume and basin area points) was applied for determining the volume of these belts in the other basins. Table 9-2 gives the values estimated.

Basin	Basin area (10 ³ km ²)	Source rock volume (10 ⁹ m ³)
The Middle Magdalena Valley	32.95	25,581
Catatumbo	7.72	4,709
Cesar - Ranchería	11.67	7,549
Amagá	2.82	419
Caguán - Putumayo	110.22	89,976
Cauca - Patía	12.80	8,740
Chocó	38.50	30,170
The Eastern Cordillera	71.75	57,899
La Guajira	13.79	9,568
The Eastern Llanos	224.94	185,641
Sinú - San Jacinto	39.59	31,079
Tumaco	23.67	17,803
Urabá	9.43	5,930
The Lower Magdalena Valley	37.98	29,742
The Upper Magdalena Valley	21.48	15,981
Vaupés - Amazonas	154.96	127,287

Table 9-2. Estimated volume for source rock belt considered per basin.

Equation 9-2 was obtained from calculating the points of source rock volume, in line with the proposed methodology; important intermediate results were obtained. A description of such results is given below.

9.4.1.1 Horizons

Identifying the horizons corresponding to Pre-Cretaceous non-conformity and Turonian maximum flooding surface, on some of the seismic lines supplied by ANH, led to their interpretation and follow-up throughout the Middle Magdalena Valley, Cesar - Ranchería, and Catatumbo basins. Figures 9-11 to 9-16 give examples of the interpretations so made.

9.4.1.1.1 The Middle Magdalena Valley

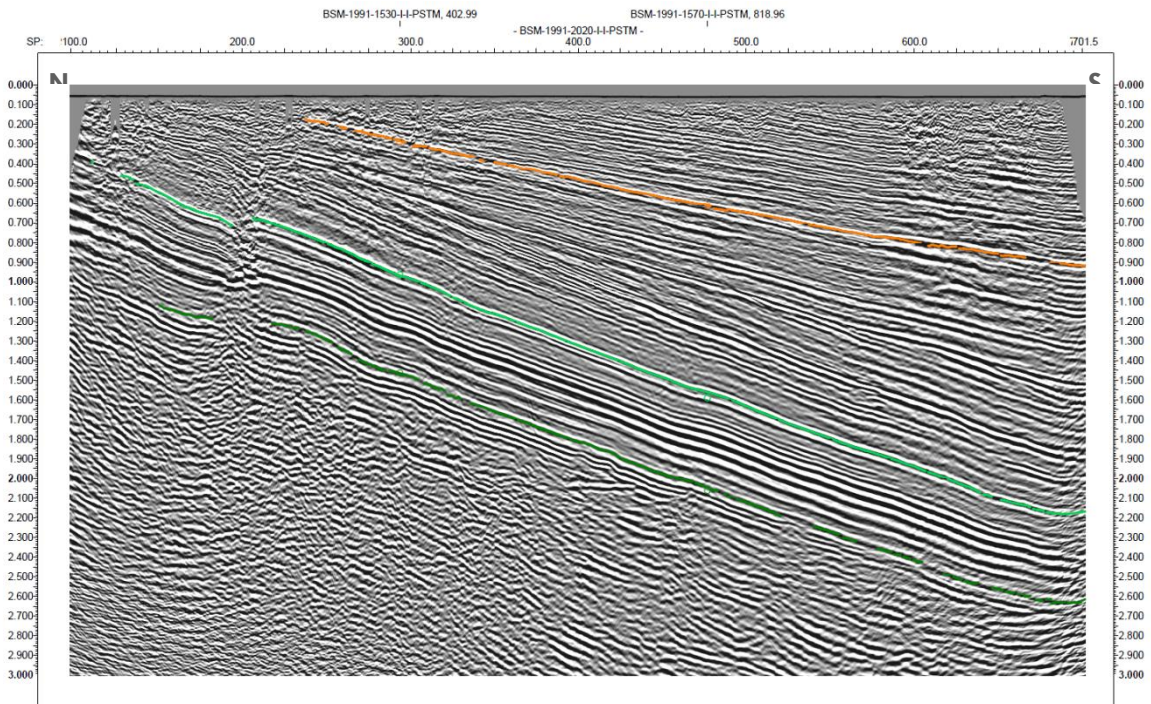


Figure 9-11. Seismic line L-82-18 located in the central part of the Middle Magdalena Valley basin. Reflector continuity for generated rock belt base and limit. Dark green shows the reflector for Pre-Cretaceous non-conformity and yellow the reflector for Miocene non-conformity. The location of the line is given on the map in Figure 9-10.

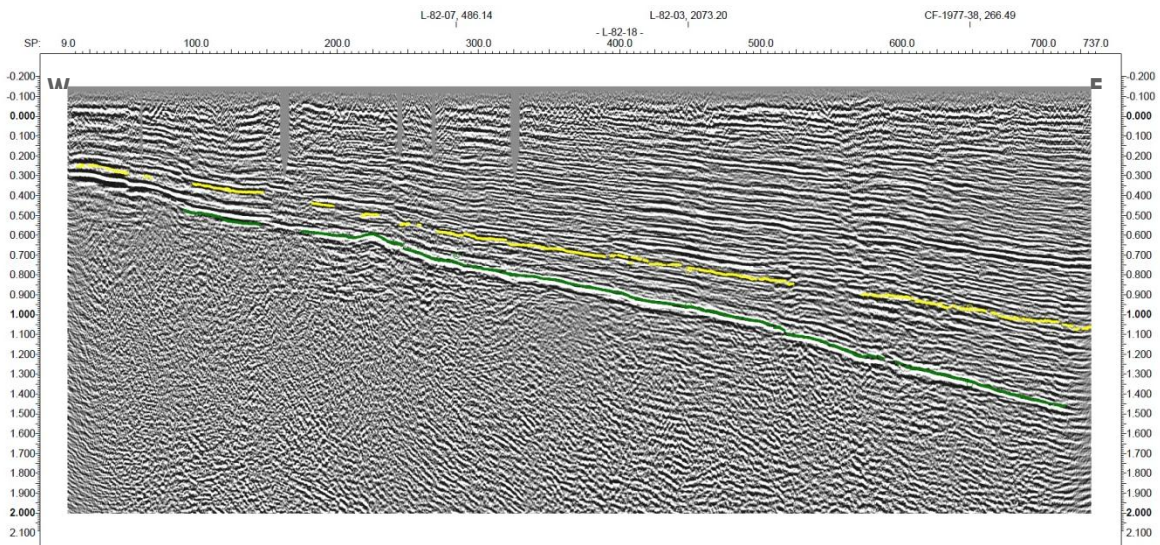


Figure 9-12. Seismic line L-82-18 located in the central part of the Middle Magdalena Valley basin. Reflector continuity for generated rock belt base and limit. Dark green shows the reflector for Pre-Cretaceous non-conformity and yellow the reflector for Miocene non-conformity. The location of the line is given on the map in Figure 9-10.

9.4.1.1.2 Cesar – Ranchería

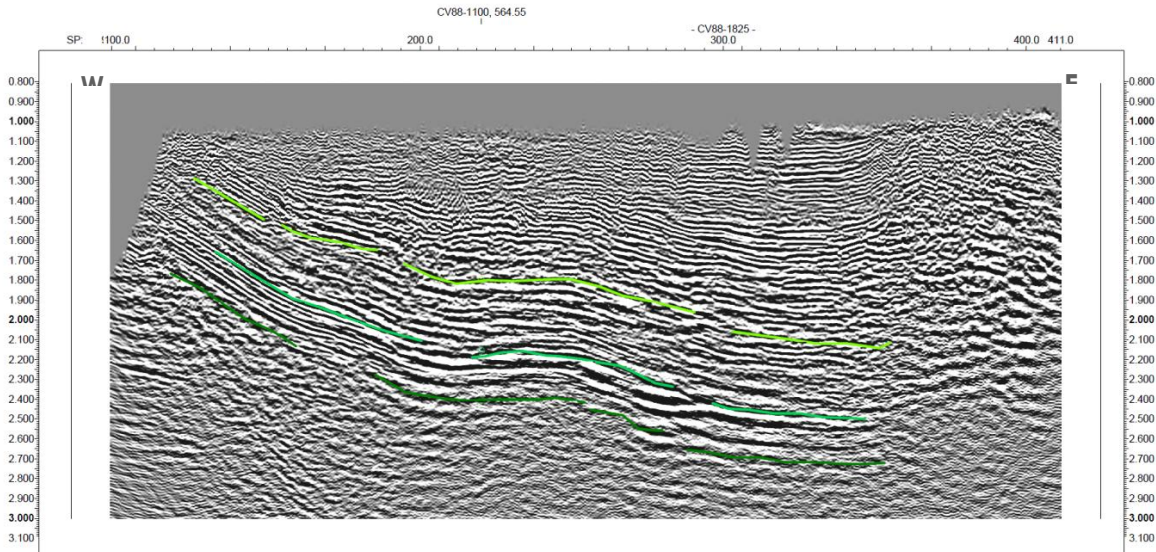


Figure 9-13. Seismic line CV-88-1825 located in the north of the Cesar - Ranchería basin. Reflector continuity for generated rock belt base and limit considered. Dark green shows the reflector for Pre-Cretaceous non-conformity, light green the reflector for the Turonian maximum flooding surface and lemon green the reflector for the Cretaceous limit. The location of the line is given on the map in Figure 9-10.

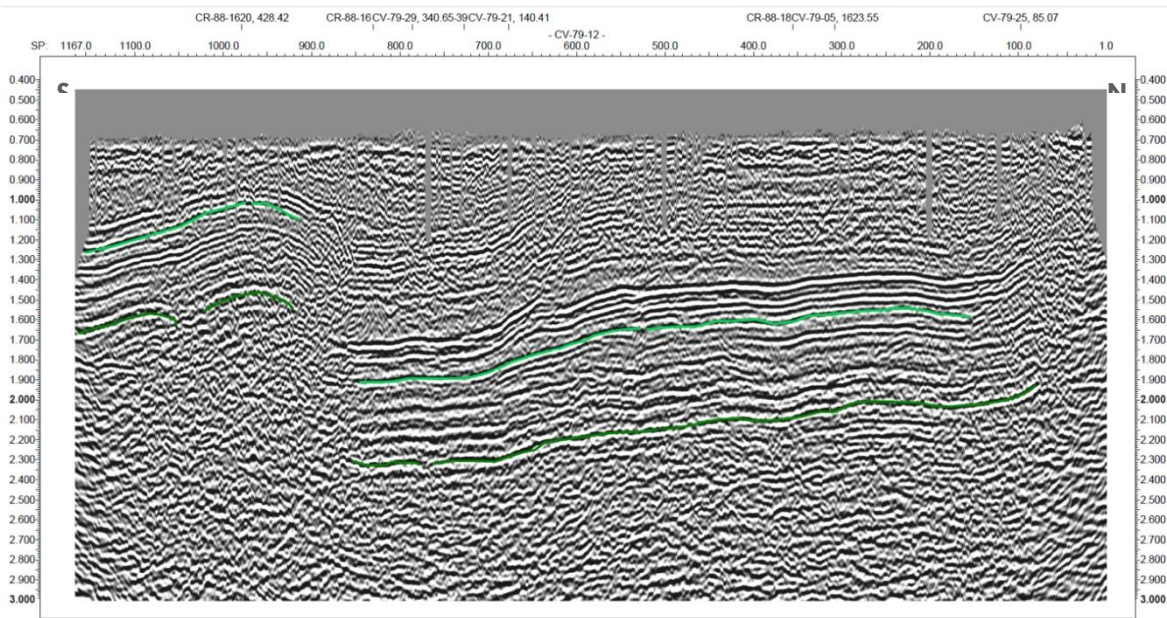
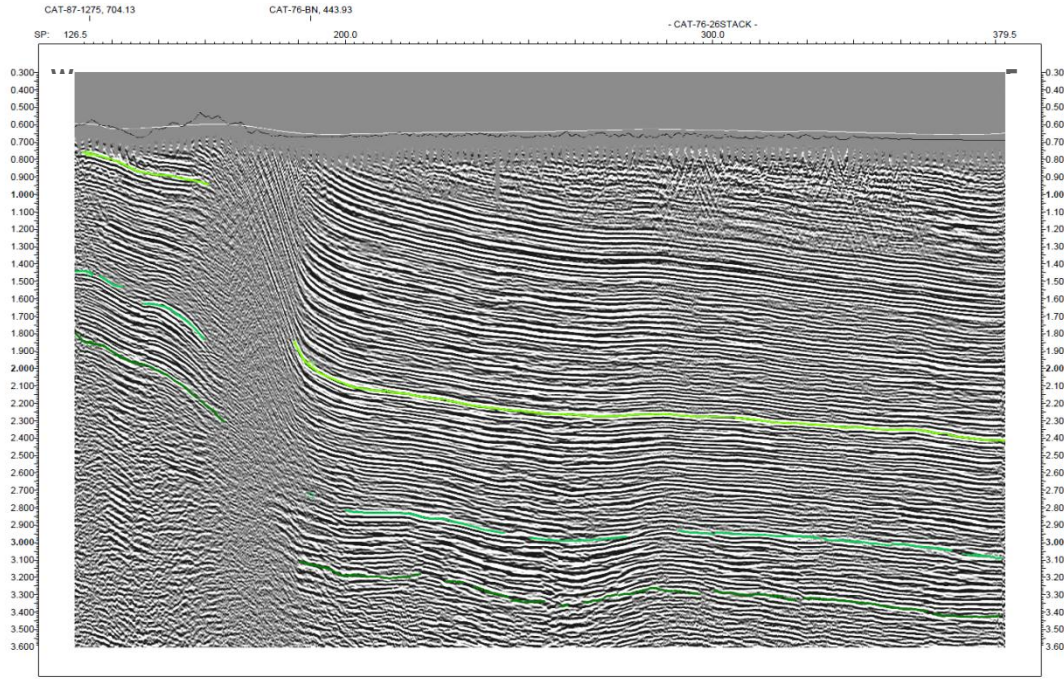


Figure 9-14. Seismic line CV-79-12 located to the south of the Cesar - Ranchería basin. Reflector continuity for generated rock belt base and limit considered. Dark green shows the reflector for Pre-Cretaceous non-conformity and Turonian maximum flooding surface reflector is shown in light green. The location of the line is given on the map in Figure 9-10.

9.4.1.1.3 *Catatumbo*



Figure

9-15. Seismic line CAT-76-26 located in the north of the Catatumbo basin. Reflector continuity for generated rock belt base and limit considered. Dark green shows the reflector for Pre-Cretaceous non-conformity, light green the reflector for the Turonian maximum flooding surface and lemon green the reflector for the Cretaceous limit. The location of the line is given on the map in Figure 9-10.

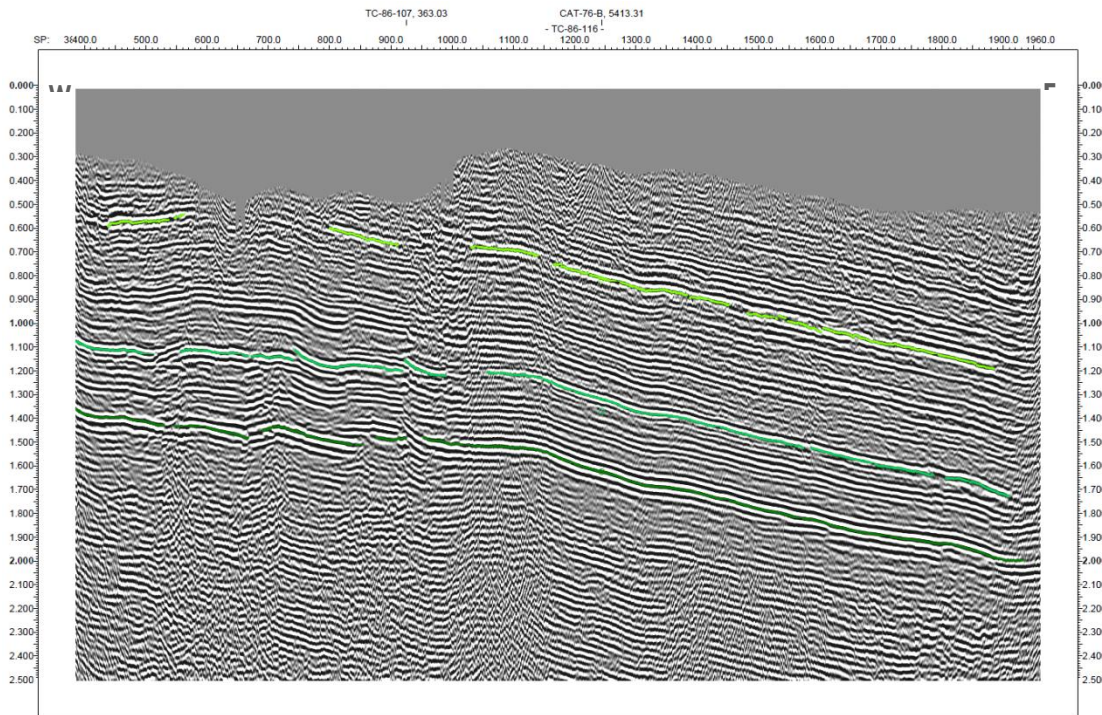


Figure 9-16. Seismic line TC-86-116 to the south of the Catatumbo basin. Reflector continuity for generated rock belt base and limit considered. Dark green shows the reflector for Pre-Cretaceous non-conformity, light green the reflector for the Turonian maximum flooding surface and lemon green the reflector for the Cretaceous limit. The location of the line is given on the map in Figure 9-10.

9.4.1.2 Surfaces in time

Figures 9-17, 9-18, and 9-19 give the surfaces in time for the limits and bases, generated from the interpolation “flex gridding” algorithm from the computational package used.

9.4.1.2.1 Middle Magdalena Valley

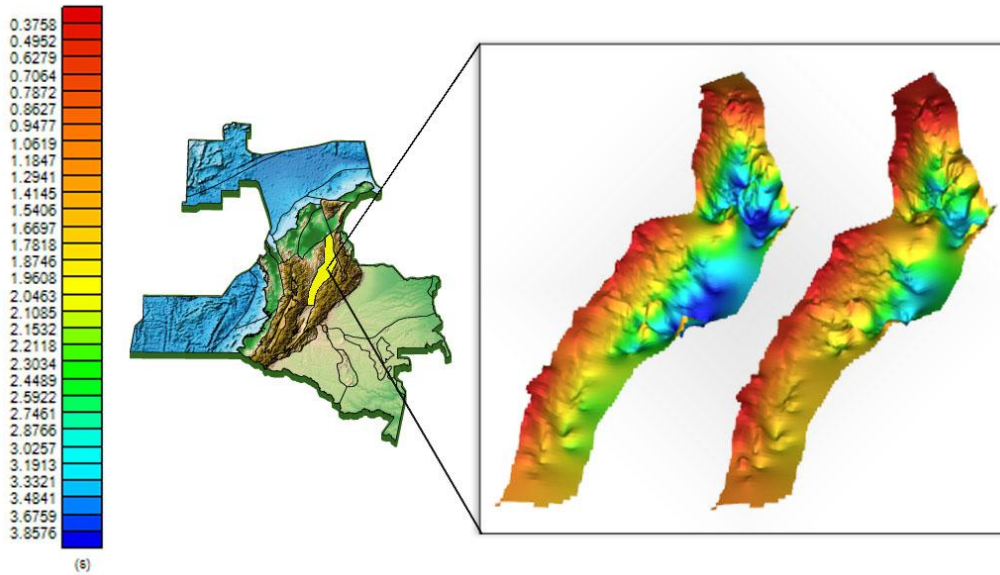


Figure 9-17. Source rock belt base and limit in time in the Middle Magdalena Valley basin. On the left-hand side, Pre-Cretaceous nonconformity between 0.09 s and 4.72 s and, on the right-hand side, Turonian maximum flooding surface between 0.0019 s and 4.39 s.

9.4.1.2.2 Cesar – Ranchería

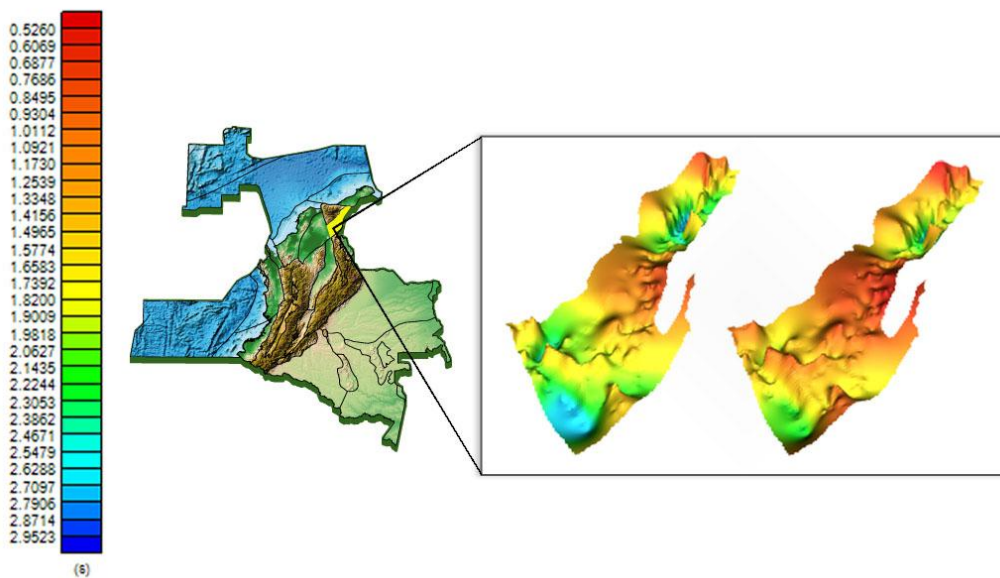


Figure 9-18. Source rock belt base and limit in time in the Cesar - Ranchería basin. On the left-hand side, Pre-Cretaceous nonconformity between 0.69 s and 3.03 s and, on the right-hand side, Turonian maximum flooding surface between 0.44 s and 2.83 s.

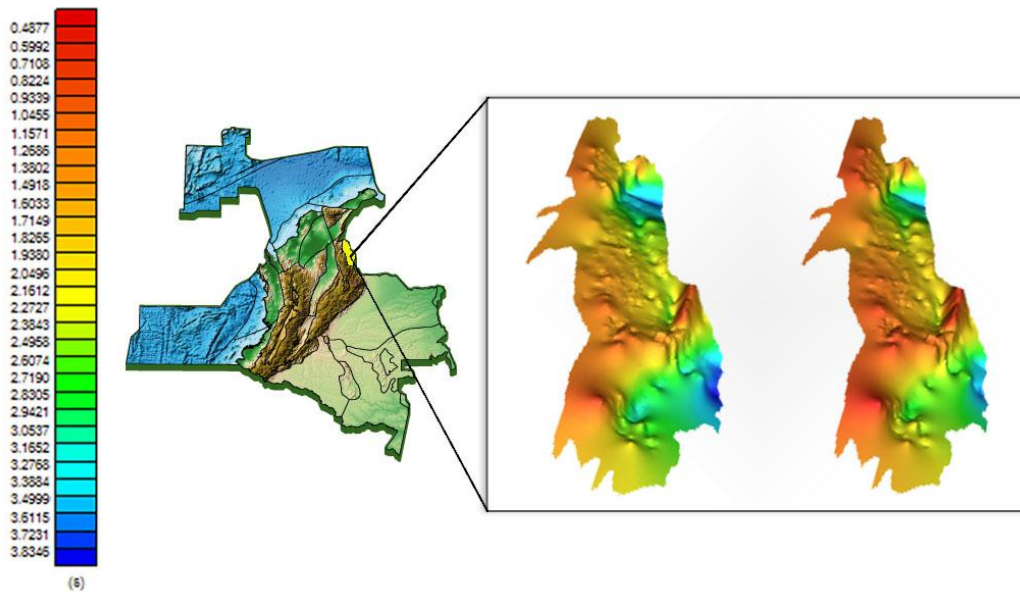
9.4.1.2.3 *Catatumbo*

Figure 9-19. Source rock belt base and limit in time in the Catatumbo basin. On the left-hand side, Pre-Cretaceous nonconformity between 0.67 s and 3.94 s and, on the right-hand side, Turonian maximum flooding surface between 0.37 s and 3.69 s.

9.4.1.3 *In depth surfaces*

The time–depth curves from the 49 wells led to speed maps being drawn for source rock belt limit and base. Such maps are not given in this report, but may be consulted in the “ShaleGas.tks” project folder. Transforming surfaces in time using the speed maps obtained was direct. Figure 9-20 shows 3 of the time–depth curves used. Figures 9-21, 9-22 and 9-23 give the surfaces in depth calculated for the 3 basins in question.

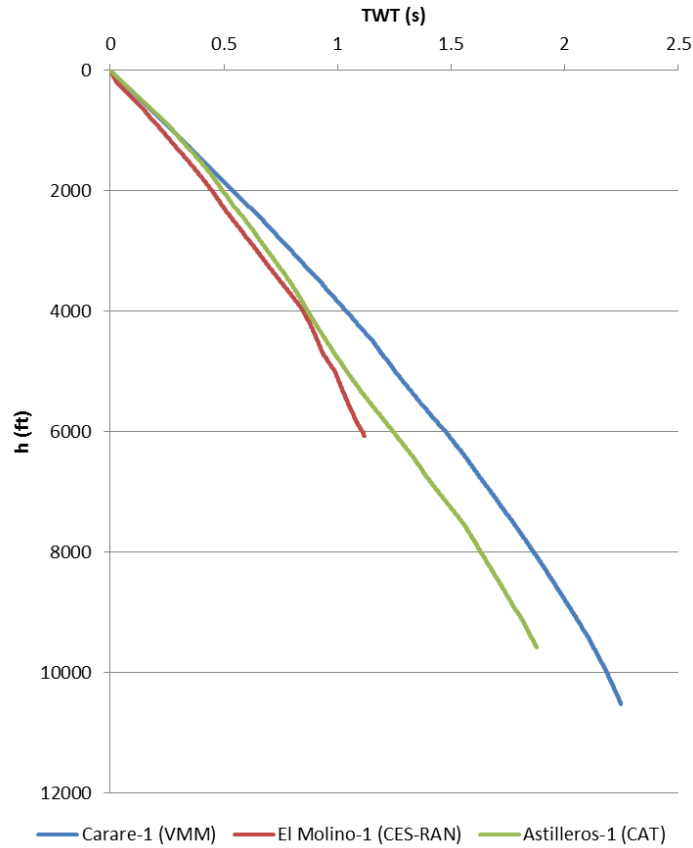


Figure 9-20. Time-depth curves. Blue shows the curve for the Carare-1 well in the Middle Magdalena Valley basin, green shows the Astilleros-1 well in the Catatumbo basin and red the El Molino-1 well in the Cesar - Ranchería basin.

9.4.1.3.1 Middle Magdalena Valley

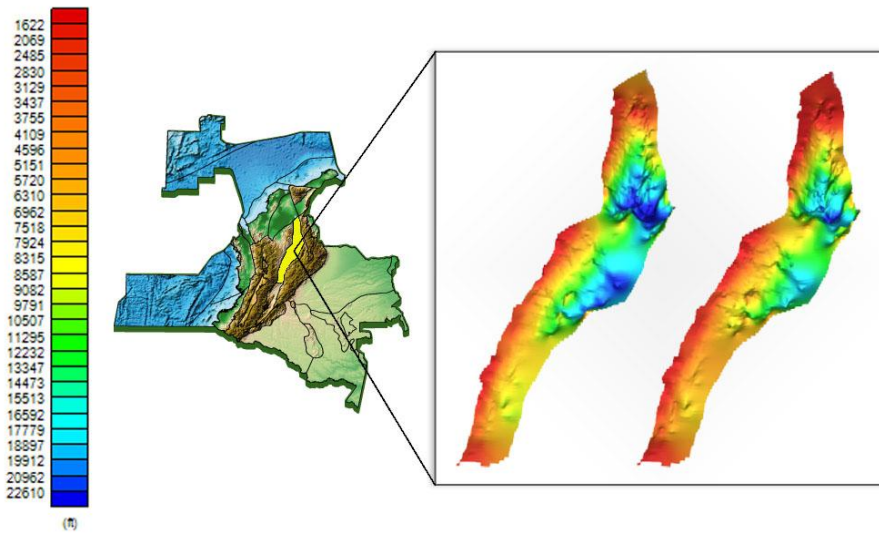


Figure 9-21. Source rock belt base and limit depth in the Middle Magdalena Valley basin. On the left-hand side, Pre-Cretaceous nonconformity between -343 ft and 30,183 ft (TVDSS) and, on the right-hand side, Turonian maximum flooding surface between -4 ft and 24,515 ft (TVDSS).

Evaluating total Yet-to-Find hydrocarbon volume in Colombia

9.4.1.3.2 Cesar – Ranchería

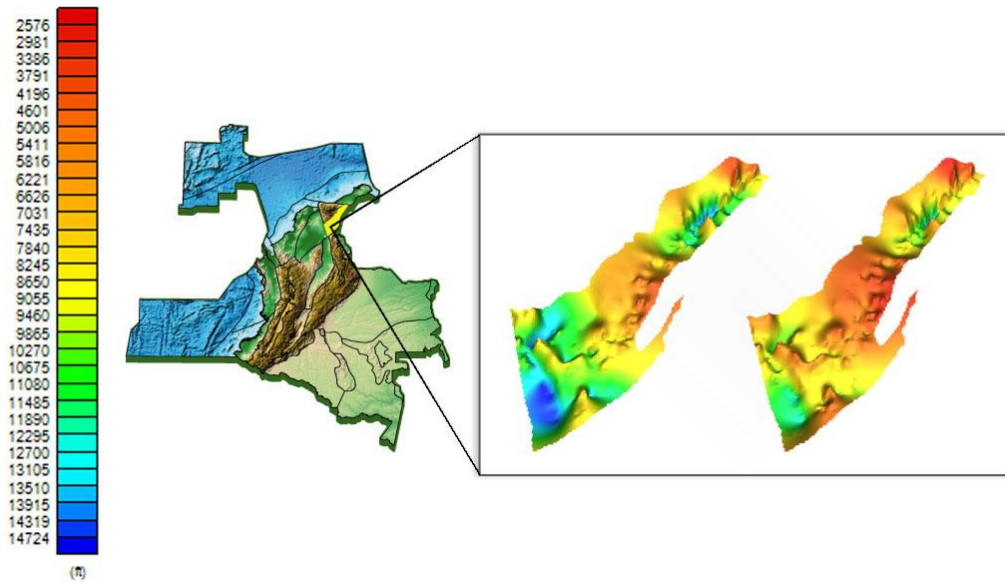


Figure 9-22. Source rock belt base and limit depth in the Cesar - Ranchería basin. On the left-hand side, Pre-Cretaceous nonconformity between 3,425 ft and 15,129 ft (TVDSS) and, on the right-hand side, Turonian maximum flooding surface between 2,171 ft and 13,655 ft (TVDSS).

9.4.1.3.3 Catatumbo

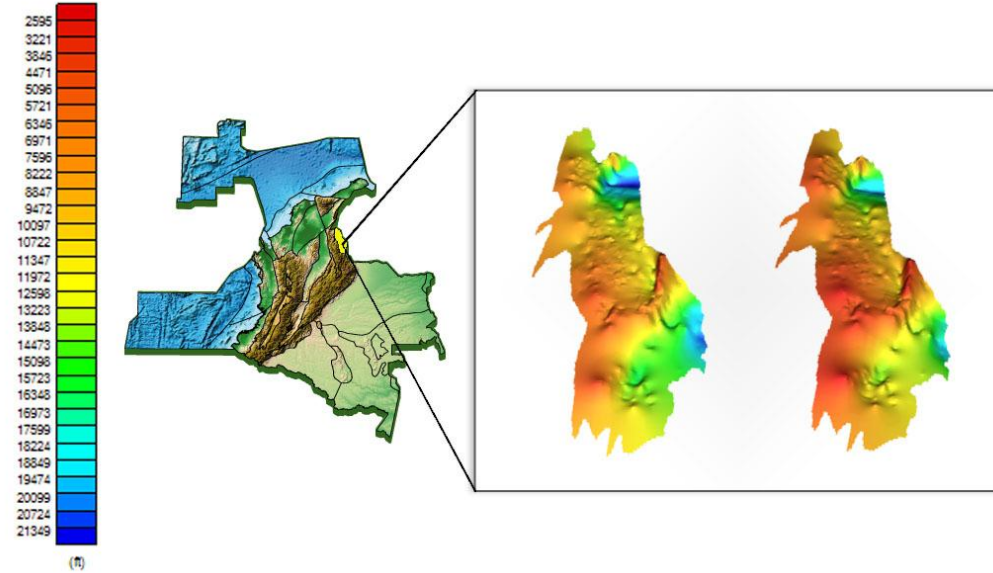


Figure 9-23. Source rock belt base and limit for the Catatumbo basin. On the left-hand side, Pre-Cretaceous nonconformity between 3,630 ft and 21,974 ft (TVDSS) and, on the right-hand side, Turonian maximum flooding surface between 1,970 ft and 20,021 ft (TVDSS).

9.4.1.4 Isopachs

The isopach maps produced from the limits and bases in depth in Figures 9-21, 9-22 and 8-23 are not given in this report, but can be consulted “ShaleGas.tks” project folder (Appendix 9-1). These

isopach average values in the 3 basins analysed were 5,266 ft, 2,069 ft and 3,612 ft for the Middle Magdalena Valley, Cesar - Ranchería and Catatumbo basins, respectively.

9.4.2 Net-to-gross

Table 9-3 shows net and total thicknesses obtained by applying the methodology proposed by Passey et al., (1990) to the 37 wells highlighted in red in Figure 9-10.

The whole of the interval recorded for each well was used for calculating the NTG ratio numerator, since the available information did not allow an appropriate link to the Turonian and Pre-Cretaceous reflectors records used for determining the ratio's denominator. Intervals representing younger rocks than those in the source rock belt may thus have been counted within the NTG numerator, in spite of cut-off values having been defined for the GR record.

Well name	Basin	GR limit	Net	Total	Name of well	Basin	GR limit	Net	Total
		(API)	(ft)	(ft)			(API)	(ft)	(ft)
Agata-1ST1	VMM	70	514	3,939	Perdiz-1	VMM	70	25	766
Andes-1	VMM	80	162	940	Purnio-1	VMM	80	4	1,168
Bambuco-1	VMM	60	166	870	Simiti-1A	VMM	60	79	3,444
Bronce-2	VMM	70	17	2,045	Simiti-2A	VMM	55	140	3,029
Cano Rico-1	VMM	80	14	547	Simiti-3	VMM	80	295	3,602
Cano Tablezo-1	VMM	90	477	831	Almendro-1	CAT	70	443	2,391
Cisne-1	VMM	70	145	725	Brubucanina-1	CAT	55	249	2,781
Cocodrilo-1	VMM	90	931	1,067	Chibagra-2	CAT	70	758	2,725
Corcovado-2	VMM	150	106	3,298	Cocodrilo-1	CAT	40	231	1,646
Dona Maria-2	VMM	90	891	2,664	Cucuta-2	CAT	110	1,543	2,186
Encanto-1	VMM	70	92	614	Eslabones-1	CAT	110	741	1,514
Escondido-1	VMM	80	42	445	Esperanza-3K	CAT	135	153	2,092
Fortuna-1	VMM	80	1264	3,862	Guasimales-1	CAT	90	458	1,299
Galeandra-1	VMM	60	26	1,718	Indio-1	CAT	80	668	1,579
Guayabito-1	VMM	70	944	5,455	Cesar A-1X	CES-RAN	60	121	2,511
Guayacan-1	VMM	45	845	5,325	Cesar F-1X	CES-RAN	120	565	2,957
Guineal-1	VMM	80	438	4,724	Cesar H-1X	CES-RAN	100	239	2,804
Las Lajas-1	VMM	100	225	4,282	El Molino-1	CES-RAN	70	297	1,557
Montoyas A-1	VMM	80	252	1,528					

Table 9-3. Data calculated for determining net-to-gross ratio. The GR limit column gives the gamma ray curve limit value, assigned to each well, for the distinguishing between sands in conventional deposits and source rocks in non-conventional deposits. VMM, CAT and CES-RAN refers to the Middle Magdalena Valley, Catatumbo and Ranchería (Cesar) basins, respectively.

The methodological approach adopted here meant that NTG was associated with a statistical distribution for describing its pattern. A gamma distribution thus had the best fit for the NTG values obtained by assigning form and scale parameters estimated from the same data. Table 9-4 summarises the results of such fit.

Estimated parameters				Goodness-of-fit test					
$\hat{\chi}$	Confidence interval		$\hat{\gamma}$	Confidence interval		Null hypothesis	P	Statistical value	G.L
1.02	0.68	1.53	0.19	0.11	0.32	Was not rejected	0.55	0.36	1

Table 9-4. Goodness-of-fit parameters and test results applied to the net-to-gross data for determining statistical distribution associated with such data. Estimated parameters $\hat{\chi}$ and $\hat{\gamma}$ are gamma distribution form and scale, respectively. Column P gives el value regarding the probability of the null hypothesis being accepted or rejected. G.L refers to goodness-of-fit test degrees of freedom.

Correlations were made for the wells analysed for determining net and total thickness values using the proposed methodology (pseudo-sonic curve). Figures 9-24 to 9-29 give examples of some of these correlations.

9.4.2.1 The Middle Magdalena Valley

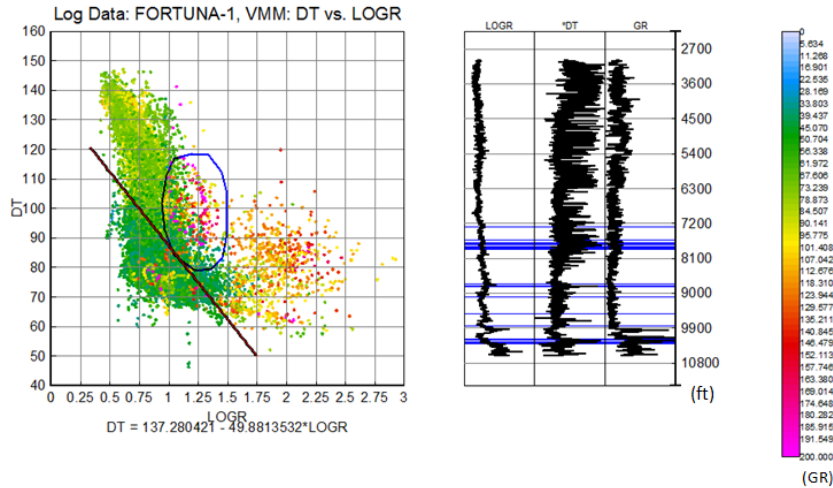


Figure 9-24. Linear regression for obtaining the pseudo-sonic curve in the Fortuna-1 well in the Middle Magdalena Valley basin. The points of the sonic curve (DT) on the ordinate on the graph and the logarithm of the resistive curve on the abscissa (LogR) are shown in the left-hand panel. The colour of the points reflects the gamma ray curve value. The points enclosed in the blue polygon show the in depth areas highlighted in the right-hand panel; these are prospective areas.

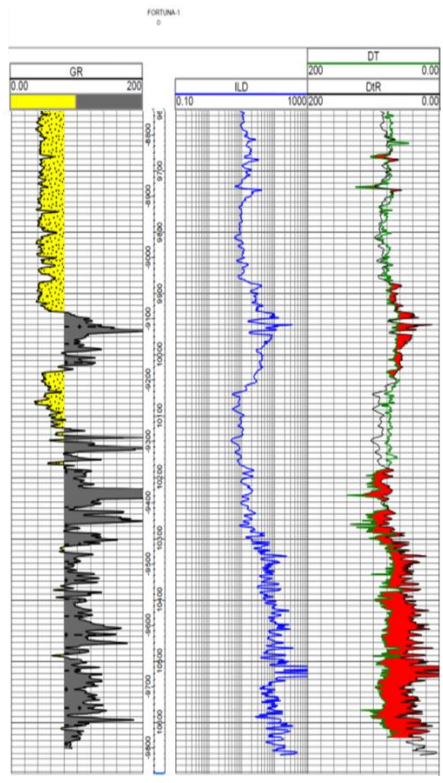


Figure 9-25. Associated organic material-rich hydrocarbon areas in the Fortuna-1 well in the Middle Magdalena Valley basin.

9.4.2.2 Cesar – Ranchería

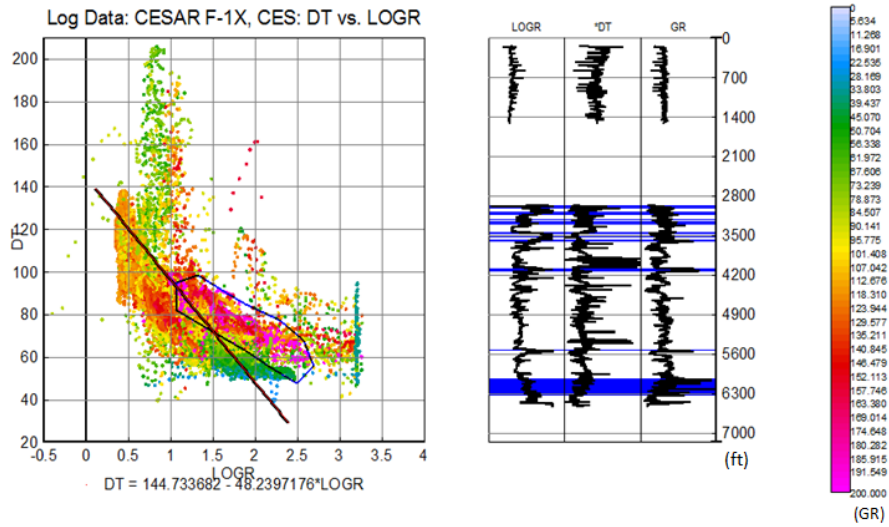


Figure 9-26. Linear regression for the obtaining the pseudo-sonic curve in the Cesar F-1X well in the Cesar - Ranchería basin.

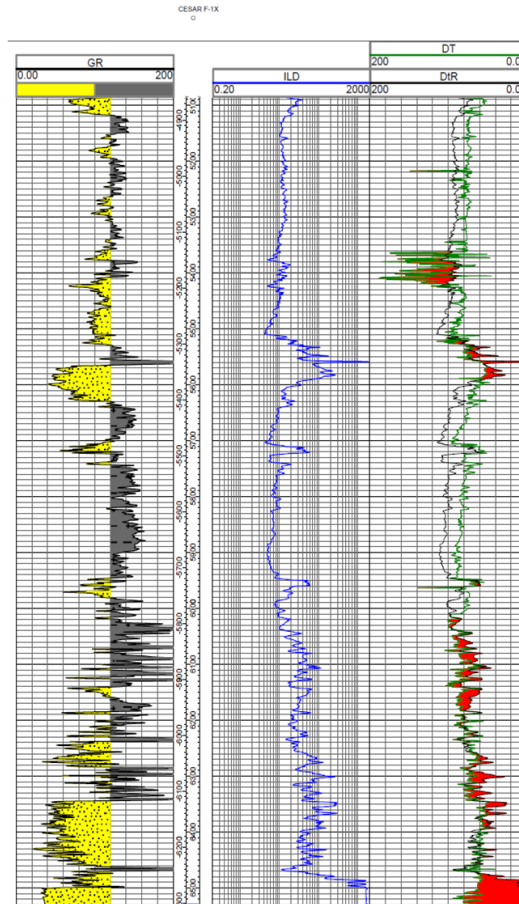


Figure 9-27. Associated organic material-rich hydrocarbon areas in the Cesar F-1X well in the Cesar - Ranchería basin.

9.4.2.3 *Catatumbo*

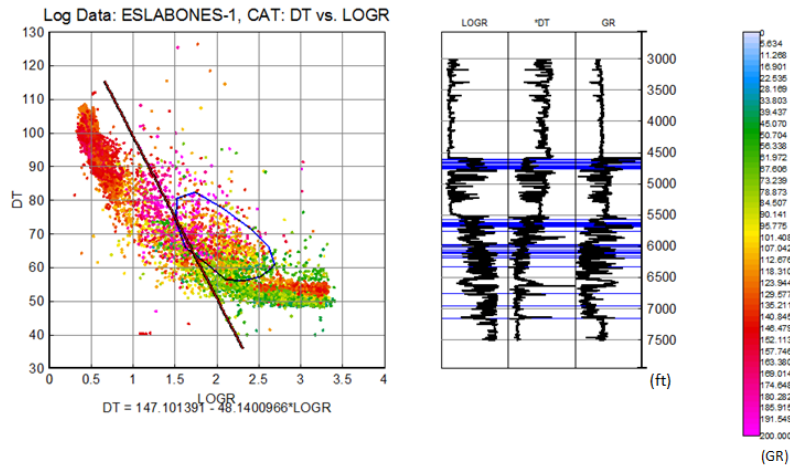


Figure 9-28. Linear regression for obtaining the pseudo-sonic curve in the Eslabones-1 well in the Catatumbo basin.

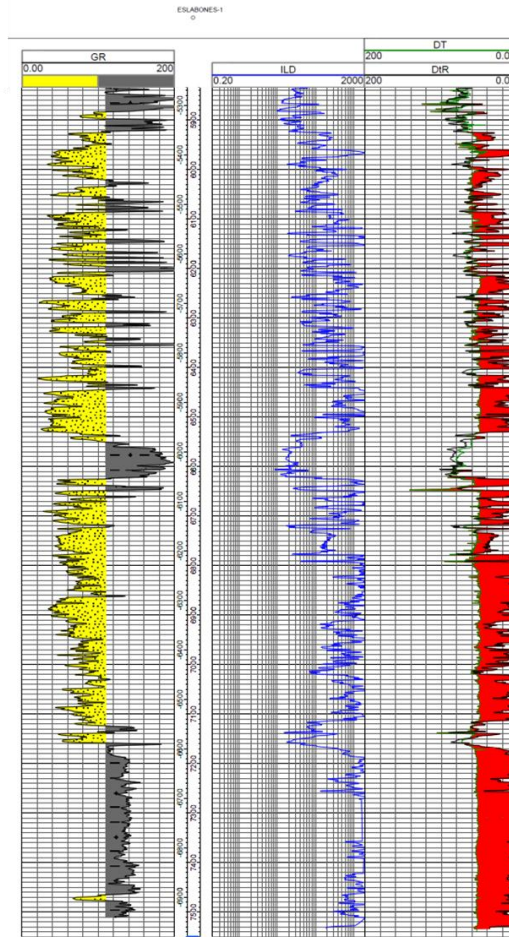


Figure 9-29. Associated organic material-rich hydrocarbon areas in the Eslabones-1 well in the Catatumbo basin.

9.4.3 Total rock density

Even though the wells reviewed and evaluated included density record (RHOB), the curves were found in sands in conventional deposits, not in source rock areas. Taking this into account, it was decided to take the density data from the already compiled databases (Appendix 9-2).

The compiled density values' pattern was associated with a triangular distribution; this is reported in Table 9-5.

Parameter	Value (kg/m ³)
Minimum	2120
Maximum	2800
Most probable	2540

Table 9-5. Estimated parameters for total rock density, assuming a triangular distribution.

9.4.4 Absorbed gas concentration

$$G_a = 5.6271 * TOC + 6.2945 \quad (9-3)$$

Equation 9-3, obtained from the Canadian shale gas prospects information (Appendix 9-2.), was applied to the TOC data extracted from the Geochemical Atlas of Colombia to obtain absorbed gas concentration values (Appendix 9-3). Such values led to finding statistical regression distributions for the variable's pattern, basin by basin. Table 9-6 summarises the distributions, estimation parameters and goodness-of-fit test results for the best fits found.

Basin	Distribution	Estimated parameters						Goodness-of-fit test			
		\hat{x}	Confidence interval		\hat{y}	Confidence interval		Null hypothesis	P	Statistical value	G.L
VMM	Lognormal	2.71	2.67	2.75	0.38	0.35	0.41	Was rejected	0.04	4.21	1
CAT	Gamma	2.12	1.92	2.35	7.18	6.42	8.04	Was not rejected	M.B	0.44	0
CES-RAN	Gamma	6.02	4.98	7.28	2.06	1.69	2.50	Was not rejected	M.B	0.27	0
CAG-PUT	Weibull	15.77	15.27	16.29	1.47	1.43	1.51	Was not rejected	M.B	89.08	0
COR	Gamma	66.65	61.30	72.47	0.04	0.03	0.04	Was rejected	M.B	109.12	3
LLA	Gamma	2.74	2.56	2.93	4.76	4.41	5.12	Was not rejected	M.B	6.67	0
VSM	Lognormal	2.73	2.70	2.75	0.49	0.47	0.50	Was rejected	0.01	9.76	2
SIN-SJA	Gamma	4.63	4.01	5.35	2.96	2.54	3.44	Was not rejected	M.B	47.04	0
VIM	Lognormal	2.42	2.40	2.44	0.31	0.30	0.33	Was not rejected	M.B	0.75	0
TUM	Lognormal	2.56	2.48	2.65	0.40	0.35	0.47	Was not rejected	M.B	15.04	0
CHO	Exponential	40.18	30.94	54.32	N/A	N/A	N/A	Was not rejected	M.B	0.17	2

Table 9-6. Goodness-of-fit test distributions, fit parameters and results applied to the absorbed gas concentration data. Estimated parameters \hat{x} and \hat{y} are the mean and standard deviation for a lognormal distribution, form and scale for a gamma distribution and "a" and "b" for the Weibull distribution. Estimated \hat{x} represents the mean for an exponential distribution. CAG-PUT, COR, LLA, VSM, SIN-SJA, VIM, TUM, CHO refer to the Caguán - Putumayo, The Eastern Cordillera, the Eastern Llanos, the Upper Magdalena Valley, Sinú - San Jacinto, the Lower Magdalena Valley, Tumaco and Chocó basins, respectively. The data used for the Chocó basin referred to outcrops, as no well data was available. N/A refers to parameters which did not apply to the type of distribution being considered. M.B refers to a very low probability of the null hypothesis being accepted or rejected.

Goodness-of-fit test response for the Middle Magdalena Valley, the Eastern Cordillera and Upper Magdalena Valley basins suggested that all distributions tested would be rejected, even though with very low probability of being rejected. Bearing this in mind, the distribution giving the lowest value was chosen for such basins (Appendix 9-3).

The only data reported for the Chocó basin concerned outcrops, so this was taken as no well data was available. No TOC data or well or outcrop data had been reported for the Guajira, Vaupés - Amazonas, Cauca - Patía, Urabá or Amagá basins, so no gas concentration values were calculated;

instead, they were associated with the same pattern given for this variable in analogous basin as follows: the Cauca - Patía and Amagá basins were associated with the Tumaco distribution, Guajira with that for Cesar - Ranchería, Vaupés - Amazonas with that for Caguán - Putumayo and Urabá with the Sinú - San Jacinto distribution.

9.4.5 Free gas concentration

Free gas concentration values, inferred from S_1 data (Appendix 9-3), were analysed for determining the distribution best fitting their pattern, in the same way as was done with absorbed gas concentration values. Likewise, analogous basins' distribution was used for basins lacking information. Table 9-7 gives the estimation parameters' values and the statistical tests made for the best fit found.

Basin	Distribution	Estimated parameters						Goodness-of-fit test			
		\hat{x}	Confidence interval		\hat{y}	Confidence interval		Null hypothesis	P	Statistical value	G.L
VMM	Lognormal	2.49	2.37	2.62	1.21	1.12	1.30	Was not rejected	0.10	2.82	1
CAT	Gamma	0.64	0.59	0.71	31.33	27.48	35.72	Was not rejected	M.B	4.41	0
CES-RAN	Exponential	20.59	18.03	23.74	N/A	N/A	N/A	Was rejected	0.04	13.33	0
CAG-PUT	Gamma	0.20	135.4	N/R	N/R	N/R	N/R	Was not rejected	0.08	6.87	3
COR	Exponential	18.72	17.64	19.90	N/A	N/A	N/A	Was not rejected	M.B	0.10	0
LLA	Gamma	0.15	140.1	N/R	N/R	N/R	N/R	Was not rejected	0.06	7.57	3
VSM	Exponential	46.62	44.73	48.63	N/A	N/A	N/A	Was rejected	0.01	7.51	1
SIN-SJA	Exponential	13.56	12.23	15.12	N/A	N/A	N/A	Was not rejected	M.B	1.20	0
VIM	Lognormal	1.24	1.16	1.32	1.15	1.10	1.21	Was rejected	M.B	17.22	2
TUM	Weibull	3.95	2.33	6.71	0.41	0.36	0.47	Was not rejected	M.B	0.16	0
CHO	Weibull	32.41	20.82	50.43	0.68	0.55	0.84	Was not rejected	M.B	0.65	0

Table 9-7. Goodness-of-fit test distributions, fit parameters and results applied to the free gas concentration data. N/R refers to parameters which, as they went beyond the algorithm's range of calculations which were not reported when making the statistical estimation.

9.4.6 Net-to-gross international databases

An extreme value distribution gave the best fit for the net-to-gross data calculated from international sources (Appendix 9-2). Table 9-8 shows the results of such fit.

Estimated parameters						Goodness-of-fit test			
\hat{x}	Confidence interval		\hat{y}	Confidence interval		Null hypothesis	P	Statistical value	G.L
-0.3	-0.52	-0.09	0.3	0.22	0.42	Was not rejected	0.27	3.94	3

Table 9-8. Goodness-of-fit parameters and test results applied to the NTG data in Appendix 8-2. Estimated parameters \hat{x} and \hat{y} are extreme value distribution location and scale.

9.4.7 Hydrocarbons in shale

The result of Monte Carlo simulation for calculating the hydrocarbons in shale is shown below, with the variables defined in equation 9-1, and their associated distributions. The percentage of evaluated resources which could be lying within environmental conservation areas, forestry reserves and natural parks was subtracted; Tables 9-9 and 9-10 give the final results.

Basin	P10	P10	P50	P50	P90	P90
	(Tcf)	(10 ³ MMBOE)	(Tcf)	(10 ³ MMBOE)	(Tcf)	(10 ³ MMBOE)
Amagá	1.37	0.24	0.41	0.07	0.06	0.01
Caguán - Putumayo	2,687.60	463.38	127.56	21.99	13.81	2.38
Catatumbo	185.43	31.97	38.98	6.72	4.89	0.84
Cauca - Patía	28.57	4.93	8.55	1.47	1.34	0.23
Cesar - Ranchería	107.13	18.47	28.46	4.91	4.18	0.72
Chocó	22.73	3.92	6.89	1.19	1.08	0.19
The Eastern Cordillera	729.26	125.73	206.65	35.63	31.61	5.45
Guajira	132.77	22.89	35.34	6.09	5.22	0.90
The Eastern Llanos	6,619.59	1,141.31	1,042.44	179.73	125.40	21.62
Sinú - San Jacinto	441.33	76.09	113.24	19.52	16.37	2.82
Tumaco	56.72	9.78	16.97	2.93	2.66	0.46
Urabá	91.22	15.73	23.37	4.03	3.36	0.58
The Lower Magdalena Valley	121.31	20.92	35.05	6.04	5.39	0.93
The Middle Magdalena Valley	148.80	25.65	43.50	7.50	6.71	1.16
The Upper Magdalena Valley	45.38	7.82	13.47	2.32	2.09	0.36
Vaupés, Amazonas	3,228.09	556.57	154.55	26.65	16.61	12.86
TOTAL	14,647.29	2,525.39	1,895.44	326.80	240.78	41.51

Table 9-9. Hydrocarbons in shale in Scenario 1 after subtracting resources possibly present in environmental conservation areas.

Basin	P10	P10	P50	P50	P90	P90
	(Tcf)	(10 ³ MMBOE)	(Tcf)	(10 ³ MMBOE)	(Tcf)	(10 ³ MMBOE)
Amagá	1.98	0.34	0.68	0.12	0.11	0.02
Caguán - Putumayo	4,177.70	720.29	200.22	34.52	23.71	4.09
Catatumbo	272.43	46.97	63.51	10.95	8.30	1.43
Cauca - Patía	41.27	7.12	14.22	2.45	2.28	0.39
Cesar - Ranchería	155.19	26.76	47.04	8.11	7.18	1.24
Chocó	32.82	5.66	11.44	1.97	1.85	0.32
The Eastern Cordillera	1,046.89	180.50	340.56	58.72	53.81	9.28
Guajira	191.78	33.07	58.18	10.03	8.89	1.53
The Eastern Llanos	9,736.40	1,678.69	1,703.01	293.62	215.61	37.17
Sinú - San Jacinto	643.41	110.93	186.87	32.22	27.67	4.77
Tumaco	81.95	14.13	28.16	4.86	4.52	0.78
Urabá	132.29	122.81	38.52	6.64	5.76	0.99
The Lower Magdalena Valley	173.81	29.97	57.83	9.97	9.23	1.59
The Middle Magdalena Valley	213.78	36.86	71.85	12.39	11.48	1.98
The Upper Magdalena Valley	65.50	11.29	22.35	3.85	3.59	0.62
Vaupés, Amazonas	5,075.44	875.08	240.21	41.42	28.29	4.88
TOTAL	22,042.67	3,800.46	3,084.66	531.84	412.29	71.08

Table 9-10. Hydrocarbons in shale in Scenario 2, after subtracting resources possibly present in environmental conservation areas.

9.4.8 Potential of shale oil and shale gas

The scarce information available about geological, geochemical and geometric characteristics and hydrocarbon resources available in shale belts has hindered a reliable shale oil/shale gas ratio being established. The degree of thermal maturity in a shale belt is not homogeneous and such ratio must thus be a little subjective. In spite of this, the data available in the “Review of Emerging Resources: US Shale Gas and Shale Oil Play” (US Department of Energy, 2011) has been used for consolidating an average for such ratio in basins having crude and gas windows. Table 9-11 shows gas and crude resources in three basins in the USA and a 0.11 to 0.48 range regarding shale oil/[total hydrocarbon]. Even though the scarce data observed did not enable understanding the above as being representative, it was evident that giving an idea about the order of magnitude could lead to understanding the problem. Assuming a 0.3 value and 20% favourable geological risk, suggested by the “World shale gas resources: An initial assessment of 14 regions outside the United States” (US Department of Energy, 2011), shale oil resources for the scenarios analysed reached the figures presented in Tables 9-12 and 9-13. Similarly, net shale gas resources are shown in Tables 9-14 and 9-15.

Play	Gas		Crude	Fraction
	Tcf	MMBOE	MMbbl	Oil/(Oil+Gas)
Barnett	75.5	13 017.2	1 580.0	0.11
Rocky Mountain Region	43.0	7 413.8	3 590.0	0.33
Eagle Ford	20.8	3 587.9	3 350.0	0.48

Table 9-11. Oil/[hydrocarbon] ratio for three US shale belts, taken from US Department of Energy (2011).

Graphs 9-30 to 9-33 compare shale gas and oil resources between basins extracted from Table 9-9, and Colombia’s total potential within the international framework (Figure 9-34) taken from Table 9-1.

Basin	P ₁₀	P ₅₀	P ₉₀
	Tcf		
Amagá	0.2	0.1	0.0
Caguán - Putumayo	376.3	17.9	1.9
Catatumbo	26.0	5.5	0.7
Cauca - Patía	4.0	1.2	0.2
Cesar - Ranchería	15.0	4.0	0.6
Chocó	3.2	1.0	0.2
The Eastern Cordillera	102.1	28.9	4.4
The Guajira	18.6	4.9	0.7
The Eastern Llanos	926.7	145.9	17.6
Sinú - San Jacinto	61.8	15.9	2.3
Tumaco	7.9	2.4	0.4
Urabá	12.8	3.3	0.5
The Lower Magdalena Valley	17.0	4.9	0.8
The Middle Magdalena Valley	20.8	6.1	0.9
The Upper Magdalena Valley	6.4	1.9	0.3
Vaupés, Amazonas	451.9	21.6	2.3
TOTAL	2,050.6	265.4	33.7

Table 9-12. Gas fraction present in shale from Colombian basins. Scenario 1.

Basin	P ₁₀	P ₅₀	P ₉₀
	MMbbl		
Amagá	14.4	4.2	0.6
Caguán - Putumayo	27,802.8	1,319.4	142.8
Catatumbo	1,918.2	403.2	50.4
Cauca - Patía	295.8	88.2	13.8
Cesar - Ranchería	1,108.2	294.6	43.2
Chocó	235.2	71.4	11.4
The Eastern Cordillera	7,543.8	2,137.8	327.0
The Guajira	1,373.4	365.4	54.0
The Eastern Llanos	68,478.6	10,783.8	1,297.2
Sinú - San Jacinto	4,565.4	1,171.2	169.2
Tumaco	586.8	175.8	27.6
Urabá	943.8	241.8	34.8
The Lower Magdalena Valley	1,255.2	362.4	55.8
The Middle Magdalena Valley	1,539.0	450.0	69.6
The Upper Magdalena Valley	469.2	139.2	21.6
Vaupés - Amazonas	33,394.2	1,599.0	771.6
TOTAL	151,523.4	19,608.0	3,090.6

Table 9-13. The crude fraction present in shale from several Colombian basins. Scenario 1.

Basin	P ₁₀	P ₅₀	P ₉₀
	Tcf		
Amagá	0.3	0.1	0.0
Caguán - Putumayo	584.9	28.0	3.3
Catatumbo	38.1	8.9	1.2
Cauca - Patía	5.8	2.0	0.3
Cesar - Ranchería	21.7	6.6	1.0
Chocó	4.6	1.6	0.3
The Eastern Cordillera	146.6	47.7	7.5
The Guajira	26.8	8.1	1.2
The Eastern Llanos	1,363.1	238.4	30.2
Sinú - San Jacinto	90.1	26.2	3.9
Tumaco	11.5	3.9	0.6
Urabá	18.5	5.4	0.8
The Lower Magdalena Valley	24.3	8.1	1.3
The Middle Magdalena Valley	29.9	10.1	1.6
The Upper Magdalena Valley	9.2	3.1	0.5
Vaupés, Amazonas	710.6	33.6	4.0
TOTAL	3,086.0	431.9	57.7

Table 9-14. Gas fraction present in shale from several Colombian basins. Scenario 2.

Basin	P ₁₀	P ₅₀	P ₉₀
	MMBOE		
Amagá	20.4	7.2	1.2
Caguán - Putumayo	43,217.4	2,071.2	245.4
Catatumbo	2,818.2	657.0	85.8
Cauca - Patía	427.2	147.0	23.4
Cesar - Ranchería	1,605.6	486.6	74.4
The Chocó	339.6	118.2	19.2
The Eastern Cordillera	10,830.0	3,523.2	556.8
The Guajira	1,984.2	601.8	91.8
The Eastern Llanos	100,721.4	17,617.2	2,230.2
Sinú - San Jacinto	6,655.8	1,933.2	286.2
Tumaco	847.8	291.6	46.8
Urabá	7,368.6	398.4	59.4
The Lower Magdalena Valley	1,798.2	598.2	95.4
The Middle Magdalena Valley	2,211.6	743.4	118.8
The Upper Magdalena Valley	677.4	231.0	37.2
Vaupés, Amazonas	52,504.8	2,485.2	292.8
TOTAL	234,028.2	31,910.4	4,264.8

Table 9-15. Crude fraction present in shale from several Colombian basins. Scenario 2.



Figure 9-30. Map of Shale Gas potential in Scenario 1.



Figure 9-31. Map of Shale Oil potential in Scenario 1.

Evaluating total Yet-to-Find hydrocarbon volume in Colombia

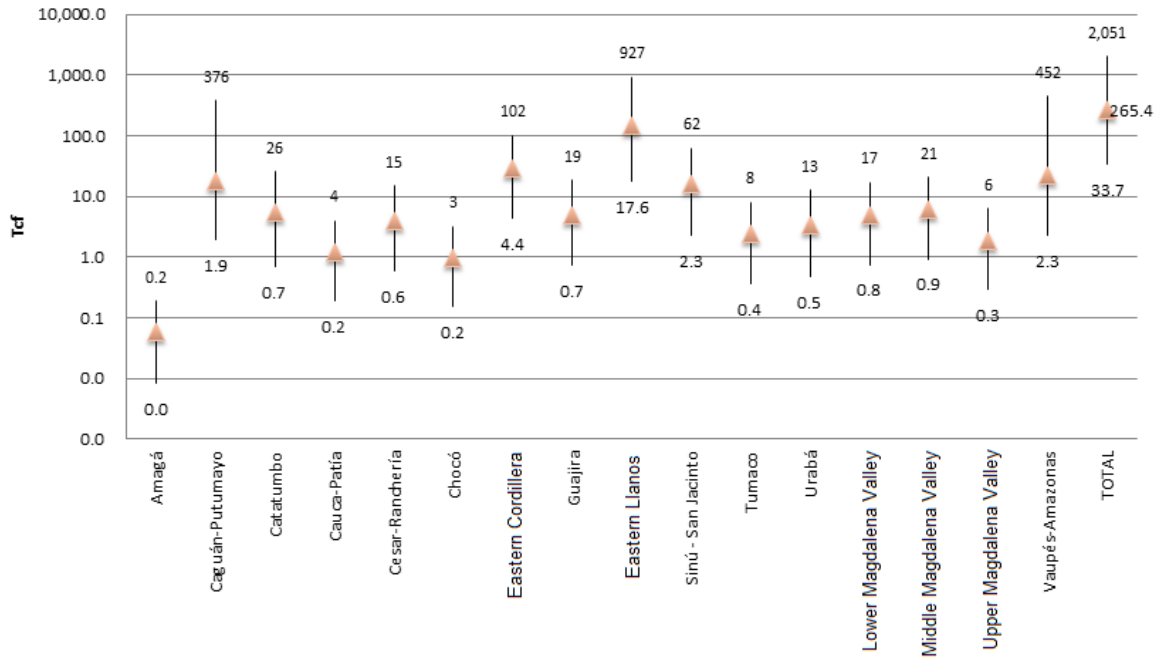


Figure 9-32. Shale gas potential in Scenario 1.

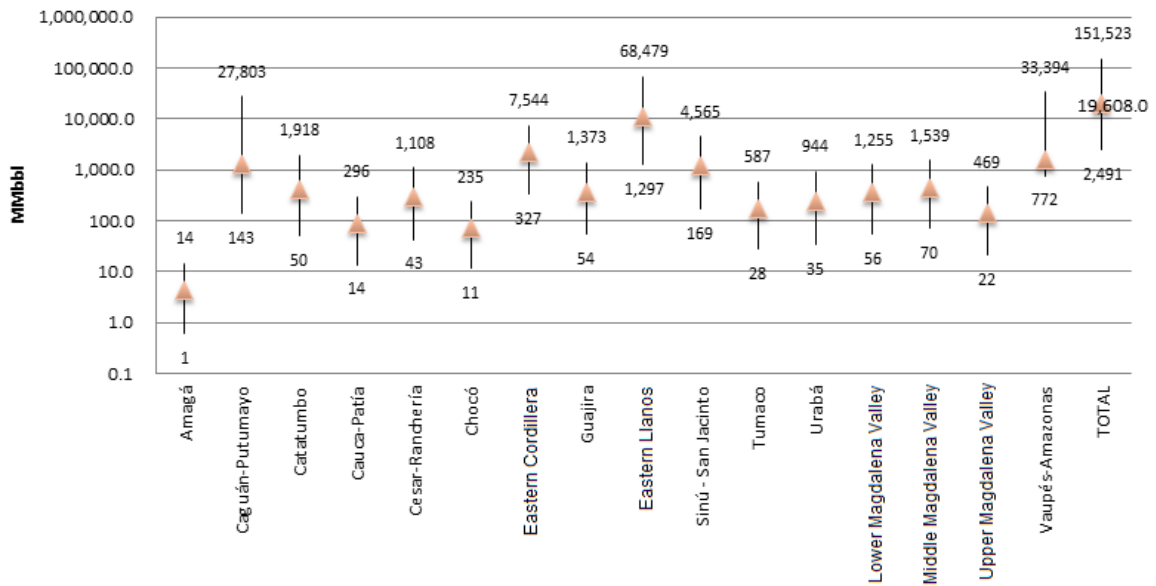


Figure 9-33. Shale Oil potential in Scenario 1.

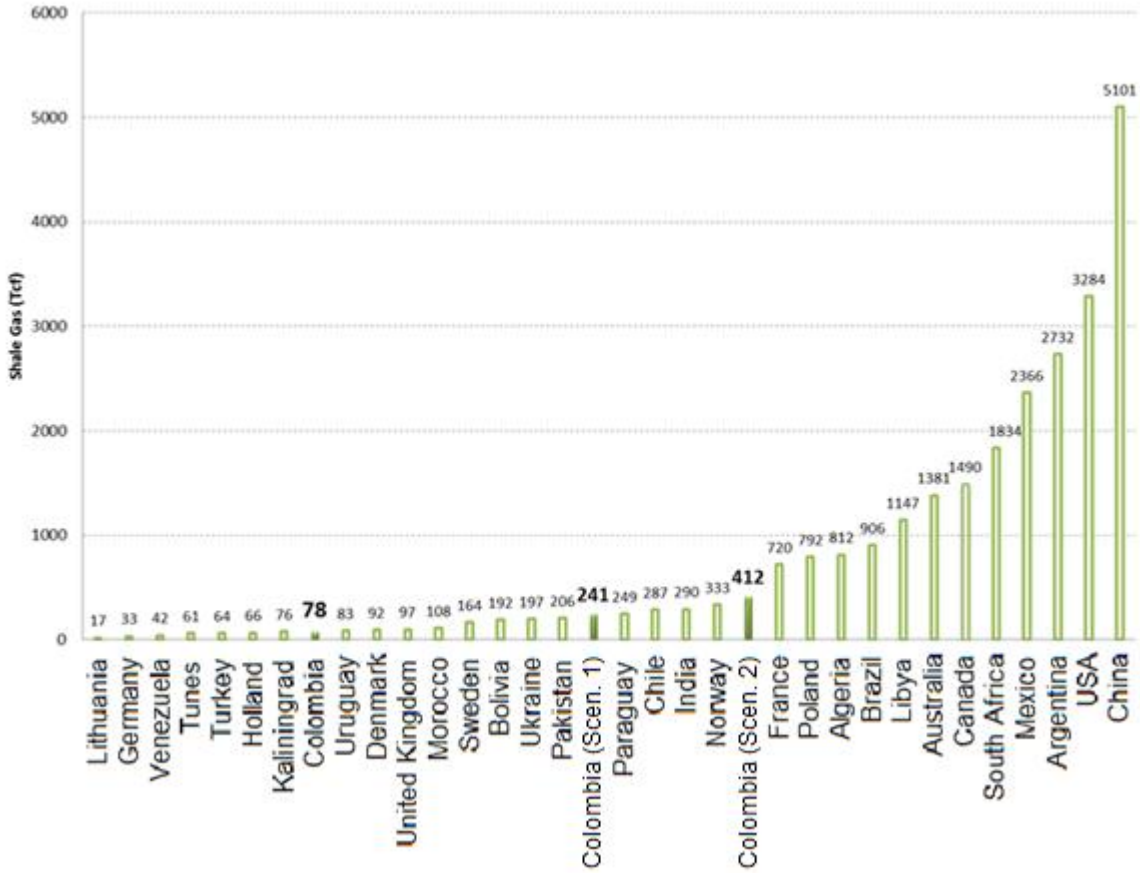


Figure 9-34. Shale gas resources in Colombia compared to those reported for other countries.

9.4.9 Sensitivity analysis

NTG usually most influenced estimates for all basins in both scenarios evaluated here, nearly always followed by G_a. Figure 9-35 shows the results from a sensitivity analysis.

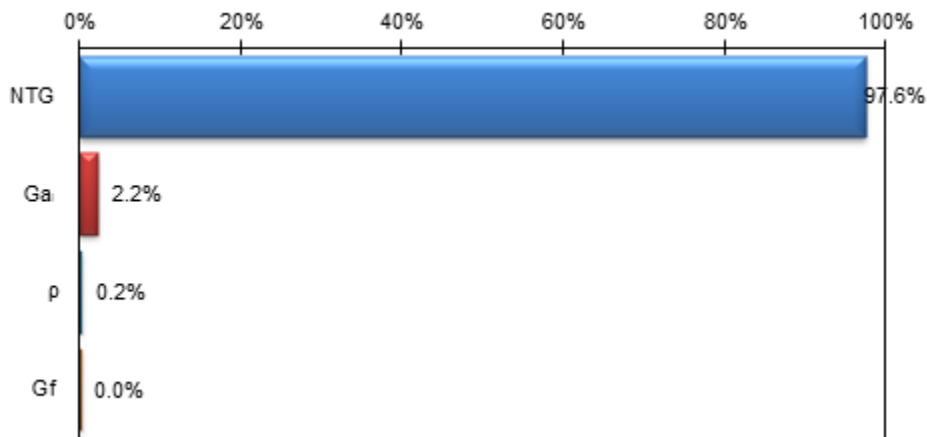


Figure 9-35. Average sensitivity for all basins in which hydrocarbons in shale was estimated.

Evaluating total Yet-to-Find hydrocarbon volume in Colombia

9.5 Conclusions

- Estimated of the hydrocarbons shale potential is controlled by basin area, showing that basins covering a greater area were the most prospective ones;
- The Eastern Llanos basin had the greatest prospectivity in P₉₀, regarding the presence of hydrocarbons in shale, followed by the Eastern Cordillera and Vaupés - Amazonas;
- The order of the 3 basins having most estimated resources was maintained in P₅₀;
- Estimated shale gas resources in P₉₀ for the Middle Magdalena Valley basin (6.71 Tcf) and Ranchería basin in Cesar (4.18 Tcf) were lower than the values estimated by D. Little in 2008 (289 Tcf and 7.72 Tcf, respectively). Resources were greater for the Eastern Cordillera (31.61 Tcf compared to 19.3 Tcf); and
- The Lower Magdalena Valley, Caguán - Putumayo and Sinú - San Jacinto basins' prospectivity was high, even though control in their areas must be taken into account regarding the estimated results. Shale from the Palaeozoic age in the Eastern Llanos and Caguán - Putumayo, could have a positive impact on their hydrocarbon potential.

9.6 Bibliography

Agencia Nacional de Hidrocarburos. (2007). Colombian sedimentary basins: nomenclature, boundaries and petroleum geology, a new proposal. Bogota: B & M Exploration Ltda.

Agencia Nacional de Hidrocarburos. (2010). Atlas Geoquímico de Colombia. (UN.Colombia, Ed.) Bogota.

Arthur, M. A., Schlanger, S. O., & Jenkyns, H. C. (1987). The Cenomanian–Turonian Oceanic Anoxic Event, II. Palaeoceanographic controls on organic-matter production and preservation. London Geological Society Special Publications, 26, 401-420.

Beaton, A. P., Pawlowicz, J. G., Anderson, S. D., & Rokosh, C. D. (2009). Rock Eval, total organic carbon, adsorption isotherms and organic petrography of the Banff and Exshaw formations: shale data release. Alberta Geological Survey. Alberta: Energy Resources Conservation Board.

Beaton, A. P., Pawlowicz, J. G., Anderson, S. D., & Rokosh, C. D. (2009). Rock Eval, Total organic carbon, adsorption isotherms and organic petrography of the Colorado Group: shale data release. Alberta Geological Survey. Alberta: Energy Resources Conservation Board.

Beaton, A. P., Pawlowicz, J. G., Anderson, S. D., & Rokosh, C. D. (2010). Rock Eval, total organic carbon, adsorption isotherms and organic petrography of the duverny and muskwa formations in alberta: shale data release. Alberta Geological Survey. Alberta: Energy Resources Conservation Board.

Beaton, A. P., Pawlowicz, J. G., Anderson, S. D., & Rokosh, C. D. (2010). Rock Eval, total organic carbon, adsorption isotherms and organic petrography of the Montney Formation in Alberta: shale data release. Alberta Geological Survey. Alberta: Energy Resources Conservation Board.

Boyer, C., Kieschnick, J., Suarez, R., Lewis, R. E., & Waters, G. (2006). Producing gas from its source. Oilfield Review, Autumn, 36-49.

D. Little, A. (2008). Evaluation of Potential of Unconventional Energy Resources in Colombia. Agencia Nacional de Hidrocarburos. Houston: Arthur D. Little Inc.

Erbacher, J., Hubert, B. T., Norris, R. D., & Markey, M. (2001). Intensified thermohaline stratification as a possible cause for an ocean anoxic event in the Cretaceous Period. *Nature*, 409, 325-327.

Loucks, R. G., Reed, R. M., Ruppel, S. C., & Jarvie, D. M. (Junio de 2009). Morphology, genesis, and distribution of nanometer-scale pores in siliceous mudstones of the Mississippian Barnett Shale. *Journal of Sedimentary Research*, 79, 848-861.

Meyer, B. L., & Nederlof, M. H. (Febrero de 1984). Identification of source rocks on wireline logs by density / resistivity and sonic transit time / resistivity crossplots. *The American Association of Petroleum Geologist Bulletin*, 68(2), 121-129.

Mojica, J., Arévalos, O. J., & Castillo, H. (Diciembre de 2009). Agencia Nacional de Hidrocarburos. Consulted on June xx 2011, de Informacion Geológica and Geofísica - Givesciones and Poster Técnicos: www.anh.gov.co

Passey, Q. R., Creaney, S., Kulla, J. B., Moretti, F. J., & Stroud, J. D. (December 1990). A practical model for organic richness from porosity and resistivity logs. *The American Association of Petroleum Geologist Bulletin*, 74(12), 1777-1794.

Rios , A. (2010). Gas no convencional: Hacia un nuevo paradigma. (Americas Business News, Ed.) *Energy Intelligence Series*, 1-19.

Ryan, W. B., & Cita, M. B. (1977). Ignorance Concerning Episodes of Ocean Wide Stagnation. *Marine Geology*, 23, 197-215.

Schmoker, J. W. (2005). U.S. Geological Survey Assessment Concepts for Continuous Petroleum Accumulations. In U.S. Geological Survey, *Petroleum Systems and Geologic Assessment of Oil and Gas in the Southwestern Wyoming Province, Wyoming, Colorado, and Utah*. Denver: U.S. Department of the Interior.

Thiede, J., & Van Andel, T. H. (1977). The Paleoenvironment of Anaerobic Sediments in the Late Mesozoic South Atlantic. *Earth and Planetary Science Letters*, 33, 301-309.

U.S. Department of Energy. (2009). *Modern shale gas development in the United States: A Premier*. Oklahoma City: Ground Water Protection Council.

U.S. Department of Energy. (2011). *World shale gas resources: an initial assessment of 14 regions outside de United States*. Washington: Advanced Resources International.

Utah Geological Survey. (2005). *Shale Gas Reservoirs of Utah: survey of an unexploited potential energy resource*. Utah Geological Survey. Salt Lake city: GeoX Consulting Inc.

West, J. (1996). *International Petroleum Encyclopedia*. Tulsa: Pennwell Publishing Co.

Zhao, H., Givens, N. B., & Curtis, B. (Abril de 2007). Thermal Maturity of the Barnett Shale determined from well-log analysis. The American Association of Petroleum Geologist Bulletin, 91(4), 535-549.

9.7 Appendixes

Digital files in the ANH'S Document Center:

- ✓ Appendix 8-1: "Shale Gas"
- ✓ Appendix 8-2: "Base de Datos Internacional Shale Gas.xlsx"
- ✓ Appendix 8-3: "Base de Datos Shale Gas Colombia.xlsx"
- ✓ Kindom Suit project

10 GAS RESOURCES IN TIGHT SANDS

10.1 General comments

Gas in tight sands (unconventional natural gas which is difficult to access because of the nature of the rock and sand surrounding the deposit) is the term used for referring to low permeability deposits mainly producing dry natural gas. Low permeability is considered to be less than 0.1 mD (Holditch, 2006). Figure 10-1 shows a cross-section of a tight area.

Tight gas sands is defined as being a belt of sands or carbonates (which may contain natural fractures) exhibiting less than 0.1 mD in-situ gas permeability (Figure 1); many "extra tight" reservoirs may have less than 0.001 mD in-situ permeability, meaning that gas usually flows through these rocks at low rates and special methods are needed for its production (Naik, 2003).

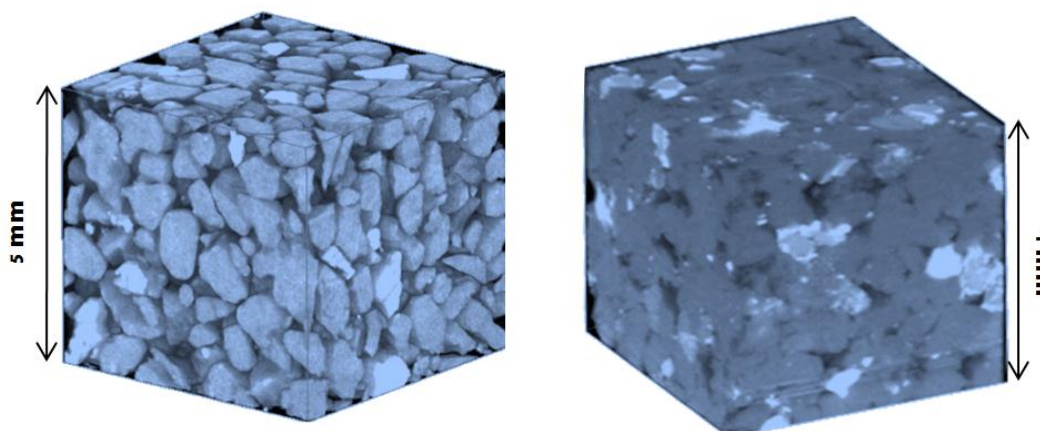


Figure 10-1. Comparison between conventional sand and tight sand. On left-hand-side: high porosity (39%) and permeability sand; right-hand-side: tight sand. the dark grey areas are the pores whilst the clearer grey ones are quartz and heavy minerals, modified from (INGRAIN Digital Rock Physics Lab s.f.).

10.1.1 Origin and formation

Effective porosity, viscosity, fluid saturation and capillary pressure are some of the parameters affecting a deposit's effective permeability (Naik 2003). These are controlled by the setting in which a deposit occurs and later processes which such deposits undergo. Even though fine grain sand and limolite deposits saturated with gas are particularly prone to forming tight gas sands, post-depositional compaction and cementation can reduce permeability in thick grain sediments, leading to the formation of tight rocks.

A reservoir's architecture is another important factor regarding permeability. Different settings regarding deposits lead to different architectures, thereby resulting in completely different reservoir properties. Permeability within individual sediment layers could thus be much lower than total reservoir permeability determined per well (Muntendam-Bos et al., 2009).

The deposit settings most associated with forming tight gas plays are deep basins, delta-fronts and the banks of dikes on flood plains or river systems (Muntendam-Bos et al., 2009).

10.1.2 Exploration of and production from tight gas deposits

Considerable data regarding nuclei, geophysical records, drilling records and well tests must be compiled for the correct tight gas play evaluation and development; this is often more the case for evaluating a tight gas sand play than for evaluating a conventional gas reservoir (Holditch, 2006).

Natural fractures play a determinant role in tight rock permeability. Hydraulic fracturing (fracking) could produce new fractures in a particular deposit or open up existing natural fractures. Their properties and the regime regarding formation efforts must thus be ascertained for planning wells and hydraulic fracturing for optimising production. It should be stressed that even though tight gas reservoirs (differently to conventional gas reservoirs) often have a very poor response to fracking, resulting in low production rates and high economic risk. Figure 10-2 gives a diagram showing the permeability and porosity associated with tight rocks.

Tight gas sands reservoirs require advanced techniques for reducing the migration distance of fluids from a formation towards a particular well. Horizontal and multilateral well drilling are the most modern technologies for tight gas reservoir production, as well as low-balance drilling and stimulation and cementation technologies (Naik, 2003).

Data from different sources is needed for the effective characterisation of tight gas sands deposits, i.e. seismic (multi-component, 3D seismic imaging), specialised records, cementation and stimulation methodologies/designs, drilling and conventional subsoil data, reservoir engineering data. All the foregoing is used for defining the lithological and geometrical combination regarding the faults and fractures associated with a particular reservoir.

10.1.3 Tight gas sands distribution around the world

Tight rock deposit technology has been developed in the USA for more than 40 years (Holditch, 2006); different technologies have been developed during this time for improving economic success rates. Much of this technology is currently being used around the world to contribute towards both tight gas sands and conventional reservoir development. The most studied reservoirs have been in North America due to the high level of activity and the volume of available data for analysing them; however, it is expected that activity levels will become increased regarding tight gas or unconventional gas exploration in Latin-American, Russia, the Middle East, Asia and other major gas production areas

Tight gas sand resources are distributed throughout the whole world; even though the greatest accumulations have been found in North America, Russia and China, many unexplored reservoirs are outside the USA (TOTAL, 2007).

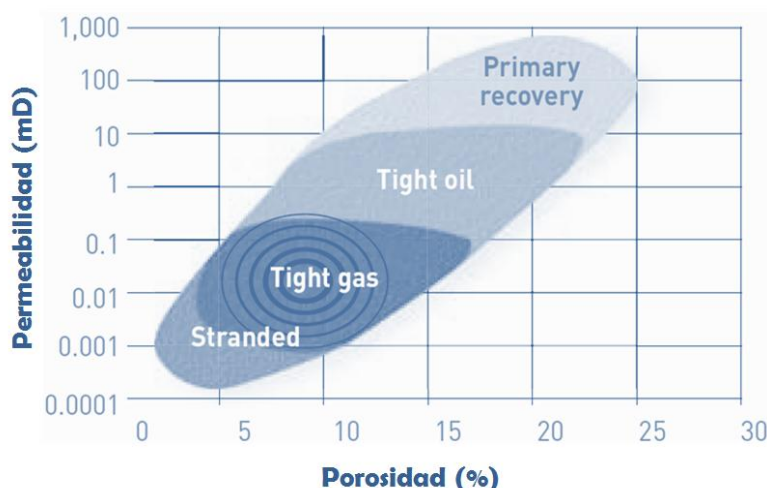


Figure 10-2. Ranges of porosity and permeability for tight gas sands reservoirs, modified from TOTAL (2007).

There has been little development in the field of tight gas sands deposits due to scarce knowledge about their geology and pertinent information in addition to natural gas policy and market conditions not having been favourable for their development in several countries. Rogner (1996) has estimated tight gas sands around the world to be about 7,400 Tcf (Table 10-1).

Region	Tight gas sands volume (Tcf)
North America	1,371
Latin-America	1,293
Western Europe	353
Central and Eastern Europe	78
The Soviet Union	901
North Africa and the Middle East	823
Sub-Saharan Africa	784
The central plain of Asia and China	353
Pacific (Organisation for Economic Cooperation and Development)	705
Pacific Asia	549
Southern Asia	196
Total around the world	7,406

Table 10-1. Estimating tight gas sands around the world, taken from Rogner (1996).

10.2 Data and hypotheses

10.2.1 International data

Tight gas sands' reservoir databases in the USA were consulted for estimating yet-to-find tight gas sands resources, as well as studies aimed at estimating such resources around the world.

10.2.2 National (Colombian) data

ANH petroleum exploitation records concerning wells in continental basins in Colombia was used; such information involved records for 435 wells located in the Guajira, Sinú - San Jacinto, Urabá, Cesar - Ranchería, Catatumbo, the Lower and Upper Middle Magdalena Valley, the Eastern Cordillera, Eastern Llanos and Caguán - Putumayo basins (Figure 10-3). Data was also taken from ANH reports.

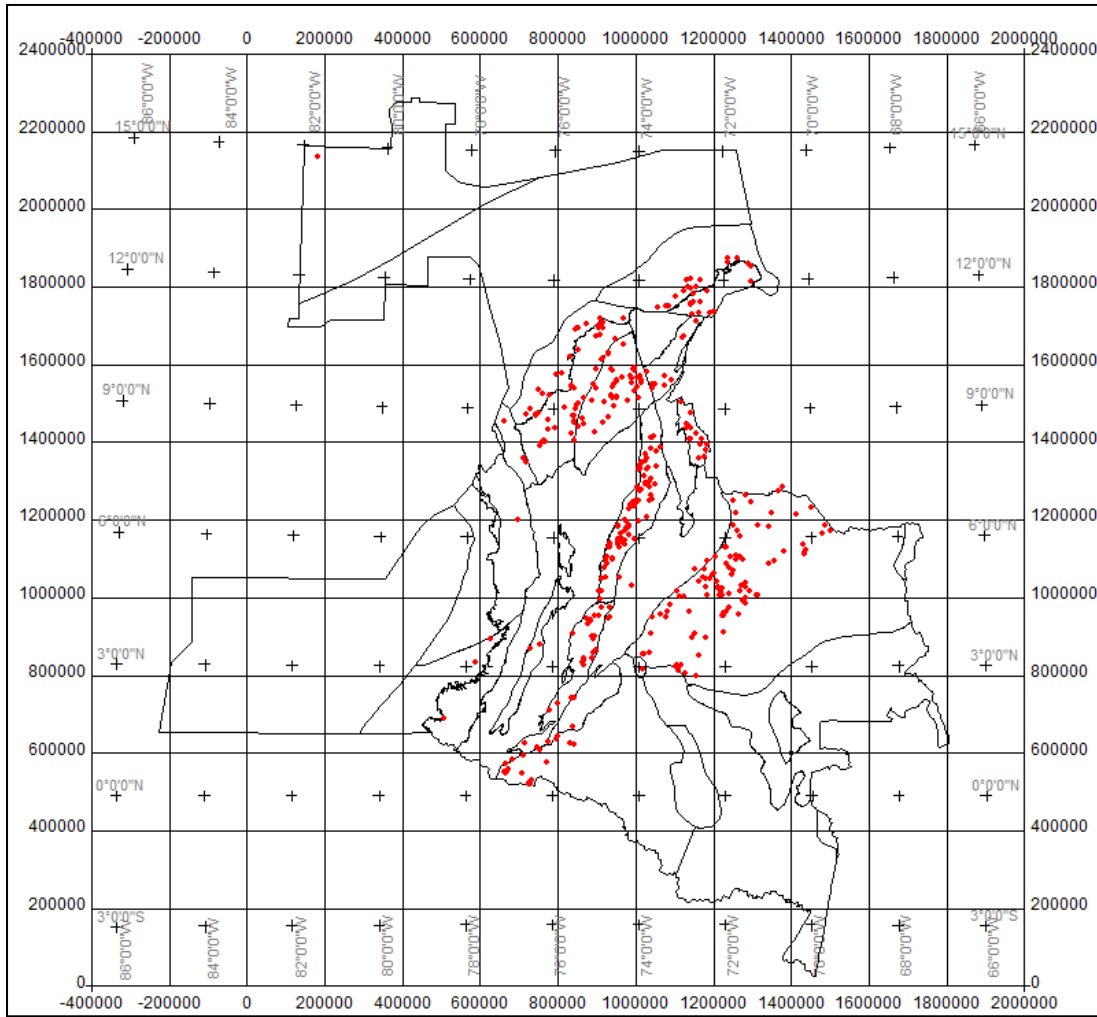


Figure 10-3. Map showing the location of wells having information from records, i.e. 435 wells (red points) from which records were loaded.

10.2.3 Hypotheses

Tight gas sands volume for Colombia’s continental basins was estimated in line with the following hypotheses:

10.2.3.1 Hypothesis 1

Depending on a particular basin’s genesis, there is an almost constant ratio between total tight gas sands-containing plays’ area and the pertinent basin’s total area. Such ratio can be expressed as:

$$\% \text{ basin area}_{\text{yet-to-find tight gas}} = 100 \times \frac{\text{Area}_{\text{Tight gas plays}}}{\text{Area}_{\text{Total basin}}}$$

10.2.3.2 Hypothesis 2

Areas having tight gas sands may be discriminated by gamma ray, neutron porosity, density and permeability records. Such areas fulfil the following conditions:

- Gamma ray < tight-sand cut-off value
- Permeability < 0.1 mD
- Neutron porosity < porosity per density

10.2.3.3 Hypothesis 3

There is a ratio between resources and the area of a basin containing tight gas sands reservoirs (Figure 10-4); such ratio leads to estimating tight gas resources in basins for which no well information is available.

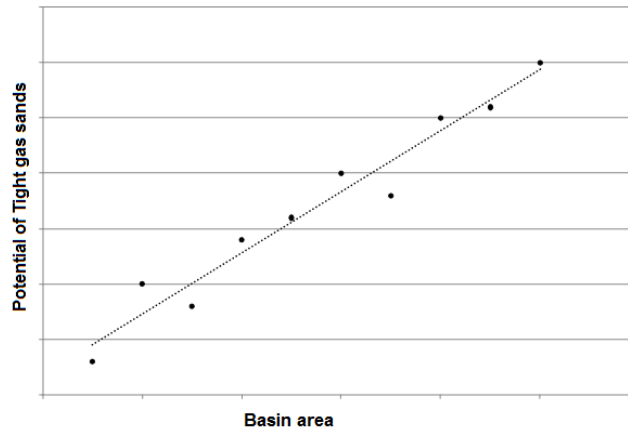


Figure 10-4. The graph shows the ratio between gas and the area of a basin containing tight gas sands reservoirs.

10.2.3.4 Hypothesis 4

Tight gas sands' volume for Colombian continental basins can be estimated in line with the following scenarios:

Scenario 1

The values obtained regarding thickness, effective porosity and water saturation could be grouped for basins having similar characteristics. Considering all the formations found having tight gas sands, distributions could be estimated for each variable thereby leading to resources being assessed.

Scenario 2

Only tight rocks saturated with gas, having thickness greater than 23 feet thick, could validate using techniques for exploiting the resources and only these should be taken into account for the estimating tight gas sands' potential.

10.3 Methodology

The following equation was used for calculating tight gas sand volume in Colombian continental basins:

$$G = 0.035315 * A * h * \varphi * (1 - S_w) * E_g \quad (10-1)$$

G: in situ gas (Tcf)

A: tight gas sands occurrence area (km²)

h: thickness of areas containing tight gas sands (km)

φ: total rock density (v/v)

S_w: water saturation (v/v).

E_g: gas expansion factor, is equal to $\frac{1}{B_g}$ where B_g is the volumetric factor of gas (ft³_{normal} / ft³_{deposit}).

The methodology used for estimating resources included the following activities:

- Available well and record data was loaded into a Kingdom Suite project;
- The data regarding the loaded well records was reviewed and edited to determine which wells had the necessary records for making the petro-physical calculations and discriminating tight gas-bearing areas; and
- Effective porosity, water saturation and permeability were calculated for the selected wells. The Kingdom Suite's petro-physics module was used for making the calculations. The parameters used for the calculations were:

- ✓ A density/neutron gas porosity model was used for estimating effective porosity:

$$\phi_{DHGe} = \sqrt{\frac{(\phi_{De}^2 + \phi_{NE}^2)}{2}}$$

ϕ_{DHGe} : effective porosity per density-neutron area of gas (v/v)

ϕ_{De}^2 : effective porosity per density (v/v)

ϕ_{NE}^2 : effective neutron porosity (v/v)

- ✓ Stieber's gamma ray model was used for estimating clay volume

$$V_{sh} = \frac{0.5 \times GRI}{1.5 \times GRI}$$

V_{sh} : clay volume in the formation (v/v)

GRI: gamma ray index (API)

$$GRI = \left(\frac{Gr_{log} - Gr_{clean}}{Gr_{shale} - Gr_{clean}} \right)$$

Gr_{log} : gamma ray from the records (API)

Gr_{clean} : gamma ray in clean formations (API)

Gr_{shale} : gamma ray in 100% clay areas (API)

The Gr_{clean} and Gr_{shale} values used can be verified in the file cited in the Appendixes.

- ✓ The Simandoux model was used for calculating water saturation.

$$S_w = \left(\frac{0.45 \times R_w}{\phi_e^m} \right) \times \left(\left[\left(\frac{5.0 \times \phi_e^m}{R_w \times R_t} \right) + \left(\frac{V_{sh}}{R_{sh}} \right)^2 \right]^{\frac{1}{n}} - \frac{V_{sh}}{R_{sh}} \right)$$

m: cementation exponent

n: saturation exponent

S_w: water saturation (v/v)

R_w: water resistivity (ohm-m)

R_t: area resistivity (ohm-m)

R_{sh}: shale resistivity (ohm-m)

V_{sh}: volume of clay in the formation (v/v)

Water and shale resistivity values can be found in the file cited in the Appendixes.

- ✓ Permeability was estimated using the Wylie-Rose ratio:

$$k = \frac{62,500 \times \phi_e^6}{S_{wi}^2}$$

k: permeability (mD)

ϕ_e: effective porosity (v/v)

S_{wi}: irreducible water saturation (v/v)

- Porosity per density was estimated using a sand matrix:

$$DPHI = \frac{RHOM - RHOB}{RHOM - RHOF}$$

DPHI: porosity per density

RHOM: matrix density: 2.65 g/cm³

RHOB: bulk density (g/cm³)

RHOF: fluid density: 1 g/cm³

- A record was produced indicating areas of gas having neutron porosity and porosity per density records, using the following condition:

$$\text{Si } DPHI > PHI \rightarrow \text{Area}_{Gas} = 1$$

$$\text{If not } \rightarrow \text{Area}_{Gas} = 0$$

DPHI: porosity per density

PHI: neutron porosity

- A gamma ray cut-off was established leading to differentiating the areas of sands in each well (Figure 10-5).
- The thickness of areas having the presence of tight gas sands was calculated per well fulfilling the necessary conditions (Figure 10-5); average effective porosity and water saturation values were estimated for these areas.

$\text{Gamma ray} < \text{Corte}_{\text{gamma ray sand}} \rightarrow \text{Determine whether an area is sand}$

$\text{Permeability} < 0.1 \text{ mD} \rightarrow \text{Determine whether an area is tight}$

$\text{Permeability} < 0.1 \text{ mD} \rightarrow \text{Determine whether an area is tight}$

Adding the areas complying with the foregoing conditions led to establishing effective thickness for tight gas sands per well.

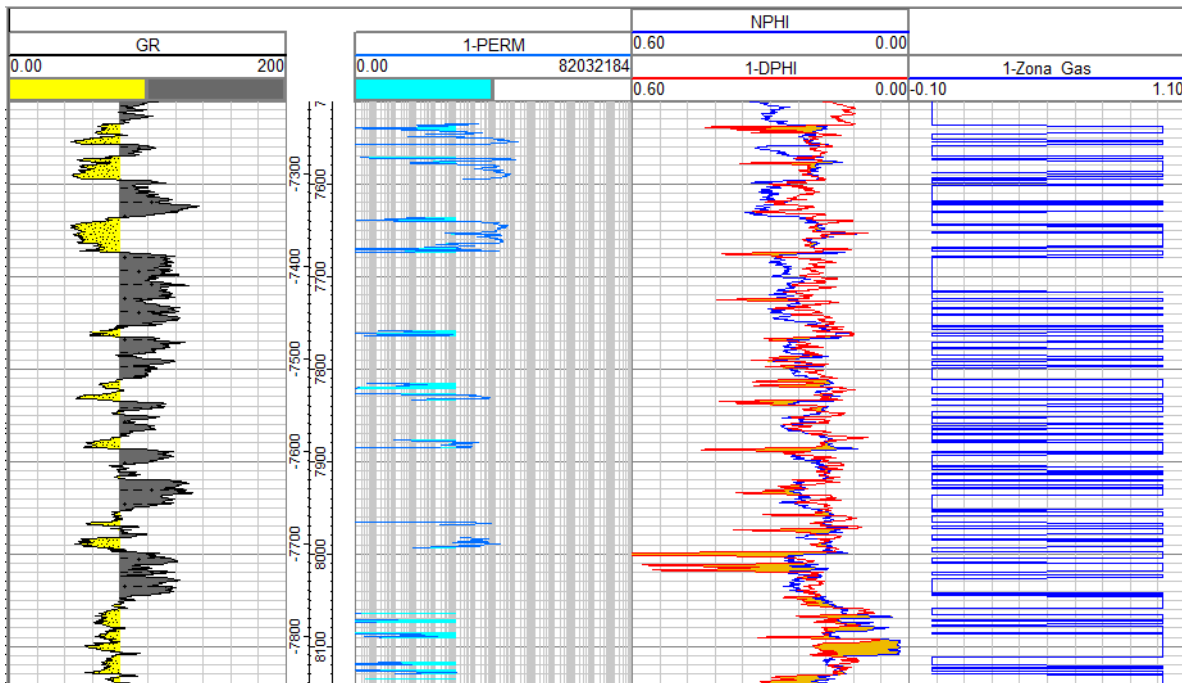


Figure 10-5. Montoya A-1 well record. Track 1 shows the gamma ray; the yellow areas represent sands (80 API sand cut-off); track 2 shows the permeability record, light blue highlighting tight areas (permeability < 0.1 mD); track 3 shows neutron porosity records (blue) and porosity per density (red) and areas having gas (orange); the last track shows records indicative of gas, 1 standing for areas having gas and 0 where there is no gas. The light green rectangle shows areas of tight gas sands.

- A ratio between a particular basin's total area and the area of plays containing tight gas sands was calculated for 13 basins in the USA (Figure 10-6) for estimating the percentage area of a basin which could contain tight gas sands (hypothesis 1). This factor was applied to Colombia's continental basins.

The values used for obtaining the ratio used here can be found in the file cited in this report's Appendixes.

- Monte Carlo simulation was used for calculating tight gas sands' potential with equation 10-1. This was only done for basins having the necessary data available; and
- Potential for basins lacking the necessary information was calculated by using the ratio between estimated in-situ gas volume and basin area, according to hypothesis 3.

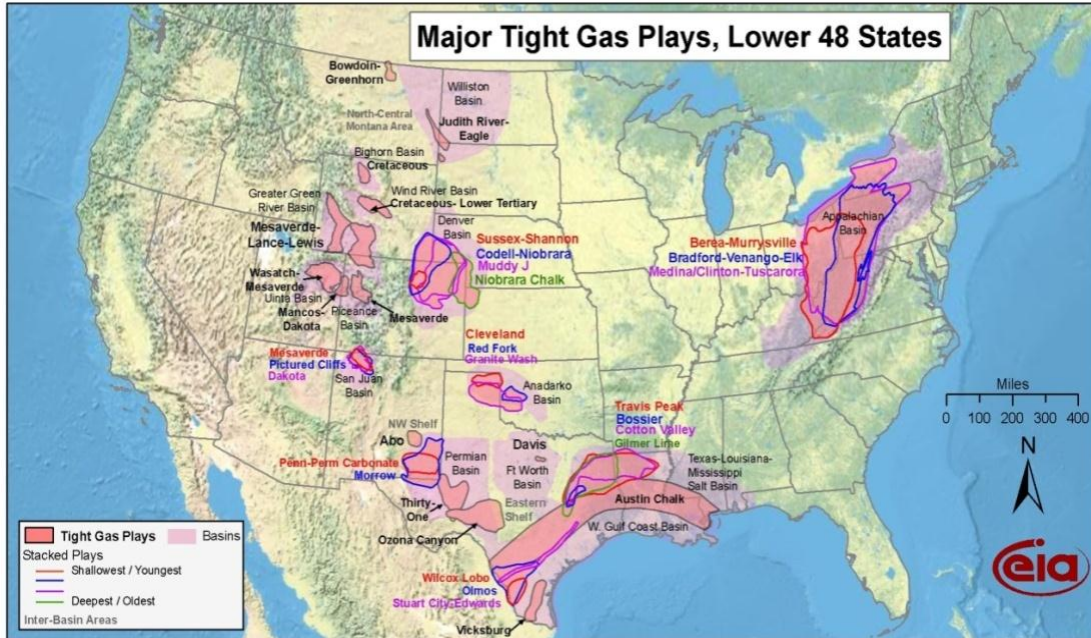


Figure 10-6. Map of the main tight gas plays in 13 basins in the USA (US Energy information Administration).

10.4 Results

When estimating resources using equation 10-1, the area was determined according to Hypotheses 1 and taken as being constant. The others variables used were defined by distributions of probability obtained from analysing the petro-physical records for the 62 wells showing evidence of tight gas sands (Figure 10-7). The data used, as well as the distributions, are contained in the aforementioned file “Colombian tight gas sands” which is attached to this report.

Evaluating total Yet-to-Find hydrocarbon volume in Colombia

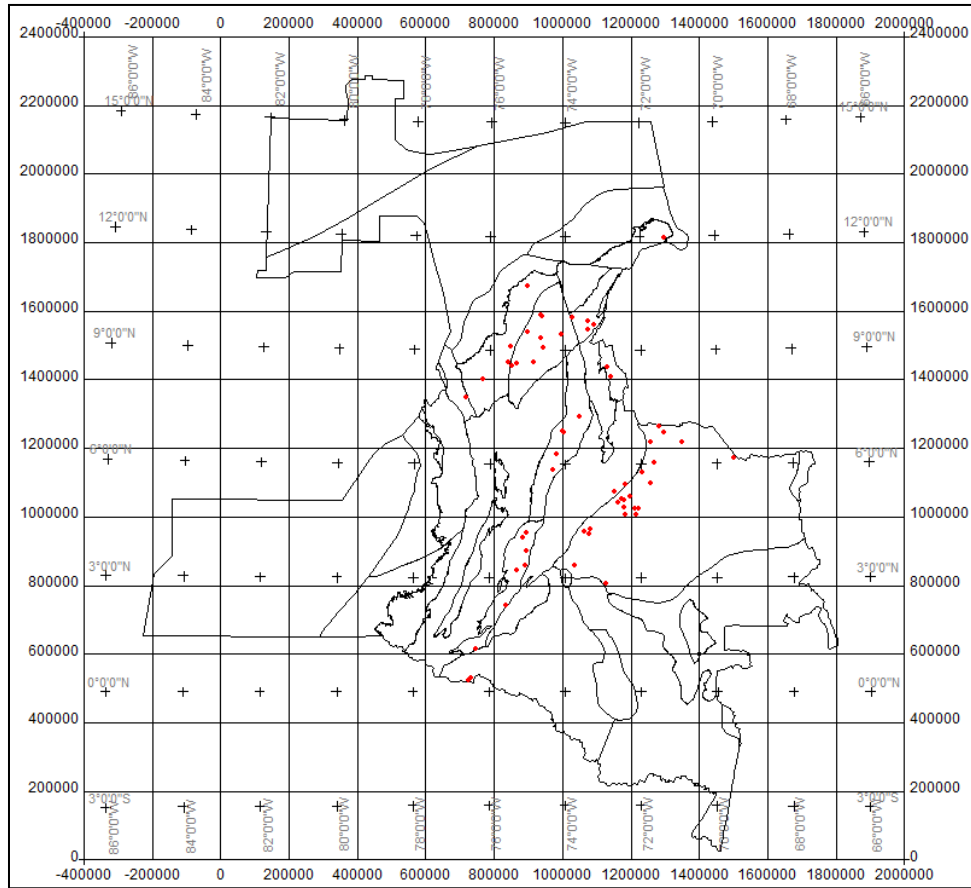


Figure 10-7. Map showing the location of the 63 wells used for estimating the gas potential in tight sands.

10.4.1 Area of tight gas sands occurrence

Analysing the data regarding basins in the USA led to identifying that 34.8% of a basin’s area could contain tight gas sands. This factor was applied to the total area of continental basins in Colombia for obtaining the basins’ effective area for this resource.

Basin	Area (km ²)	Effective areas (km ²)
Amagá	2,824.9	983.1
Caguán - Putumayo	110,304.1	38,385.8
Catatumbo	7,715.0	2,684.8
Cauca - Patía	12,823.3	4,462.5
Cesar - Ranchería	11,668.7	4,060.7
Chocó	38,582.0	13,426.5
The Eastern Cordillera	71,766.2	24,974.6
Guajira	13,778.9	4,795.1
The Eastern Llanos	225,603.3	78,509.9
Sinú - San Jacinto	39,644.6	13,796.3
Tumaco	23,732.4	8,258.9
Urabá	9,448.9	3,288.2
The Lower Magdalena Valley	38,017.4	13,230.1
The Middle Magdalena Valley	32,949.4	11,466.4
The Upper Magdalena Valley	21,512.8	7,486.5
Vaupés - Amazonas	154,867.3	53,893.8

Table 10-2. Effective area of a particular basin having gas potential in tight sands.

10.4.2 The thickness of tight gas sands areas

The gamma ray, permeability, neutron porosity and density records led to summing areas per well which complied with the conditions established for containing tight gas sands.

Two scenarios were established for the calculations. In the first, the data obtained (63 wells having tight gas sands) were analysed by groups of basin, 3 different areas being defined. A distribution was thus estimated for each group from all the values so obtained (Table 10-3). The distributions obtained were used for each basin contained in the respective areas.

The second scenario only considered the results for wells reported to have thicknesses greater than 23 ft for tight gas sands, thereby reducing the number of wells to 15; a single distribution of probability was thus found for all the data for calculating all of Colombia's continental basins (Table 10-4). Porosity and water saturation were dealt with in the same way.

10.4.3 Sediment porosity

The distribution parameters obtained for the 3 areas defined in Scenario 1 are gives in Table 10-5. Table 10-6 gives the results for Scenario 2.

10.4.4 Water saturation

Table 10-7 gives probability functions and goodness-of-fit tests used for the areas produced in Scenario 1. Table 10-8 gives the results for Scenario 2.

Basin	Distribution	Estimated parameters				Goodness-of-fit test					
		\hat{x}	Confidence interval		\hat{y}	Confidence interval		Null hypothesis	P	Statistical value	G.L
Area 1	Gamma	0.47	0.30	0.72	0.02	0.01	0.04	Was not rejected	M.B	0.89	0
Area 2	Lognormal	-5.81	-6.73	-4.89	1.96	1.49	2.86	Was not rejected	M.B	0.05	0
Area 3	Lognormal	-7.13	-7.71	-6.55	1.05	0.77	1.65	Was not rejected	M.B	0.02	0

Table 10-3. Goodness-of-fit test distributions, fit parameters and results applied to the thickness data used in estimating the gas potential in tight sands in Scenario 1. Area 1 groups the Caguán - Putumayo, the Eastern Cordillera and the Eastern Llanos basins. Area 2 groups Catatumbo, Cesar - Ranchería, the Middle Magdalena Valley and Upper Magdalena Valley basins. Area 3 groups the Sinú - San Jacinto, Urabá and the Lower Magdalena Valley basins. Estimated parameters \hat{x} and \hat{y} are gamma distribution form and scale and the mean and standard deviation for lognormal distribution. M.B refers to a very low probability of the null hypothesis being accepted or rejected.

Estimated parameters				Goodness-of-fit test					
\hat{x}	Confidence interval		\hat{y}	Confidence interval		Null hypothesis	P	Statistical value	G.L
0.22	-0.43	0.86	0.03	0.01	0.07	Was not rejected	M.B	0.42	0

Table 10-4. Pareto distribution goodness-of-fit test results and parameters applied to the thickness data used in estimating tight gas sands in Scenario 2. Estimated parameters \hat{x} and \hat{y} are Pareto distribution form and scale.

Basin	Distribution	Estimated parameters						Goodness-of-fit test			
		\hat{x}	Confidence interval		\hat{y}	Confidence interval		Null hypothesis	P	Statistical value	G.L
Area 1	Extreme Minimum	0.07	0.06	0.07	0.02	0.01	0.02	Was not rejected	M.B	0.02	0
Area 2	Triangular	0.07	0.02	0.09	N/A	N/A	N/A	N/R	N/R	N/R	N/R
Area 3	Extreme Minimum	0.06	0.05	0.07	0.02	0.01	0.02	Was not rejected	M.B	0.29	0

Table 10-5. Goodness-of-fit test distributions, fit parameters and results applied to porosity data used in estimating the gas potential in tight gas sands in Scenario 1. Estimated parameters \hat{x} and \hat{y} are extreme value distribution location and scale. Estimated \hat{x} for triangular distribution is the most probable value, and their confidence interval gives minimum and maximum values as extremes. N/A refers to parameters which did not apply to the type of distribution being considered. "N/R" refers to parameters which, as they went beyond the algorithm's range of calculations, were not reported when making the statistical estimation.

Estimated parameters						Goodness-of-fit test			
\hat{x}	Confidence interval		\hat{y}	Confidence interval		Null hypothesis	P	Statistical value	G.L
12.23	4.72	31.68	226.07	84.23	606.79	Was not rejected	M.B	0.08	0

Table 10-6. Beta distribution and goodness-of-fit parameters and test results applied to porosity data used in estimating tight gas sands in Scenario 2. Estimated parameters \hat{x} and \hat{y} are Beta distribution parameters "a" and "b".

Basin	Distribution	Estimated parameters						Goodness-of-fit test			
		\hat{x}	Confidence interval		\hat{y}	Confidence interval		Null hypothesis	P	Statistical value	G.L
Area 1	Beta	0.66	0.15	3.04	0.15	0.12	0.18	Was not rejected	M.B	16.15	0
Area 2	Weibull	0.83	0.73	0.95	3.61	2.47	5.26	Was not rejected	M.B	0.44	0
Area 3	Beta	0.29	0.001	165.7	0.02	0.01	0.05	Was not rejected	M.B	14.22	0

Table 10-7. Goodness-of-fit test distributions, fit parameters and results applied to the water saturation data used in estimating tight gas sands in Scenario 1. Estimated parameters \hat{x} and \hat{y} are Weibull distribution parameters "a" and "b", respectively.

Estimated parameters						Goodness-of-fit test			
\hat{x}	Confidence interval		\hat{y}	Confidence interval		Null hypothesis	P	Statistical value	G.L
0.33	N/A	N/A	0.99	N/A	N/A	N/R	N/R	N/R	N/R

Table 10-8. Uniform distribution goodness-of-fit parameters and test results applied to the water saturation data used in estimating tight gas sands in Scenario 2. Estimated parameters \hat{x} and \hat{y} are uniform distribution maximum and minimum, respectively.

10.4.5 Gas expansion

A series of values obtained from ANH reports for different gas fields in Colombian basins was used for obtaining a probabilistic distribution for gas expansion. Distribution functions associated with such data and their goodness-of-fit parameters are listed in Table 10-9.

Estimated parameters						Goodness-of-fit test			
\hat{x}	Confidence interval		\hat{y}	Confidence interval		Null hypothesis	P	Statistical value	G.L
5.26	5.18	5.34	0.30	0.26	0.37	Was not rejected	0.11	6.10	3

Table 10-9. Lognormal distribution goodness-of-fit parameters and test results applied to the gas expansion factor data used in estimating tight gas sands in both Scenarios.

10.4.6 Sensitivity analysis

The distribution functions established for random variables (thickness, porosity, water saturation, gas expansion) resulted from analysing the distribution of known data regarding the area. Consequently, sensitivity analysis of the basins in question suggested that tight gas sands exploration studies for Colombian continental basins must reduce uncertainty, mainly regarding thickness and water saturation, according to sensitivity analysis results in both scenarios.

The greatest uncertainty in this scenario was presented regarding gas layer thickness (69.99%) and water saturation (24.45%); the variables having least uncertainty were gas expansion and porosity (Figure 10-8).

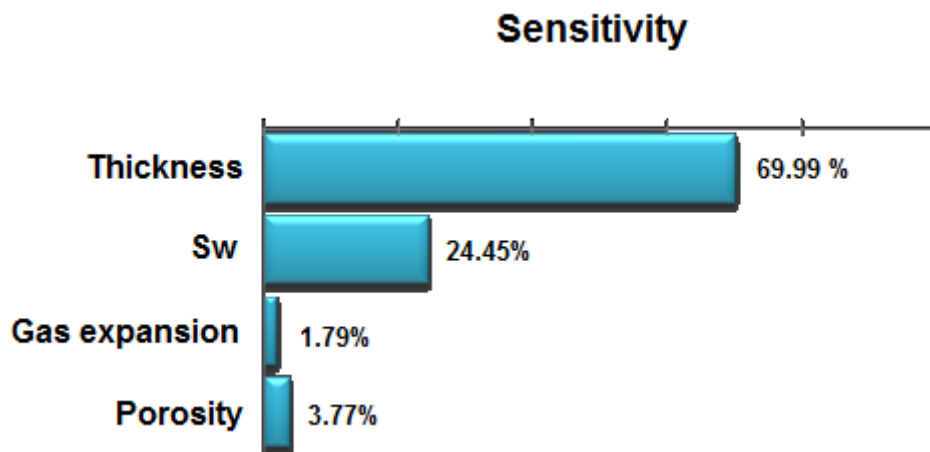


Figure 10-8. Percentage analysis of the sensitivity of the variables used for estimating tight gas sands.

10.4.7 Sensitivity analysis – Scenario 2

Likewise, the greatest uncertainty was presented regarding gas layer thickness (53%) and water saturation (36.4%); the variables having least uncertainty were gas expansion and porosity (Figure 10-9).

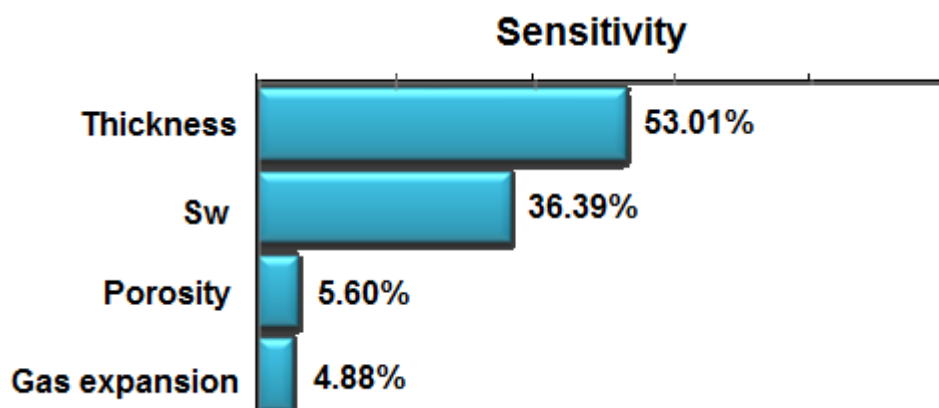


Figure 10-9. Percentage analysis regarding the sensitivity of the variables used for estimating gas in tight sands.

10.4.8 Estimating resources for those basins lacking information

There was no well information or production field data regarding some of Colombia’s continental basins to enable determining the necessary distributions for using equation 10-1; a ratio was thus identified in such cases associating basin area and the volume of tight gas sands contained by such basin (Figures 10-10 and 10-11). A linear fit for such ratios led to identifying tendencies for P₉₀, P₅₀ and P₁₀. The equations derived from the linear fit led to estimating gas values for basins lacking pertinent information.

The basins to which these ratios were applied due to a lack of data are listed in Table 10-10.

Basin	Total area km ²	Effective area km ²
Amagá	2,824.929129	983.0753367
Patía - Cauca	12,823.30684	4462.510782
Chocó	38,581.98137	13,426.52952
Tumaco	23,732.41861	8,258.881678
Vaupés - Amazonas	154,867.3143	53,893.82539

Table 10-10. Basins lacking data for estimating tight gas sands.

10.4.8.1 Basin area cf gas volume ratio - Scenario 1

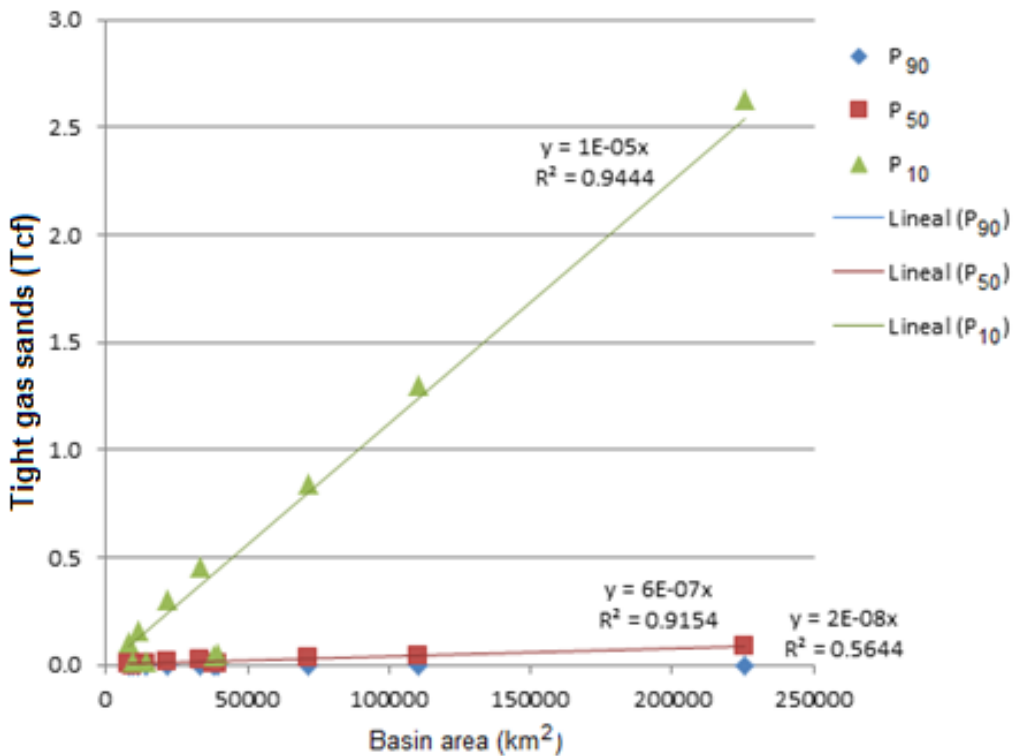


Figure 10-10. A graph of basin area compared to gas volume and the ratios obtained for P₉₀, P₅₀ and P₁₀ in Scenario 1.

10.4.9 Basin area of gas volume ratio - Scenario 2

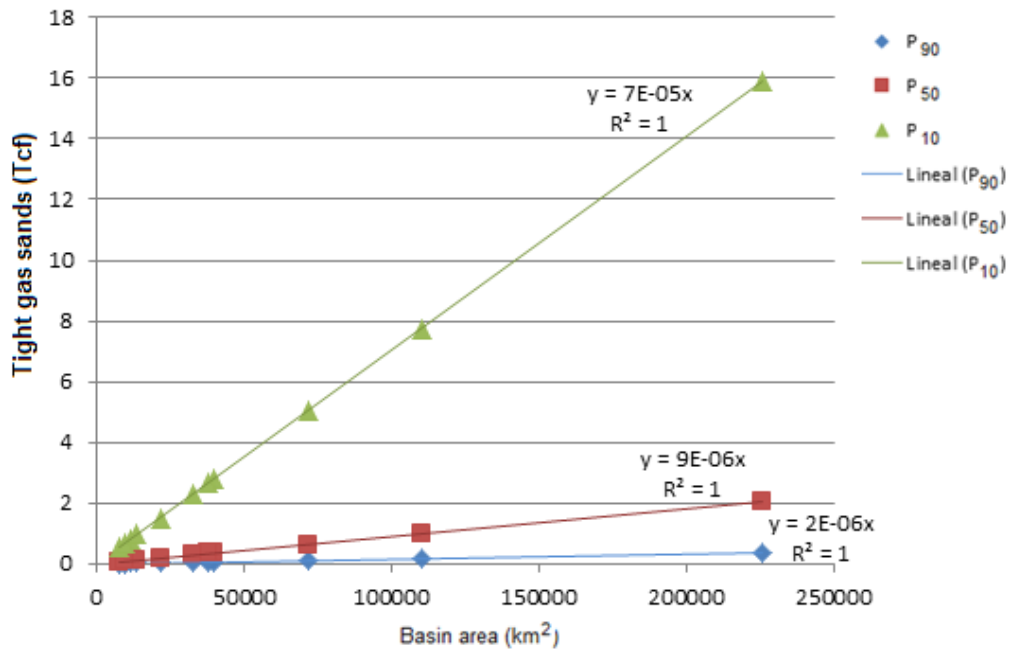


Figure 10-11. Graph of basin area compared to gas volume and the ratios obtained for P₉₀, P₅₀ and P₁₀ in Scenario 2.

10.4.10 Tight gas sands in Colombia

Based on the aforementioned hypotheses and the definition of the random variables expressed in equation 10-1, gas resources in tight sands were calculated for basins having available data and linear ratios were applied for basins lacking the necessary information for P₉₀, P₅₀ and P₁₀ from the Monte Carlo simulation results. Gas was thus estimated for Colombia’s continental basins in the aforementioned two scenarios. Tables 10-11 and 10-12 shows the results obtained after discounting resources found in areas where environmental considerations applied.

Basin	Tight gas sands - Scenario 1					
	P ₉₀ (Tcf)	P ₉₀ (MMBOE)	P ₅₀ (Tcf)	P ₅₀ (MMBOE)	P ₁₀ (Tcf)	P ₁₀ (MMBOE)
Amagá	0.0000	0.0026	0.0009	0.0884	0.0087	1.4696
Caguán - Putumayo	0.0001	0.0102	0.0415	7.0815	1.2001	206.9095
Catatumbo	0.0002	0.0358	0.0047	0.8368	0.1018	17.5149
Patía - Cauca	0.0001	0.0150	0.0030	0.4618	0.0450	7.6911
Ranchería - Cesar	0.0003	0.0570	0.0080	1.3450	0.1620	27.9970
Chocó	0.0003	0.0450	0.0078	1.3597	0.1312	22.6611
The Eastern Cordillera	0.0000	0.0062	0.0258	4.4087	0.7513	129.5166
Guajira	0.0002	0.0274	0.0020	0.3331	0.0156	2.7540
The Eastern Llanos	0.0001	0.0205	0.0870	15.0096	2.5674	442.5870
Sinú - San Jacinto	0.0004	0.0709	0.0054	0.8756	0.0422	7.2294
Tumaco	0.0002	0.0273	0.0049	0.8328	0.0809	13.8847
Urabá	0.0001	0.0184	0.0010	0.2249	0.0107	1.8572
The Lower Magdalena Valley	0.0004	0.0760	0.0050	0.9340	0.0450	7.7230
The Middle Magdalena Valley	0.0009	0.1620	0.0220	3.7990	0.4560	78.6260
The Upper Magdalena Valley	0.0006	0.0975	0.0130	2.2910	0.2785	48.0563
Vaupés - Amazonas	0.0009	0.1458	0.0251	4.3703	0.4225	72.8408
TOTAL	0.005	0.818	0.257	44.252	6.319	1089.318

Table 10-11. Tight gas sands in Scenario 1, discounting resources in natural parks.

Basin	Tight gas sands - Scenario 1					
	P ₉₀ (Tcf)	P ₉₀ (MMBOE)	P ₅₀ (Tcf)	P ₅₀ (MMBOE)	P ₁₀ (Tcf)	P ₁₀ (MMBOE)
Caguán - Putumayo	0.147	25.725	0.858	147.597	6.720	1158.744
Catatumbo	0.009	1.909	0.065	10.968	0.498	86.376
Ranchería - Cesar	0.019	2.959	0.094	16.953	0.773	133.703
The Eastern Cordillera	0.110	19.273	0.640	110.528	5.028	867.051
Guañira	0.020	3.720	0.120	21.290	0.970	167.020
The Eastern Llanos	0.343	59.264	1.977	341.302	15.555	2682.450
Sinú - San Jacinto	0.053	9.491	0.312	54.532	2.504	431.407
Urabá	0.010	2.472	0.078	14.254	0.655	112.389
The Lower Magdalena Valley	0.059	9.965	0.332	57.170	2.608	449.818
The Middle Magdalena Valley	0.045	7.913	0.260	45.531	2.081	359.386
The Upper Magdalena Valley	0.029	5.656	0.185	32.306	1.463	252.428
Amagá	0.002	0.330	0.010	1.483	0.068	11.496
Patía - Cauca	0.010	1.540	0.040	6.920	0.310	53.860
Chocó	0.030	4.630	0.120	20.830	0.940	162.040
Tumaco	0.019	2.646	0.065	11.901	0.538	92.533
Vaupés - Amazonas	0.086	14.565	0.384	65.558	2.955	509.886
TOTAL	0.991	172.058	5.540	959.123	43.666	7530.587

Table 10-12. Tight gas sands in Scenario 2, discounting yet-to-find tight gas sands in natural park areas.

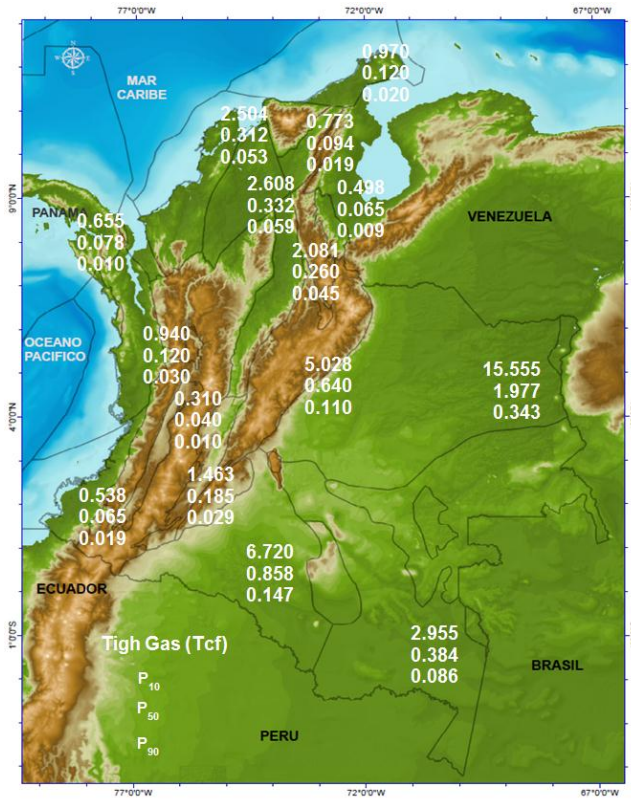


Figure 10-12. Map of tight gas sands estimated for Colombia's continental basins- Scenario 2.

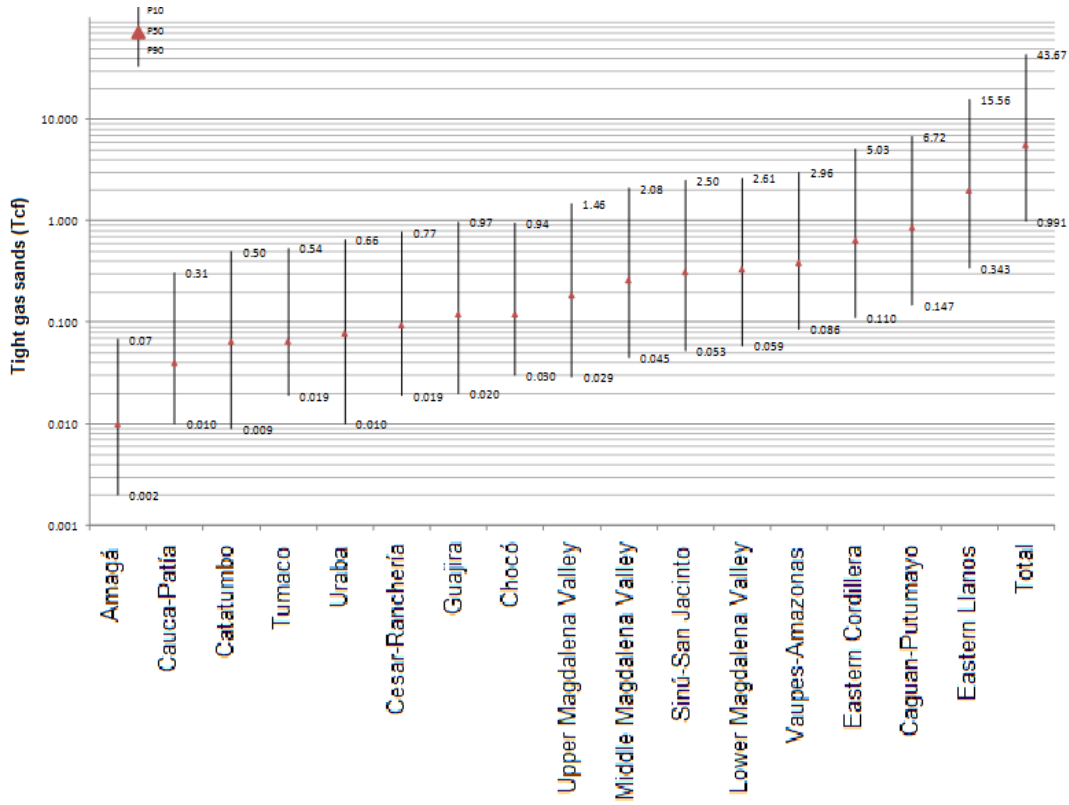


Figure 10-13. Tight gas sands estimated for Colombia's continental basins - Scenario 2.

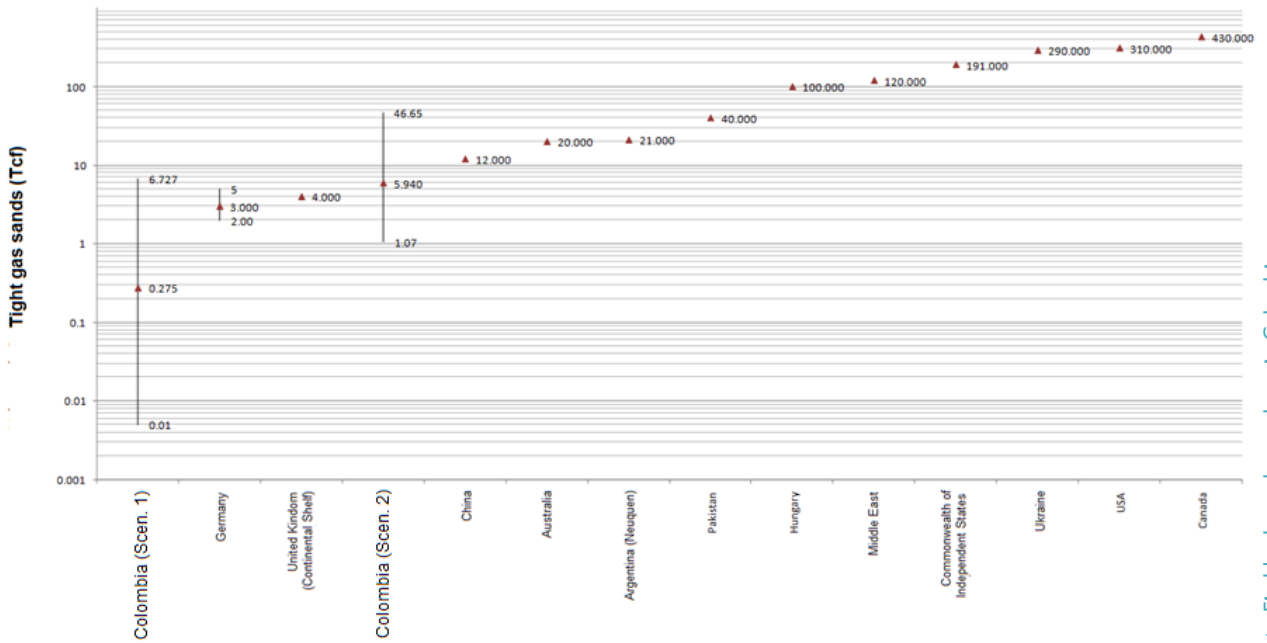


Figure 10-14. Tight gas sands around the world.

10.5 Conclusions

- The information about wells led to identifying that the basins having the greatest tight gas sands in P₁₀ were the Middle Magdalena Valley, the Upper Magdalena Valley and Sinú - San Jacinto, for Scenario 1 and the Eastern Llanos, Caguán - Putumayo and the Eastern Cordillera for Scenario 2;
- Analysing the results obtained in P₅₀ and P₁₀ from well information showed that the most prospective basins were the Eastern Llanos, Caguán in Putumayo and the Eastern Cordillera in both scenarios;
- The results obtained regarding tight gas sands in Colombia regarding those reported by ADL (1.2 Tcf) were considerably greater in Scenario 2 (1.07–46.66 Tcf) and ranged from 0.01–6.73 Tcf in Scenario 1; and
- Part of the tight gas sands potential was found to lie in natural park areas (Scenario 1: P₁₀ 0.408 Tcf - P₅₀ 0.018 Tcf - P₉₀ 0 / Scenario 2: P₁₀ 2.99 Tcf - P₅₀ 0.40 Tcf - P₉₀ 0.08 Tcf).

10.6 Bibliography

Aziz Jabr, Abdel. Unconventional Reservoirs Episode 1: Tight Gas Reservoir. SPE Suez Canal University Student Chapter. 2010. <http://www.spesuez.org/spe/virtualcampus/unconventionalreservoir.html> (Last consulted: 2nd November, 2011).

Chakhmakhchev, Alex, and Kris McKnight. Searching for Tight Gas Reservoir. <http://a1024.g.akamai.net/f/1024/13859/1d/ihsgroup.download.akamai.com/13859/energy/searchingfortightgasreservoirs.pdf> (Last consulted: 2nd November, 2011).

China National Petroleum Corporation. Status and Development Prospects of China's Unconventional Natural Gas Exploration and Exploitation. http://uschinaoig.org/Forum9/pdfs/Xinhua_English.PDF (Last consulted: 2nd November, 2011).

Department of Resources, Energy and Tourism. Australian Energy Resource Assessment 2010. 2010. http://adl.brs.gov.au/data/warehouse/pe_aera_d9aae_002/aeraCh_04.pdf (Last consulted: 2nd November, 2011).

Energy, Centrica. Unconventional Gas in Europe Response to DECC Consultation. 2010. <http://www.decc.gov.uk/assets/decc/what%20we%20do/global%20climate%20change%20and%20energy/international%20energy/policy/1290-unconventional-gas-centrica-response.pdf> (Last consulted: 2nd November, 2011).

Gas, unconventional gas subgroup of the technology task group of the NPC committee on global oil and unconventional gas reservoirs - tight gas, coal seams, and shales. The National Petroleum Council (NPC), 2007.

Holditch, Stephen A. Tight Gas Sands. Society of Petroleum Engineers, 2006: 86-94.

Muntendam-Bos, A. G., B.B. T. Wassing, J. H. Heege, and F. Bergen. TNO report Inventory non-conventional gas. Utrecht: TNO Built Environment and Geosciences, 2009.

Naik, G C. Tight gas reservoirs: An unconventional natural energy source for the future. 2003.

Rogner, Hans-Holger. An Assessment of World Hydrocarbon Resources. IIASA, 1996: 96-26.

Shahab, Alam. Potential of Tight Gas in Pakistan: Productive, Economic and Policy Aspects. Search and Discovery Article #80149 , 2011.

TOTAL. The Know - How series // Tight Gas Reservoirs Technology - Intensive Resources. Paris: Exploration & Production, 2007.

U. S. Energy Information Administration - Energy Mineral Division. http://emd.aapg.org/technical_areas/tightGas.cfm (Last consulted: 2nd November, 2011).

U.S.A. Energy information Administration. http://205.254.135.24/pub/oil_gas/natural_gas/analysis_publications/maps/maps.htm (Last consulted: 31st October 2011).

Vidas, Harry, and Bob Hugman. Availability, economics, and production potential of north american unconventional natural gas supplies. INGAA Foundation, Inc. 2008. <http://www.ingaa.org/File.aspx?id=7878> (Last consulted: 2nd November, 2011).

10.7 Appendixes

Digital files in the ANH'S Document Center:

- ✓ "Gas Arenas Apretadas Colombia.xlsx"
- ✓ Kindom Suit project

11 HEAVY CRUDES

11.1 General comments

One of liquid hydrocarbons' characteristics is its fluidity or viscosity, indirectly reflecting its density (or specific gravity). This property is slightly conditioned by temperature, thereby leading to defining the type of crude in terms of specific gravity and degrees API (American Petroleum Institute) being used as measurement unit.

When petroleum has greater viscosity and density it will be heaviest; the denser the crude, the lower are its API degrees (Table 11-1).

Hydrocarbon	API
Condensed	> 40.0
Light crude	30.0 < API ≤ 40.0
Medium crude	22.0 < API ≤ 29.9
Heavy crude	10.0 < API ≤ 21.9
Extraheavy crude	< 10.0
Bitumen	crude, asphalt, sand

Table 11-1. Types of hydrocarbons regarding API.

Classification regarding heavy crudes' physical properties is ambiguous. Viscosity is variable in each type of compound; the H/C ratio becomes reduced when gas and conventional oil change from being natural to becoming heavy, asphalts and then kerogen, even though this not a weighty parameter for differentiating them. The environmental factors which determined the way in which degradation (e.g. oxidation, bacteria, being washed by water, etc) or maturation lead to resolving such ambiguity.

11.1.1 Origin and characteristics

- Petroleum becomes heavy due to the degradation which could occur during migration and entrapment. Degradation could result from various processes, such as:
- A biological, chemical or physical process, by bacteria transported by surface water metabolising the hydrocarbons in the heaviest molecules;
- By means of formation water removing the lightest components by solution, due to these being most soluble in water;
- Due to crude's volatility when a seal is not efficient, allowing the lightest molecules to pass through its interconnected pores; and
- Another characteristic of these crudes is that they have high sulphur content. Likewise, they could have an appreciable salt content and also contain metals (i.e. nickel, vanadium). They may sometimes contain a certain amount of hydrogen sulphide.

The terms heavy and extra-heavy attempt to group hydrocarbons having specific properties, essentially having density values higher than those for water (>920 kg/m³), in deposits in sedimentary rocks (whether consolidated or not) containing highly viscous bitumen, solid or semisolid hydrocarbons.

The accumulation of heavy crudes is associated with young formations and/or shallow deposits having low efficiency rocks seals. During many phases of hydrocarbons being generated in and expelled from the basins during the Cretaceous and Palaeogene periods large volumes migrated towards their margins, originating accumulations of heavy crudes at relatively shallow depths according to a particular petroleum system's conditions allowing this.

There is usually a high probability of heavy crudes being found in any onshore sedimentary basin. The basins having the greatest presence of heavy crudes in Colombia or having proven evidence are the Eastern Llanos, Caguán in Putumayo, the Eastern Cordillera, the Upper and Middle Magdalena Valley and Chocó (Table 11-2, Figure 11-1).

Basin	Rock source	Migration	Rock reservoir	Seal	Trap
Caguán, Putumayo	Caballos and Villeta Fm	Migration from west to east throughout the sandstone in the Caballos and Villeta Fm. vertical migration throughout the fractures and fault areas. Expulsion during the late Miocene after the formation of larger structures	Caballos. Villeta and Pepino Fm	Villeta, Rumiyocho and Orteguzza Fm	Structural traps associated with thrusting and sub-thrust in the west of the basin and upthrusts in the foreland. Pinching out and carbonates
Chocó	Iró Fm	Lateral migration. Vertical migration associated with the fault systems	Iró and La Mojarrá Fm Naturally fractured deposits	La Siena and Itsmina Fm	Structural highs, anticlines having a mud nucleus on diapir flanks, anticlinal thrusts, normal faults, carbonated rocks and fractured cherts in fault areas
The Eastern Cordillera	La Luna Fm Middle Albian - and Turonian condensed sections	The first generation pulse occurred during the late Cretaceous. The second pulse occurred from the Miocene up to the present	Albian and Cenomanian and Palaeogene siliciclasts	Esmeralda, Mugrosa. and Socha Fm	Inverse faults involving plinths, inversion of normal faults, faults related to folding and duplex structures
The Eastern Llanos	Gacheta and Villeta Fm	Eocene - Upper Oligocene, Miocene and continuing up to the present	Uñe, Gacheta, Carbonera (C3, C5 and C7) and Mirador	Gacheta, Carbonera (C2, C8)	Faulted anticlines, antithetic faults, stratigraphic traps
The Middle Magdalena Valley	La Luna v Simití-Tablezo Fm	Direct vertical migration due to Eocene nonconformity or through faults and lateral migration throughout the sands of the Eocene period	Lisama. Esmeraldas-La Paz, and Colorado-Mugrosa, la Luna, Umir, Barco Fm	Esmeraldas, Colorado Fm Potentially the shales of the Simití and Umir Fm	1) Faults related to folding below thrust surfaces, 2) duplex structures having faults with independent closure, 3) structural strikes where the deposits' strata dip against the faults, 4) traps in the hanging wall fault-block
The Upper Magdalena Valley			Caballos. Monserrate. Honda Fm		

Table 11-2. General comments regarding potential basins' petroleum system. Fm refers to formation.



Figure 11-1. Basins having heavy crudes in Colombia.

11.2 Data and hypotheses

The set of compiled data attached as part of this document in the Appendix 1, contains information from heavy crudes studies for Colombia. The data contains information regarding wells, formation limits and bases, thicknesses, lithological analysis, stratigraphs and recovery factors. Such information/data was used for calculating weighting factors per scenario and resource category, estimating porosity, thickness and water saturation distribution functions from the results of each goodness-of-fit test and correlations made.

The information about heavy crudes occurrences in Colombia was obtained from the following sources:

- Seismic and well information supplied by ANH referring to areas having heavy crudes;
- An integral study carried out between ANH and Halliburton in 2007 estimating sustainable proven and probable reserves for crudes having gravity less than or equal to (<) 20 API in the Eastern Llanos basin;

- A reserves and resources report containing data from heavy crude-producing fields in Colombian basins (Resolution 494/2009, issued by ANH);
- Publications by ANH forming part of an agreement with the EAFIT, UIS and UPTC universities associated with evaluating potential of various sedimentary basins; and
- Other publications regarding heavy crudes in Colombia.

11.2.1 Hypotheses

The compiled information was scrutinised to identify plays having the presence of heavy crudes in Colombian basins. A weighting factor was then applied to such recorded areas to reduce uncertainty regarding the effective presence of heavy crudes in line with the following hypotheses:

11.2.1.1 Hypothesis 1

The maximum value for an area containing hydrocarbons having lower than (<) 22 API density in a mature sedimentary basin is defined by the ratio between existing fields' total area and a particular basin's total extension;

11.2.1.2 Hypothesis 2

Total production thickness is derived from reported well and field production data, seismic information and field studies about a formation of interest;

11.2.1.3 Hypothesis 3

Thickness is derived from well data and/or that reported in plays, establishing net thickness having greater than 10% effective porosity, lower than 30% clay volume and plays having less than 50% water saturation;

11.2.1.4 Hypothesis 4

Porosity and water saturation values will be derived from well data and production information from assessing net and play thickness;

11.2.1.5 Hypothesis 5

The distribution for basins having scarce field information regarding heavy crudes will be considered triangular, assuming maximum and minimum values as limits and the average as the value having the greatest probability; and

11.2.1.6 Hypothesis 6

Basins having potential interest arise from areas reported as having heavy crudes.

11.3 Methodology

The following equations were used for evaluating heavy crudes in Colombian basins, as follows:

$$OOIP = 7758.367 * A_{Cuenca} * k * h_{pay} * \Phi * (1 - S_w) * \frac{1}{B_o} \quad (11-1)$$

OOIP_{Heavy Oil}: (original oil in place): volume of deposit's original petroleum (MMBbl)

7758.367: conversion factor acre/foot to barrels of oil

A: basin area (acres)

h: play area total thickness (ft)

Ntg: net-to-gross ratio (net/h)

h_{pay}: play thickness, where $S_w > 50\%$

Φ : porosity (%)

S_w: water saturation (%)

Bo: play formation volumetric factor, expressed as barrel in deposit/barrel on the surface

The procedure for estimating resources considered the following stages:

- Existing information regarding heavy crude deposits dealing with plays, well data, lithology, thickness and saturation was reviewed:
 - ✓ A database was built from well information relating formation and play thickness, porosity and saturation. The compiled information contained the name of the well, its location, net thickness, porosity and saturation having heavy crudes of interest (Appendix 11-1);
 - ✓ Greater than 10% effective porosity, lower than 30% clay volume and play thickness having less than 50% water saturation were considered for estimating net thickness from well information (Halliburton, 2006);
 - ✓ Play thickness was established for the different fields from the reported information, also considering porosity, thickness, saturation and real crude recovery values;
 - ✓ The porosity (< 10%) described in production reports was assumed for the Eastern Cordillera basin;
 - ✓ Three scenarios were considered for the Llanos basin, as follows:
 - Scenario 1: heavy crudes were calculated from the net-to-gross (Ntg) ratio derived from well data relating net thickness to total thickness (Halliburton, 2006);
 - Scenario 2: heavy crudes were calculated from play thickness derived from well data (Halliburton, 2006); and
 - Scenario 3: heavy crudes were calculated from reported play thickness (ANH, 2010);
- Distribution functions were established for thickness, porosity and saturation in yet-to-find areas:
 - ✓ Goodness-of-fit tests were applied, considering the best distribution for each variable and distribution parameters and their pertinent confidence intervals were estimated;
- An aerial ratio was established allowing maximum extension for heavy hydrocarbon occurrence per basin to be considered. According to Vargas (2009), each sedimentary basin gives a fraction of area which could reflect the whole of its hydrocarbon potential in actual technological exploration and production conditions. Such area may be projected from the

ratio regarding total production area in a mature basin to such basin's total area. Annual production data per hydrocarbon field having $< 22^\circ$ API density and those reported to the ANH were used for such modelling; and

- Monte Carlo simulations used the SOOIP equations for calculating heavy crudes, taking thickness, porosity, water saturation and volumetric factor as distribution functions.

11.4 Results

The random variables used in equation 11-2 were used for iterative Monte Carlo simulation.

Only the results of the best fits and estimates following 500,000 iterations are given in this report; the others results may be consulted in digital files in Appendix 11-2.

Except for the area involved, statistical analysis of the variables analysed in the different basins has been expressed in line with the following parameters (Table 11-4):

Net and Play	Distribution	Extreme max	Log normal	Beta	Exponential	Extreme max	Log normal	Triangular	Triangular
	Average	93	74	23	80	89	31	27	430
	Mean	78	32	20	55	80	18	28	387
	Standard deviation	88	156	15	80	53	40	10	256
	Minimum	1	0.5	2	4	3	3	1	32
	Maximum	1259	426	86	180	271	152	55	1,154
Porosity	Distribution	Beta	Beta	Extreme min	Extreme max	Beta	Logistical	Triangular	Triangular
	Average	22%	22%	21%	20%	21%	14%	12%	12%
	Mean	22%	22%	22%	19%	21%	14%	12%	12%
	Mode	20%	20%	24%	17%	22%	14%	12%	12%
	Standard deviation	7%	7%	7%	5%	4%	3%	2%	2%
	Minimum	10%	10%	10%	15%	6%	7%	8%	8%
Sw	Maximum	48%	48%	33%	26%	30%	25%	15%	15%
	Distribution	Extreme min	Extreme min	Extreme min	Log normal	Logistica l	Beta	Triangular	Triangular
	Average	36%	36%	29%	34%	38%	25%	33%	86%
	Mean	37%	37%	30%	29%	38%	24%	35%	85%
	Mode	40%	40%	33%	23%	38%	21%	45%	81%
	Standard deviation	10%	10%	10%	16%	11%	11%	10%	5%
Bo	Minimum	3%	3%	10%	18%	16%	6%	5%	78%
	Maximum	50%	50%	42%	49%	50%	45%	50%	99%
	Distribution	Log normal	Log normal	Log normal	Extreme min	Extreme max	Beta	Triangular	Triangular
	Average	1.06	1.06	1.06	1.03	1.08	1.13	1.09	1.07
	Mean	1.05	1.05	1.05	1.04	1.07	1.11	1.08	1.07
	Mode	1.03	1.03	1.03	1.07	1.05	1.04	1.05	1.05
	Standard deviation	0.05	0.05	0.05	0.09	0.06	0.09	0.02	0.03
	Minimum	1.01	1.01	1.01	1.01	1	1.03	1.05	1.01
	Maximum	1.19	1.19	1.19	1.1	1.2	1.4	1.16	1.16

Table 11-3. Estimated statistical parameters regarding calculation variables, corresponding to net thickness (hNet), play thickness (hPay), porosity (Φ), water saturation (Sw) and volumetric factor per basin (Bo).

Variable		Estimated parameters						Goodness-of-fit test			
Statistical value	Distribution	\hat{x}	Confidence interval		\hat{y}	Confidence interval		Null hypothesis	P	Statistical value	G.L
Llanos Scenario 1	Extreme maximum	181.06	166.10	196.02	233.90	226.47	241.57	1%	0.00	175%	0%
Llanos Scenario 2	Lognormal	2.49	2.30	2.69	1.59	1.46	1.74	0%	29%	2.5%	2%
Llanos Scenario 3	Beta	-0.48	-0.67	-0.28	34.78	25.81	46.86	0%	1%	1.7%	3%
Upper Magdalena Valley	Exponential	80.22	53.05	NaN	NaN	135.35	NaN	0%	NaN	0.9%	0%
Middle Magdalena Valley	extreme max	120.63	95.94	145.31	69.90	56.25	86.87	0%	NaN	0.3%	0%
Caguán – Putumayo	Lognormal	2.97	2.75	3.19	0.93	0.80	1.12	1%	3%	5%	0%
Eastern Cordillera	Triangular	27	1	55	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN
Chocó	Triangular	430.67	32	1154	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN

Table 11-4. Goodness-of-fit distribution parameters and test results applied to net (hNet) and play thickness data used in estimating heavy crudes.

Variable		Estimated parameters						Goodness-of-fit test			
Statistical value	Distribution	\hat{x}	Confidence interval		\hat{y}	Confidence interval		Null hypothesis	P	Statistical value	G.L
Llanos Scenario 1	Beta	7.85	5.05	10.65	27.92	17.56	38.27	0%	0.5%	5.5%	6%
Llanos Scenario 2	Beta	7.85	5.05	10.65	27.92	17.56	38.27	0%	0.5%	5.5%	6%
Llanos Scenario 3	Extreme min	0.24	0.23	0.25	0.04	0.03	0.05	0%	0%	4%	3%
Upper Magdalena Valley	Extreme max	0.21	0.19	0.23	0.04	0.02	0.05	0%	NaN	6%	0%
Middle Magdalena Valley	BetaPERT	16.7	8.16	25.35	63.62	27.79	99.44	0%	NaN	0%	0%
Caguán – Putumayo	Logistical	0.13	0.13	0.14	0.014	0.012	0.01	NaN	NaN	NaN	NaN
Eastern Cordillera	Triangular	0.12	0.08	0.15	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN
Chocó	Triangular	0.12	0.07	0.15	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN

Table 11-5. Goodness-of-fit parameters' distribution and test results applied to the porosity data, used in estimating heavy crudes.

Variable		Estimated parameters						Goodness-of-fit test			
Statistical value	Distribution	\hat{x}	Confidence interval		\hat{y}	Confidence interval		Null hypothesis	P	Statistical value	G.L
Llanos Scenario 1	Extreme min	0.40	0.38	0.41	0.07	0.06	0.08	0%	0%	8%	5%
Llanos Scenario 2	Extreme min	0.40	0.38	0.41	0.07	0.06	0.08	0%	0%	8%	5%
Llanos Scenario 3	Extreme min	0.33	0.31	0.35	0.07	0.06	0.09	0%	0%	7%	3%
Upper Magdalena Valley	Lognormal	-1.17	-1.34	-1.00	0.36	0.28	0.52	0%	NaN	1%	0%
Middle Magdalena Valley	Logistic	0.38	0.34	0.41	0.05	0.04	0.07	NaN	NaN	NaN	NaN
Caguán – Putumayo	Beta	3.8	2.33	5.34	11.24	6.43	16.05	0%	0%	9%	5%
Eastern Cordillera	Triangular	0.33	0.05	0.50	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN
Chocó	Triangular	0.89	0.77	0.99	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN

Table 11-6. Goodness-of-fit distribution parameters and test results applied to the water saturation data used in estimating heavy crudes.

Variable		Estimated parameters						Goodness-of-fit test			
Statistical value	Distribution	\bar{x}	Confidence interval		\bar{y}	Confidence interval		Null hypothesis	P	Statistical value	G.L.
Llanos Scenario 1	Lognormal	0.06	0.03	0.08	0.04	0.03	0.07	0%	NaN	6%	0%
Llanos Scenario 2	Lognormal	0.06	0.03	0.08	0.04	0.03	0.07	0%	NaN	6%	0%
Llanos Scenario 3	Lognormal	0.06	0.03	0.08	0.04	0.03	0.07	0%	NaN	6%	0%
Upper Magdalena Valley	Extreme min	1.07	1.06	1.08	0.02	0.02	0.03	0%	NaN	0%	0%
Middle Magdalena Valley	Extreme max	1.10	1.08	1.12	0.05	0.04	0.06	0%	NaN	2%	0%
Caguán – Putumayo	Beta	1.12	0.91			1.43	0	NaN	41%	0%	
Eastern Cordillera	Triangular	1.09	1.05	1.16	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN
Chocó	Triangular	1.07	1.01	1.16	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN

Table 11-7. Goodness-of-fit distribution parameters and test results applied to volumetric factor data used in estimating heavy crudes.

11.4.1 Area

Areas were calculated using the approach proposed by Vargas (2009); heavy crude production information in several sedimentary basins was taken into account. Figure 11-2 shows that maximum production per basin in current technological conditions and reported 1 MMBOE per hectare maximum condition would be 1.7%. Following this approach, the effective areas have been estimated for each basin's having heavy crudes (Table 11-7).

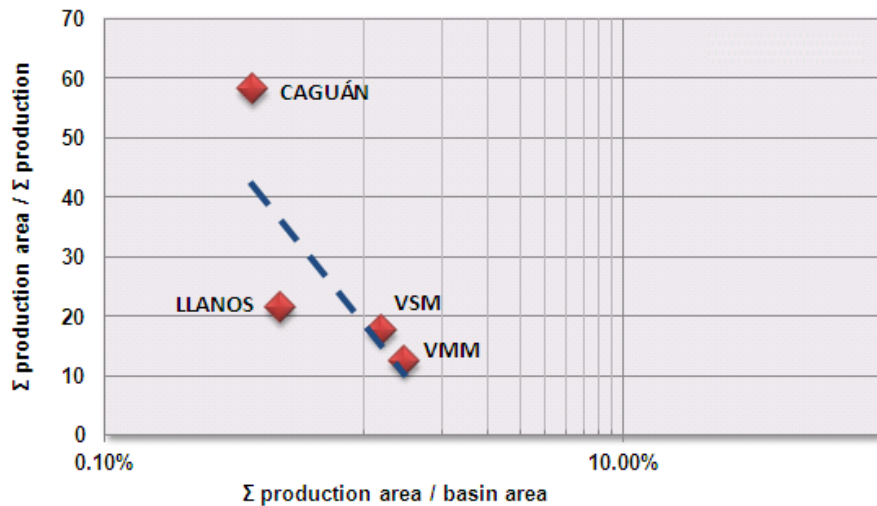


Figure 11-2. Approach adopted for deducing basins' maturity and efficiency based on production areas regarding total basin area.

Basin	Maximum area for heavy hydrocarbons (acres)
Llanos	395,896
The Upper Magdalena Valley	37,810
The Middle Magdalena Valley	57,960
The Eastern Cordillera	126,283
Caguán - Putumayo	193,984
Chocó	27,480

Table 11-8. Areas having maximum occurrence of heavy hydrocarbons per basin.

11.4.2 Heavy crudes in Colombia

Table 11-8 gives Monte Carlo simulation results for the calculations regarding the potential of crudes having 22° API density. The scenarios for the Eastern Llanos basin illustrate the results' variability regarding the thickness used. Figures 11-3 and 11-4 give a synthesis of the estimates made in this work.

Basin	Potential (MMbbl)		
	P ₉₀	P ₅₀	P ₁₀
Llanos Scenario 1	6,806	46,735	319,455
Llanos Scenario 2	4,879	29,700	168,610
Llanos Scenario 3	5,178	20,082	51,529
The Middle Magdalena Valley	3,526	10,216	22,459
Caguán - Putumayo	1,628	5,794	21,500
The Upper Magdalena Valley	582	4,444	16,318
The Eastern Cordillera	1,369	3,052	5,467
Chocó	313	1,145	3,454
TOTAL	14,224	71,384	388,654

Table 11-9. Heavy crudes for Colombia, excluding areas in natural parks and environmental reserve areas for the basins. Total resource for all the basins has been estimated from Scenario 1 for the Eastern Llanos basin.

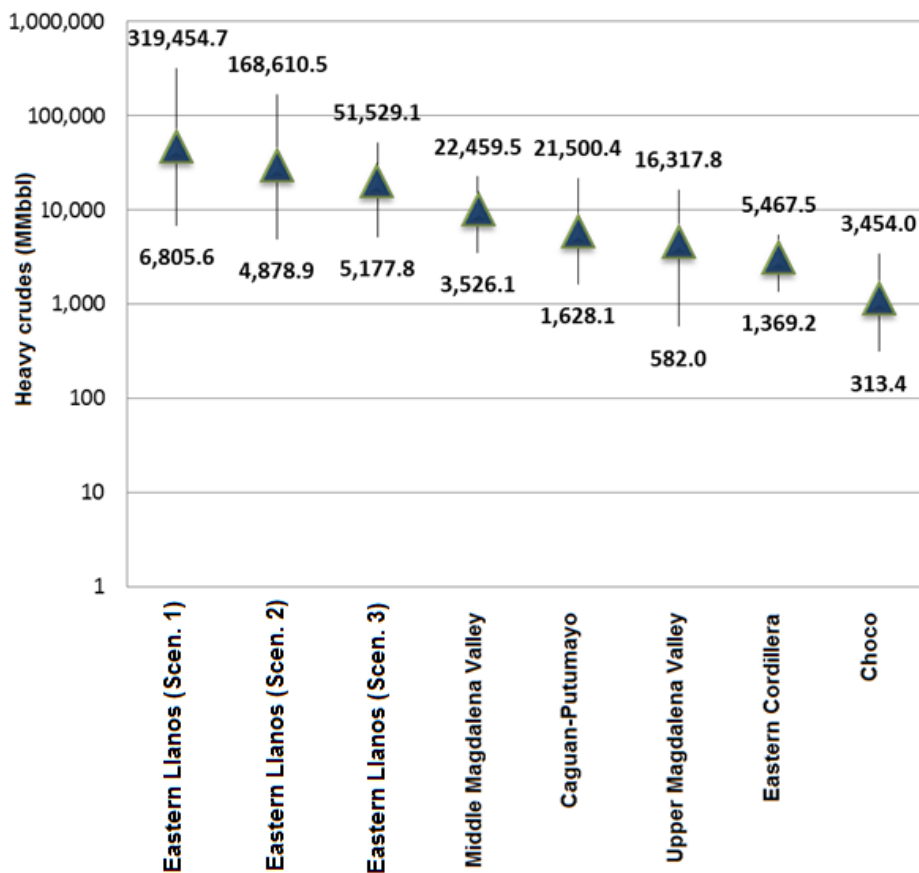


Figure 11-3. Heavy crudes for basins of interest.

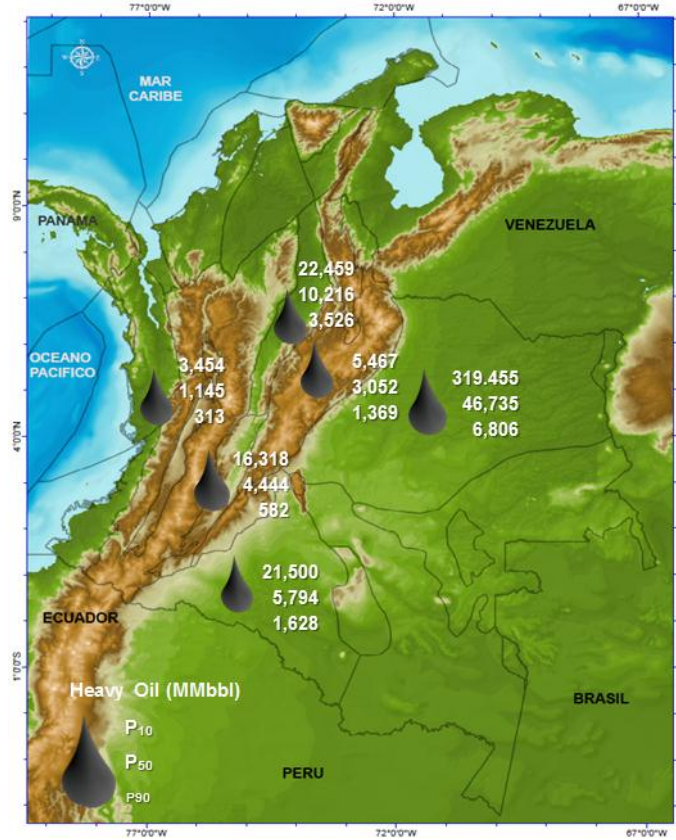


Figure 11-4. Resumen del Potencial de Crudos pesados para Colombia.

11.4.3 Sensitivity analysis

A sensitivity analysis regarding the distribution functions used in estimating heavy crude (thickness, porosity, saturation and recovery factor), suggesting that target formation thickness was the random variable having the greatest uncertainty (Figure 11-5), consequently exploratory exercises should make greater efforts at defining it (porosity was next in order followed by saturation). The areas' reflectivity must also be validated due to the nature of the hypotheses used in this work.

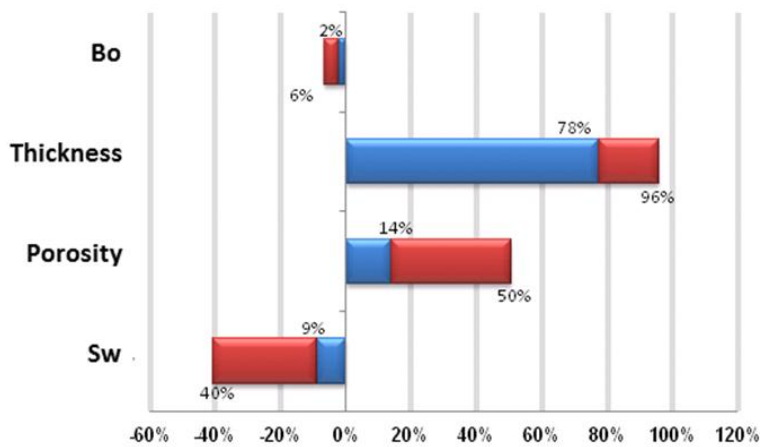


Figure 11-5. Analysis of the sensitivity of the variables used in calculating heavy crudes for potential basins.

11.5 Conclusions

- The sensitivity analysis suggested that thickness was the most sensitive variable in calculating potential, followed by porosity and saturation;
- The basins having the greatest heavy crude prospectivity were the Eastern Llanos and Middle Magdalena Valley; and
- Heavy crudes in the five Colombian basins analysed came within the P₉₀ 14,224 MMbbl and P₁₀ 388,654 MMbbl range.

11.6 Bibliography

ANH. (2010). Organic Geochemistry Atlas of Colombia, scale 1:2,800,000. Bogotá.

ANH. (s.f.). Perforación del primer pozo de reconocimiento del subsuelo en la cuenca Chocó, Subcuenca San Juan, como parte de la visión de la Agencia Nacional de Hidrocarburos de Colombia. Consulted on the March 2011, de Agencia Nacional de Hidrocarburos: www.anh.gov.co

Curtis Carl, D. E. (2003). Yacimientos de petróleo pesado. Oilfield Review 14 , 3, 32-55.

E&P. (2011). Exploration and Production. Obtained from <http://www.epmag.com>

ECPA. (2011). Energy and Climate Partnership of the Americas . Obtained from <http://www.ecpamericas.org>:

http://www.ecpamericas.org/data/files/Initiatives/heavy_oil_wkg/2nd_heavy_oil_working_group_report_esp.pdf

FONADE-UIS-ANH. (2009). Informe ejecutivo evaluacion del potencial hidrocarburífero de las cuencas Colombianas. Bogotá.

GEMS Ltda, ANH. (2007). Caracterización geoquímica de rocas y crudos en las cuencas de Cesar - Ranchería, Sinú - San Jacinto , Chocó y area de Soápage (cuenca Cordillera Oriental). Bogotá.

Halliburton. (2006). Estudio integral que permita calcular las reservas probadas and probables sustentables para crudos con gravities menores o iguales a 20 API en la Basin de the The Eastern Llanos. Bogotá,.

http://ercb.ca/portal/server.pt/gateway/PTARGS_0_0_303_263_0_43/http;/ercbContent/publishedcontent/publish/ercb_home/public_zone/ercb_process/enerfaqs/enerfaqs12.aspx.

<http://www.eia.doe.gov>.

Stach, E. (1982). Stach's textbook of coal petrology. Berlin: Grebruder .

U.S. Geological Survey . (1990). Bulletin No. 1944.

UPTC-ANH. (2009). Cartografía geológica de 51267.45 km² en la cuenca Caguán – Putumayo a partir de sensores remotos a escala 1:100.000 y 739 km² con control de campo a escala 1:50.000 en las planchas ICAG 413 y 414 departamentos de Meta, Caquetá, Putumayo. Bogotá.

USGS. (2010). "An estimate of recoverable heavy oil resources of the Orinoco Oil Belt, Venezuela.

Vargas Jiménez, C. A. (2009). Nuevos aportes a la estimación del potencial de hidrocarburos en Colombia. *Revista Colombiana de Ciencias*, 33, 17-34.

YEN, G. C. (1978). *Bitumens, Asphalt and Tar Sands*. Amsterdam, The Netherlands: Elsevier Scientific Publishing Company.

Yen, T. (1984). Characterization of heavy oil, in Meyer, R.F., Wynn, J.C., and Olson, J.C., eds., *The Future of Heavy Crude and Tar Sands*. 2nd International Conference, Caracas (pages. p. 412-423.). New York: McGraw-Hill.

11.7 Appendixes

Digital files in the ANH'S Document Center:

- ✓ "Anexo 1 - Base de Datos Crudos pesadosColombia.xlsx"

12 PRODUCTION PROJECTIONS

12.1 General comments

Production projections form part of development schemes where variables such as reserves, infrastructure, technical aspects regarding the process and the market are sufficiently well-known within the framework of conceptual models predicting future scenarios.

The uncertainty of predictions or forecasts is linked to the sustainability of actual production conditions and models in the case of developing oil and conventional gas fields. In turn, permanent changes in production are coming regarding reserves of non-conventional resources due to the nature of the resource and ongoing refinement of extraction. However, the ranges of uncertainty change drastically when trying to forecast production scenarios regarding any type of resources from estimates of yet-to-find hydrocarbons. The dramatic change in the magnitude of uncertainty intervening in calculating potential impedes developing realistic schemes regarding production projections.

A lack of historical records regarding conventional production in Colombia and scarce reports around the world means that environmental debate has been related to shale exploitation (oil and gas), hydrates and tar sands, regulatory problems regarding coalbed methane (CBM) and costly investment in developing heavy and extraheavy crudes and tight sands. All this creates a restrictive framework imposing limitations on reliable scenarios being established.

So, production projections can only be made for conventional oil and gas. However, even though there are historical records regarding conventional production in Colombia, the availability of resources is only part of the problem. Other macroeconomic variables intervene in production such as the price of crude, national capacity for exporting the resource and its derivatives, production and worldwide reserves, etc. a production forecast is given in this work by analysing a time series regarding national production and other macroeconomic variables in line with hypotheses concerning cointegral relationships.

12.1.1 Cointegral time series

These deal with non-stationary time series whose linear combination becomes stationary, thereby reflecting long-term equilibrium conditions. Engle and Granger (1987) have given a broad and formal mathematical description of them. Their development has been linked to a description of econometric series of different kinds.

They have been used in the present work as an approach for forecasting oil and gas production in Colombia, based on annual average evolution of reserves and production in Colombia and around the world, hydrocarbon price and the amount of oil exports and its derivatives from Colombia.

12.2 Data and hypotheses

12.2.1 Data

Data regarding Colombian production, reserves and exports was taken from different institutions:

- Average annual evolution of reserves and production in Colombia (ANH, 2011);
- Reserves and production around the world, hydrocarbon price (BP, 2011); and
- The amount of oil exports and its derivatives from Colombia (BANREPUBLICA, 2011).

Most series were comparable from 1980 (Table 12-1).

Historical record	Period having complete data
Oil production in Colombia	1980-2010
Oil production around the world	1980-2010
Oil price (USD/barrel)	1980-2010
Gas production in Colombia	1980-2010
Gas production around the world	1980-2010
Gas price (U\$/Btu)	1980-2010
Colombian exports of oil and its derivatives	1980-2010

Table 12-1. Time series taken into account for forecasting oil and gas production in Colombia in line with cointegral variables.

12.2.2 Hypotheses

Only analysing production projections from resources can guarantee historical production information in Colombia, i.e. conventional oil and gas. The time series were thus used and took the following hypotheses into account:

12.2.2.1 Hypothesis 1

Territorial prospectivity (resources and reserves' volume) is no more important than Colombia's political situation and/or that around the world. Depending on these parameters' tuning, production will be increased or reduced.

12.2.2.2 Hypothesis 2

Hydrocarbon prices, reserves, production and demand around the world and Colombian exporting capacity will reflect the political situation; and

12.2.2.3 Hypothesis 3

The time series regarding reserves in Colombia and amounts of exports regarding oil-derived products, the same as annual historical figures regarding the price of worldwide crude or gas production and reserves may be approached using cointegral series.

12.3 Methodology

The work consisted of collecting the longest, most coincident time series, and those which were reflective of processes promoting hydrocarbon production in Colombia and which could guarantee estimating a cointegral series, thereby inferring oil and gas production pattern during the next 20 years. A cointegral series guarantees long-term equilibrium, i.e., leads to inferring a linear ratio

between a set of variables which has been maintained for a long period of time. The production pattern has been forecast in the present work in the following way:

- The time series shown in Table 12-1 were homogenised in annual steps;
- The time series seasonal patterns hypothesis was accepted and the Engle-Granger numerical approach adopted (Engle and Granger, 1987);
- Four scenarios were estimated which combined oil or gas production with the remaining five time series shown in Table 1. The most stable triplets were chosen; and
- Scenarios having annual steps were projected until year 25 (frontier), but only the results for 5, 10, 15 and 20 years were evaluated.

12.4 Results

Given that this was an exercise involving a mobile analysis of historical records, its forecasts were not asymptotic. The projections rather maintained a certain pattern derived from the records being evaluated. Figures 12-1 and 12-2 give the results of the analysis from treatment as cointegral variables.

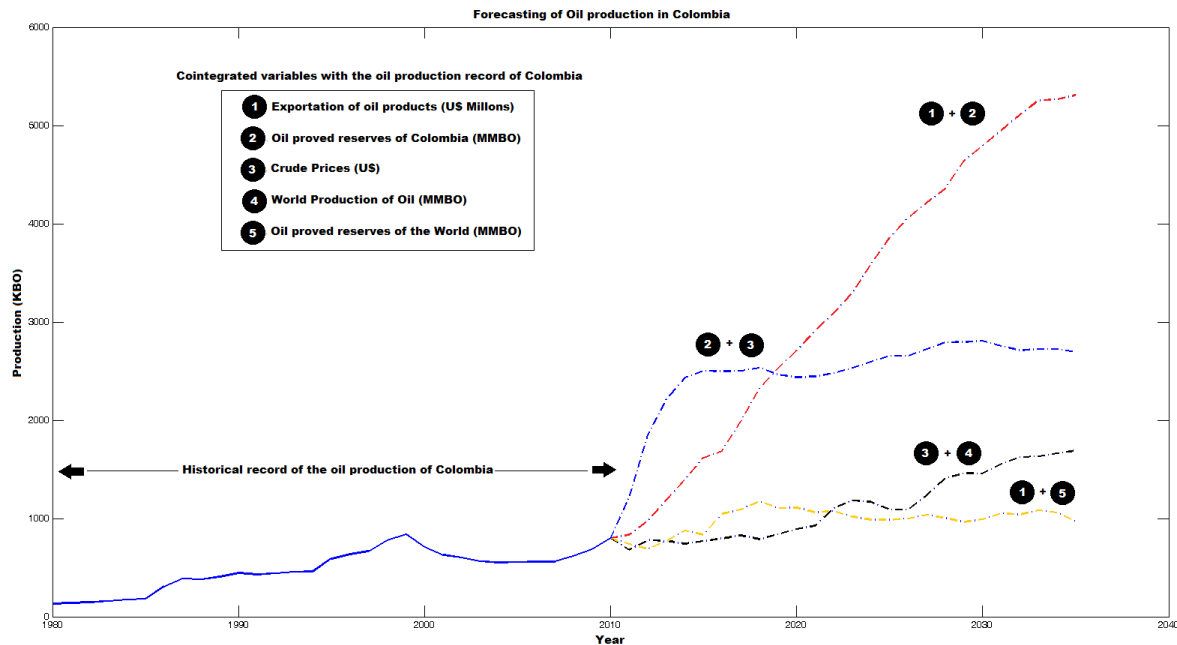


Figure 12-1. Forecast of oil production in Colombia from analysing time series from a cointegral variables' approach. The continuous blue line shows the historical record of oil production in Colombia. The dashed lines indicate projected oil production intervals (20 years), taking the other two cointegral variables (numbered within black squares) into account.

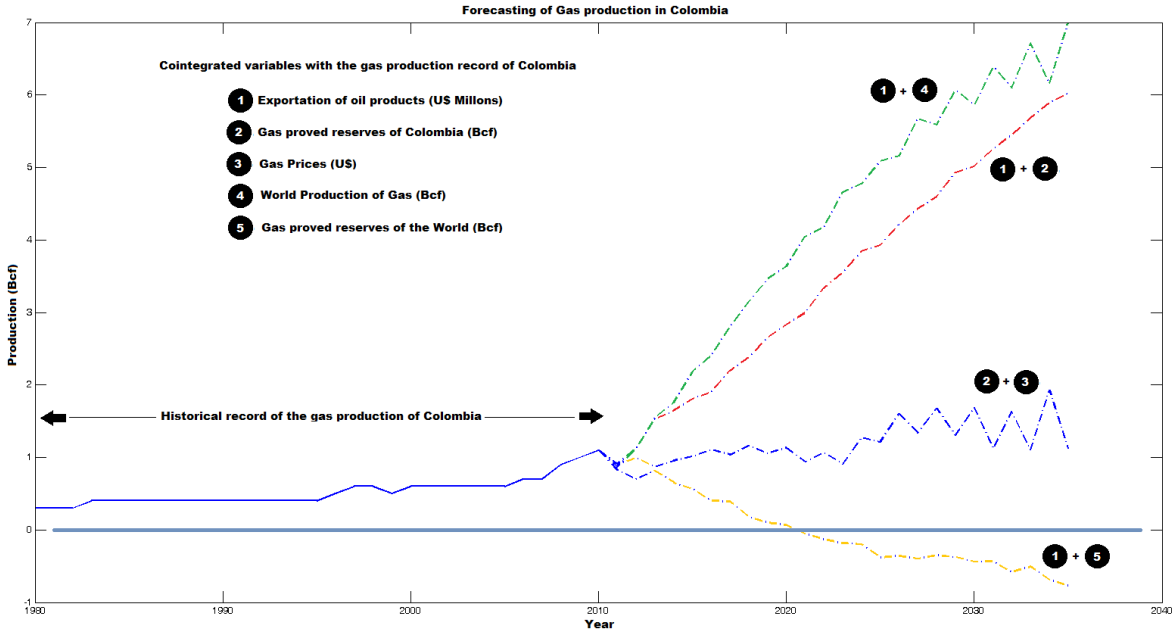


Figure 12-2. Forecast for gas production in Colombia from analysing time series from a cointegral variables' approach. The continuous blue line shows the historical record of gas production in Colombia. The dashed lines indicate projected gas production intervals (20 years), taking the other two cointegral variables (numbered within black squares) into account.

12.5 Bibliography

ANH. Figures and Statistics 2011. 2011. <http://www.anh.gov.co/es/index.php?id=8> (last accessed: 30th November 2011)

BANREPUBLICA. Exportaciones totales (FOB) - Principales exportaciones y resto de exportaciones. http://www.banrep.gov.co/estad/dsbb/sec_ext_009.xls (latest access: 30th November 2011)

BP. Statistical Review of World Energy 2011. <http://www.bp.com/sectionbodycopy.do?categoryId=7500&contentId=7068481> (latest access: 30th November 2011)

Engle, R F, and C W J Granger. Cointegration and error correction: representation, estimation and testing. *Econometrica* 55, 1987: 25 1-276.

12.6 Appendixes

Digital files in the ANH'S Document Center:

- ✓ "Aceite_Gas_Col_Pronostico_Producción.xlsx"

13 EXECUTIVE REPORT

13.1 General comments

The in situ potential of conventional and non-conventional hydrocarbons has been estimated, as well as that of resources in Colombia. The results have been based on geoscientific information acquired to date and supplied by ANH and open-access national and international sources

The methodologies used and the hypotheses supporting the estimates have been described throughout the chapters of this work. It is worth stating that such estimates have been based on the assumption that all Colombian basins may have conventional or non-conventional hydrocarbon potential, even when no occurrences have been evidenced in some of them, or exploratory studies have not been carried out to show this. Likewise, the calculations (Monte Carlo simulations) have been intimately linked to the hypothesis directly relating aerial extension to in situ potential.

13.2 Estimated potential of conventional hydrocarbons in Colombia

Three approaches have been adopted for estimating hydrocarbon resources in Colombia. The first concerned conventional resources generated and trapped in Colombian sedimentary basins and the second adopted a volumetric in situ (or in place) approach which could be inferred from current exploration information (OOIP and GIIP). The third was based on a fractal geometric approach in line with a hypothesis concerning the sustainability of economic, socio-environmental and political conditions allowing findings and production in past years.

Table 13-1 gives a summary of such overall estimates where conventional resource's share can be appreciated. Good consistency was usually observed between volumetric results (P90) and the fractal approach (weak scenario). It seemed evident that there was a significant availability of gas which has not been detected in both cases. Greater exploratory efforts must be made in the next few years aimed at adding new reserves.

Estimate	Oil (MMbbl)			Gas (Tcf)		
	P ₁₀	P ₅₀	P ₉₀	P ₁₀	P ₅₀	P ₉₀
Generated and trapped	1,918,000	335,000	56,000	2,558	447	75.0
In place (OOIP and IGIP)	430,361	117,963	20,000	234	28	3.5
% of resource generated/trapped	~22.4%	~35.2%	~35.7%	~9.1%	~6.3%	~4.7%
Yet-to-find (YTF) resources	High 33,146	Medium 26,072	Low 22,798	High 348.9	Medium 49.9	Low 6.6
% of resource being produced (P₉₀)	~1.7%	~7.8%	~40.7%	~13.6%	~11.1%	~8.8%

Table 13-1. Synthesis of conventional hydrocarbon generated in Colombia, as well as volumetric (OOIP and IGIP) and fractal estimates (YTF).

Figure 13-1 gives the results obtained for conventional oil in Colombia in the present work and compares them with results found by other authors regarding Colombia. The results were comparable and allude to recoverable resources. Two types of OOIP calculations were used in this work: a 20% average recovery factor (RF) and 30% geological risk (GR) factor.

Basins with significant potential for conventional hydrocarbons were usually:

[Escribir texto]

- OOIP: Vaupes in the Amazonas, Colombia and Deep Pacific basins
- IGIP: The Eastern Llanos, Colombia and Deep Pacific basins

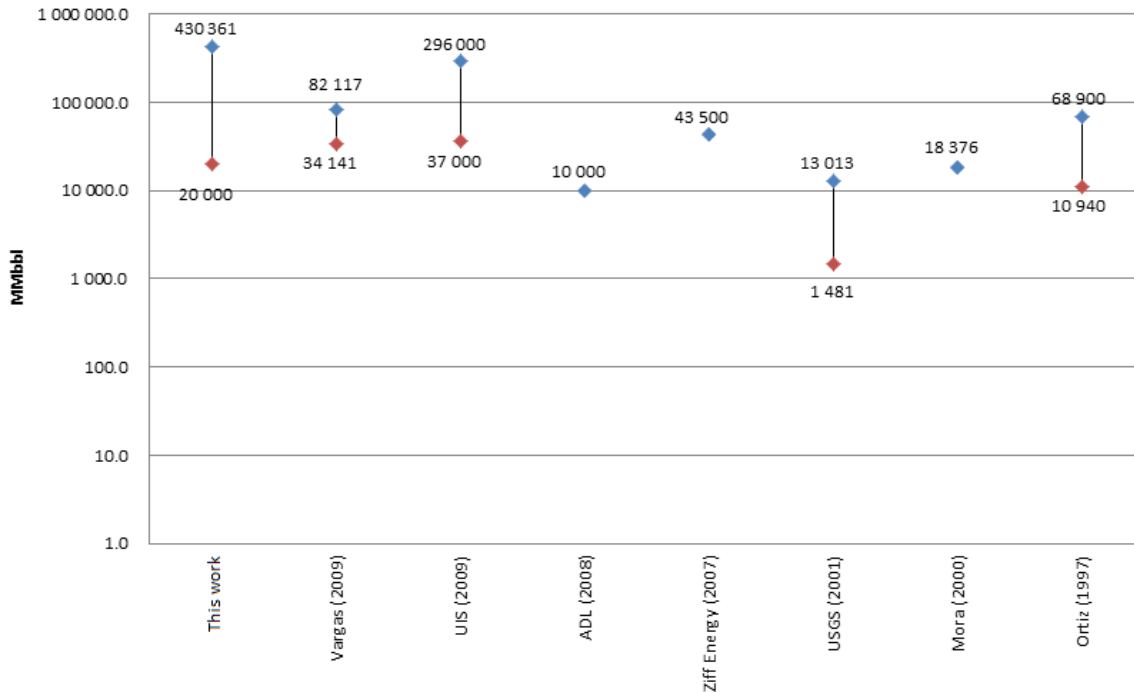


Figure 13-1. Conventional crude potential for Colombia, estimated by different authors. UIS (Universidad Industrial de Santander), USGS (United States Geological Survey), ADL (Arthur De Little). The OOIP range is the value estimated in this study, modified from Vargas (2009).

13.3 Estimated potential of non-conventional hydrocarbons in Colombia

Table 13-2 shows non-conventional resources in Colombia. The range of recoverable resources and the basins having the greatest prospectivity have been suggested. A sensitivity analysis associated with the most critical variables has been included; such analysis will allow prioritising and planning exploratory work in terms of each resource

Figure 13-2 compares the results obtained in the present study with those obtained by Arthur De Little (ADL, 2008), discriminating each non-conventional resource.

The results presented in this work were comparable with the estimates made by ADL (2008) concerning most estimated resources. The only case where ADL results did not come within this report's range of values concerned gas hydrates; ADL results gave 400 Tcf (74,862 MMBOE) by contrast with 4.89 - 75.63 Tcf (843 - 13,040 MMBOE) in this work (Figure 13-2).

Resource	Results (maximum-minimum)	Most prospective basins (P ₅₀)	Sensitivity analysis (variable having the greatest uncertainty)
Gas hydrates	4.89 – 75.63 Tcf	Marine Chocó Marine Guajira Marine Sinú Marine Tumaco	Hydrate saturation Los Cayos, Colombia and Deep Pacific basins were not analysed regarding their complete extension due to a lack of information
Coalbed methane	Scenario 1: 0.75 - 77.5 Tcf Scenario 2: 14.7 – 21.9 Tcf	Sinú - San Jacinto Cesar - Ranchería The Upper Magdalena Valley The Middle Magdalena Valley	G _c (average <i>in situ</i> gas content Scf/ton)
Tar sands	Scenario 1: 22.6 - 990.4 MMbbl measured resources Scenario 2: 155.7 – 6,812.6 MMbbl indicated resources Scenario 3: 1,056.9 - 46,244.8 MMbbl inferred resources Scenario 4: 3,455.1 - 151,173.8 MMbbl hypothetical resources	The Eastern Cordillera The Eastern Llanos The Middle Magdalena Valley The Upper Magdalena Valley Caguán - Putumayo	Thickness of the layers
Oil shale	Scenario 1: 60.5 - 91,078.0 MMbbl indicated resources Scenario 2: 511.7 - 677,745.2 MMbbl hypothetical resources	The Eastern Cordillera Chocó The Upper Magdalena Valley The Middle Magdalena Valley	The uncertainty of all the variables used in the calculations was considerable, due to a lack of information
Shale gas	Scenario 1: 33.7 – 2,050.6 Tcf Scenario 2: 57.7 – 3,086.0 Tcf	The Eastern Llanos The Eastern Cordillera Caguán - Putumayo	Net-to-gross The original resource has been risked
Shale oil	Scenario 1 3,090.6 – 157,523.4 MMbbl Scenario 2 4,264.8 – 234,028.2 MMbbl	The Eastern Llanos The Eastern Cordillera Caguán - Putumayo	Net-to-gross The original resource has been risked (30%)
Tight gas sands	Scenario 1: 0.005 – 6.3 Tcf Scenario 2: 0.9 – 43.7 Tcf	The Eastern Llanos Caguán - Putumayo The Eastern Cordillera	Thickness of the gas and water saturation layers
Heavy crude	14,224 – 388,654 MMbbl	The Eastern Llanos The Middle Magdalena Valley Caguán - Putumayo	Formation thickness

Table 13-2. Results obtained in estimates of non-conventional resources for Colombia.

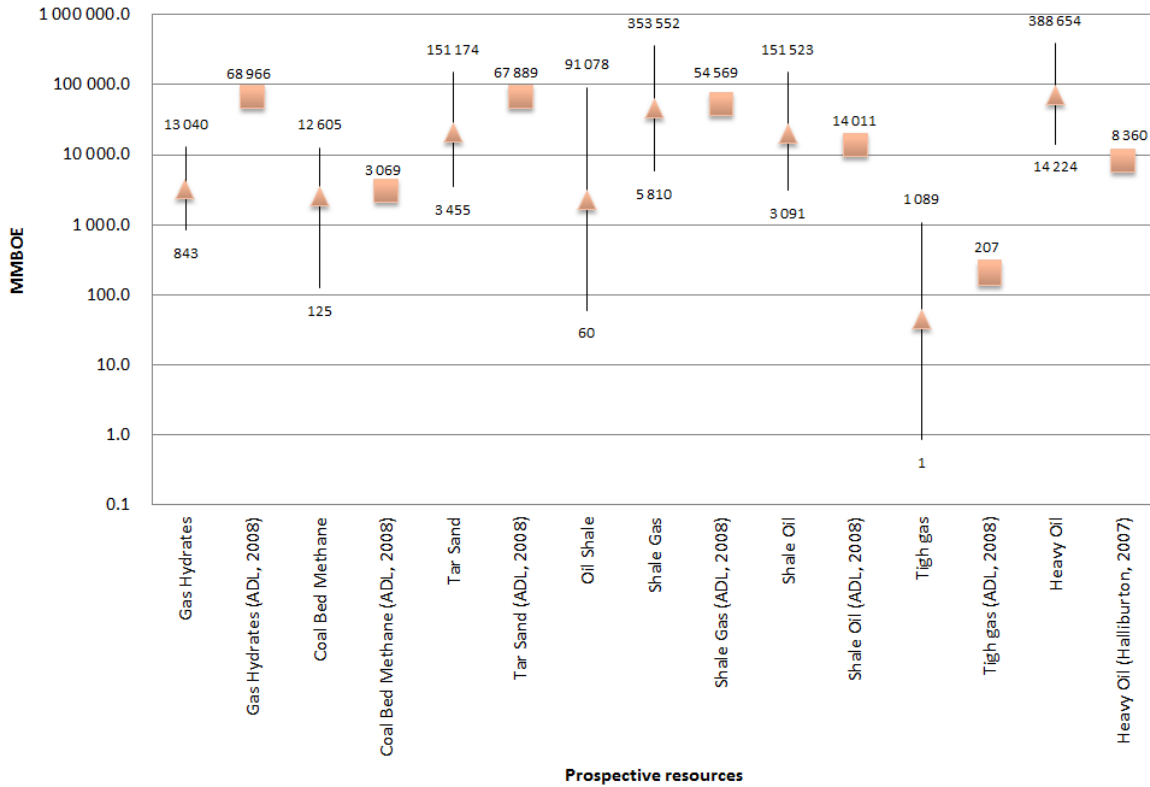


Figure 13-2. Non-conventional resources for Colombia estimated in this work and compared to ADL's estimates (2008).

13.4 Hydrocarbon resources matrix

A summary of the basins having the greatest probability for the presence of conventional and non-conventional resources is given below. The matrix synthesises the estimates derived from the available geological information or from data from exploratory or production projects. The most optimistic scenario was considered for estimated resources (Table 13-3).

Basin / resources (MMbbl / Tcf)	Conventional crude (MMbbl)			Associated and free gas (Tcf)			Heavy crude (MMbbl)		
	P ₁₀	P ₅₀	P ₉₀	P ₁₀	P ₅₀	P ₉₀	P ₁₀	P ₅₀	P ₉₀
Offshore	276,413.0	75,815.0	12,570.0	205.8	20.6	1.9			
Los Cayos	43,050.0	11,774.0	1,950.0	21.8	2.6	0.3			
Chocó offshore	12,589.0	3,453.0	575.0	58.9	4.4	0.1			
Colombia	90,992.0	24,923.0	4,138.0	39.9	4.9	0.6			
Guajira offshore	18,721.0	5,131.0	855.0	10.0	1.1	0.1			
Colombian Deep Pacific	92,961.0	25,566.0	4,224.0	39.4	4.7	0.6			
Sinú offshore	8,182.0	2,248.0	377.0	10.4	1.0	0.1			
Tumaco offshore	9,918.0	2,720.0	451.0	25.3	2.0	0.1			
Onshore	153,952.0	42,148.0	7,436.0	289.4	25.6	1.8	388,653.0	71,386.0	14,224.0
Amagá	804.0	233.0	75.0	3.3	0.3	0.0			
Chocó	13,444.0	3,682.0	607.0	14.2	1.3	0.1	3,454.0	1,145.0	313.0
Caguán - Putumayo	419.0	137.0	34.0	15.8	1.9	0.2	21,500.0	5,794.0	1,628.0
Catatumbo	213.0	59.0	17.0	8.8	0.7	0.0			
Cauca - Patía	4,553.0	1,247.0	208.0	60.5	4.3	0.1			
Cesar - Ranchería	4,137.0	1,135.0	189.0	9.7	0.8	0.0			
The Eastern Cordillera	22,653.0	6,221.0	1,030.0	44.9	3.6	0.2	5,467.0	3,052.0	1,369.0
Guajira	4,777.0	1,307.0	218.0	17.4	1.3	0.0			
The Eastern Llanos	3,250.0	892.0	148.0	40.2	4.4	0.5	319,455.0	46,735.0	6,806.0
San Jacinto, Sinú	13,469.0	3,697.0	614.0	15.5	1.3	0.1			
Tumaco	4,486.0	1,651.0	611.0	6.6	0.6	0.0			
Urabá	4,413.0	710.0	159.0	3.9	0.3	0.0			
The Lower Magdalena Valley	13,177.0	3,609.0	602.0	12.3	1.1	0.1			
The Middle Magdalena Valley	11,885.0	3,252.0	539.0	7.2	0.6	0.1	22,459.0	10,216.0	3,526.0
The Upper Magdalena Valley	999.0	274.0	45.0	10.5	0.9	0.0	16,318.0	4,444.0	582.0
Vaupés, Amazonas	51,273.0	14,042.0	2,340.0	18.6	2.2	0.3			
Non-prospective areas or lying adjacent to the basin									
Total	430,365.0	117,963.0	20,006.0	495.1	46.3	3.8	388,653.0	71,386.0	14,224.0

Table 13-3. Most probable conventional and non-conventional resources in Colombian basins, indicating estimated resources. These results take environmental considerations into account.

Continuation of Table 12-3

Basin / resources (MMbbl / Tcf)	Gas hydrates (Tcf)			Coalbed methane (Bcf) ¹			Tar sands		
	P ₁₀	P ₅₀	P ₉₀	P ₁₀	P ₅₀	P ₉₀	P ₁₀	P ₅₀	P ₉₀
Offshore	75.6	19.1	4.9						
Los Cayos									
Chocó offshore	46.9	11.8	3.0						
Colombia	1.9	0.5	0.1						
Guajira offshore	12.2	3.1	0.8						
Colombian Deep Pacific	3.7	0.9	0.2						
Sinú offshore	5.8	1.5	0.4						
Tumaco offshore	5.2	1.3	0.3						
Onshore				77,510.7	14,612.0	725.4	151,173.8	20,428.8	3,455.2
Amagá				516.0	96.0	4.0	318.6	43.1	7.3
Chocó							2,187.7	295.6	50.0
Caguán - Putumayo				167.0	31.4	1.8	14,203.0	1,919.3	324.6
Catatumbo				682.3	128.2	6.6	816.9	110.4	18.7
Cauca - Patía				720.7	134.9	7.0	711.9	96.2	16.3
Cesar - Ranchería				17,713.0	3,296.0	161.0	756.1	102.2	17.3
The Eastern Cordillera				4,585.2	867.1	43.7	22,109.1	2,987.7	505.3
Guajira				832.4	156.3	7.8	1,035.9	140.0	23.7
The Eastern Llanos				573.0	107.3	5.3	16,526.0	2,233.2	377.7
Sinú - San Jacinto				33,286.6	6,338.5	313.1	9,067.2	1,225.3	207.2
Tumaco							753.9	101.9	17.2
Urabá							1,027.7	138.9	23.5
The Lower Magdalena Valley				252.0	47.0	2.0	4,174.3	564.1	95.4
The Middle Magdalena Valley				4,448.0	830.0	42.0	18,650.3	2,520.3	426.3
The Upper Magdalena Valley				11,177.7	2,099.8	106.8	25,404.0	3,432.9	580.6
Vaupés - Amazonas							4,752.8	642.3	108.6
Non-prospective areas or lying adjacent to the basin				2,556.9	479.5	24.3	28,678.4	3,875.4	655.5
Total	75.6	19.1	4.9	77,510.7	14,612.0	725.4	151,173.8	20,428.8	3,455.2

Continuation of Table 12-3

Basin / resources (MMbbl / Tcf)	Oil shale ³ (MMbbl)			Shale oil ⁴ (MMbbl)			Shale gas ⁴ (Tcf)		
	P ₁₀	P ₅₀	P ₉₀	P ₁₀	P ₅₀	P ₉₀	P ₁₀	P ₅₀	P ₉₀
Offshore									
Los Cayos									
Chocó offshore									
Colombia									
Guajira offshore									
Colombian Deep Pacific									
Sinú offshore									
Tumaco offshore									
Onshore	91,078.0	2,220.1	60.5	151,524.0	19,607.4	3,090.6	2,050.7	265.5	33.8
Amagá	3.5	0.1	0.0	14.4	4.2	0.6	0.2	0.1	-
Chocó	412.2	10.9	0.3	235.2	71.4	11.4	3.2	1.0	0.2
Caguán - Putumayo	259.1	5.0	0.0	27,802.8	1,319.4	142.8	376.3	17.9	1.9
Catatumbo	85.0	3.6	0.1	1,918.2	403.2	50.4	26.0	5.5	0.7
Cauca - Patía	240.2	7.8	0.2	295.8	88.2	13.8	4.0	1.2	0.2
Cesar - Ranchería	622.9	13.9	0.3	1,108.2	294.6	43.2	15.0	4.0	0.6
The Eastern Cordillera	294.6	9.5	0.3	7,543.8	2,137.8	327.0	102.1	28.9	4.4
Guajira	10,443.3	198.7	1.2	1,373.4	365.4	54.0	18.6	4.9	0.7
The Eastern Llanos	798.9	33.3	1.2	68,478.6	10,783.8	1,297.2	926.7	145.9	17.6
San Jacinto, Sinú	1,135.1	47.5	1.9	4,565.4	1,171.2	169.2	61.8	15.9	2.3
Tumaco	2,678.0	99.3	3.0	586.8	175.8	27.6	7.9	2.4	0.4
Urabá	1,950.3	97.1	4.1	943.8	241.8	34.8	12.8	3.3	0.5
The Lower Magdalena Valley	12,166.0	220.4	3.8	1,255.2	362.4	55.8	17.0	4.9	0.8
The Middle Magdalena Valley	39,432.2	549.6	7.3	1,539.0	450.0	69.6	20.8	6.1	0.9
The Upper Magdalena Valley	5,986.4	240.9	8.5	469.2	139.2	21.6	6.4	1.9	0.3
Vaupés, Amazonas	14,564.9	682.2	28.3	33,394.2	1,599.0	771.6	451.9	21.6	2.3
Non-prospective areas or lying adjacent to the basin	5.5	0.3	0.0						
Total	91,078.0	2,220.1	60.5	151,524.0	19,607.4	3,090.6	2,050.7	265.5	33.8

Continuation of Table 12-3

Basin / resources (MMbbl / Tcf)	Gas in tight sands ⁵ (Tcf)		
	P ₁₀	P ₅₀	P ₉₀
Offshore			
Los Cayos			
Chocó offshore			
Colombia			
Guajira offshore			
Colombian Deep Pacific			
Sinú offshore			
Tumaco offshore			
Onshore	43.7	5.5	1.0
Amagá	0.1	0.0	0.0
Chocó	0.9	0.1	0.0
Caguán - Putumayo	6.7	0.9	0.1
Catatumbo	0.5	0.1	0.0
Cauca - Patía	0.3	0.0	0.0
Cesar - Ranchería	0.8	0.1	0.0
The Eastern Cordillera	5.0	0.6	0.1
Guajira	1.0	0.1	0.0
The Eastern Llanos	15.6	2.0	0.3
San Jacinto, Sinú	2.5	0.3	0.1
Tumaco	0.5	0.1	0.0
Urabá	0.7	0.1	0.0
The Lower Magdalena Valley	2.6	0.3	0.1
The Middle Magdalena Valley	2.1	0.3	0.0
The Upper Magdalena Valley	1.5	0.2	0.0
Vaupés, Amazonas	3.0	0.4	0.1
Non-prospective areas or lying adjacent to the basin			
Total	43.7	5.5	1.0

¹ Llanos, Scenario 1
² Scenario 1
³ Scenario 2
⁴ Indicated resources

Resources
 High probability
 Moderate probability
 Low probability

**Earth
Sciences
Research
Journal**



Volume 16 – Special Issue

April 2012

**Evaluación del volumen total de
hidrocarburos y potencial por descubrir en
Colombia**

Carlos A. Vargas J.

UNIVERSIDAD NACIONAL DE COLOMBIA

**UNIVERSIDAD NACIONAL DE COLOMBIA
FACULTAD DE CIENCIAS
DEPARTAMENTO DE GEOCIENCIAS
Research Group in Geophysics**

PRESIDENTE

Dr. JUAN MANUEL SANTOS CALDERON

MINISTRO DE MINAS Y ENERGÍA

Dr. MAURICIO CARDENAS SANTAMARIA

PRESIDENTE AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS

Dr. ORLANDO CABRALES SEGOVIA

SUBDIRECTOR TÉCNICA

Dr. JUAN FERNANDO MARTINEZ

AUTOR Y EDITOR

CARLOS ALBERTO VARGAS JIMENEZ.
Profesor Asociado, Departamento de Geociencias
UNIVERSIDAD NACIONAL DE COLOMBIA

EQUIPO TÉCNICO PARTICIPANTE

ALEJANDRA J. ANGULO
JOHN H. ARENAS
MAURICIO MORENO M.
JOSE ARAUJO
UNIVERSIDAD NACIONAL DE COLOMBIA

EDILSA AGUILAR GOMEZ
GERMAN OROZCO
AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS

Citar esta obra como:

Vargas, C. A. Evaluating total Yet-to-Find hydrocarbon volume in Colombia. Earth Sci. Res. J., Vol. 16, Special Issue (April, 2012): 1-246.

CONTENIDO

.....	1
1 INTRODUCCIÓN	1
2 HIDROCARBURO GENERADO EN LAS CUENCAS SEDIMENTARIAS DE COLOMBIA	3
2.1 GENERALIDADES.....	3
2.2 CUENCAS SEDIMENTARIAS DE COLOMBIA.....	6
2.2.1 Cuenca de Amagá	6
2.2.2 Cuenca Caguán-Putumayo	7
2.2.3 Cuenca Catatumbo.....	8
2.2.4 Cuenca Cauca-Patía	9
2.2.5 Cuenca Cesar-Ranchería.....	10
2.2.6 Cuenca Chocó.....	11
2.2.7 Cuenca Chocó Offshore	12
2.2.8 Cuenca Colombia	13
2.2.9 Cuenca Colombia Pacífico Profundo	13
2.2.10 Cuenca Cordillera Oriental	14
2.2.11 Cuenca Llanos Orientales.....	15
2.2.12 Cuenca Guajira.....	16
2.2.13 Cuenca Guajira Offshore	17
2.2.14 Cuenca Los Cayos.....	18
2.2.15 Cuenca Valle Inferior del Magdalena	19
2.2.16 Cuenca Valle Medio del Magdalena.....	20
2.2.17 Cuenca Valle Superior del Magdalena.....	21
2.2.18 Cuenca Sinú - San Jacinto.....	22
2.2.19 Cuenca Sinú Offshore	23
2.2.20 Cuenca Tumaco	24
2.2.21 Cuenca Tumaco Offshore.....	25
2.2.22 Cuenca Urabá	26
2.2.23 Cuenca Vaupés-Amazonas.....	27
2.3 CONSIDERACIONES AMBIENTALES.....	28
2.4 DATOS E HIPOTESIS.....	30
2.4.1 Datos	30

2.4.2	Hipótesis	31
2.5	METODOLOGÍA.....	31
2.6	RESULTADOS	33
2.6.1	Área de la Cocina de Formación	33
2.6.2	Espesor de la Cocina de Formación.....	34
2.6.3	Masa de Hidrocarburo Generado por gramo de TOC	34
2.6.4	Fracción de TOC	35
2.6.5	Relaciones entre el Área de cuenca y los Hidrocarburos Generados.....	36
2.6.6	Volumen de Hidrocarburo Generado	37
2.6.7	Análisis de Sensibilidad.....	42
2.7	CONCLUSIONES.....	43
2.8	BIBLIOGRAFIA	43
2.9	ANEXOS.....	44
2.9.1	Anexo 2-1	44
2.9.2	Anexo 2-2.....	44
3	RECURSO ORIGINAL RECUPERABLE	45
3.1	GENERALIDADES.....	45
3.1.1	Estimación Volumétrica	45
3.2	DATOS E HIPOTESIS.....	45
3.2.1	Datos	45
3.2.2	Hipótesis	45
3.3	METODOLOGIA.....	45
3.4	RESULTADOS	47
3.4.1	Área de Producción.....	47
3.4.2	Espesor del Yacimiento.....	49
3.4.3	Porosidad del Yacimiento	49
3.4.4	Saturación de Agua	49
3.4.5	Factores Volumétricos	49
3.4.6	Relación Gas - Aceite	51
3.4.7	Recurso Recuperable.....	52
3.4.8	Análisis de Sensibilidad.....	62
3.5	CONCLUSIONES.....	63
3.6	BIBLIOGRAFIA	63

3.7	ANEXOS.....	64
4	YET TO FIND	65
4.1	GENERALIDADES.....	65
4.1.1	Método Fractal.....	65
4.2	DATOS E HIPOTESIS.....	65
4.2.1	Datos	65
4.2.2	Hipótesis	65
4.3	METODOLOGIA.....	66
4.4	RESULTADOS	67
4.4.1	Llanos Orientales	67
4.4.2	Caguán-Putumayo.....	68
4.4.3	Valle Medio del Magdalena	69
4.4.4	Valle Superior del Magdalena	70
4.4.5	YFT total para Crudo en Colombia	72
4.4.6	YTF total para Gas en Colombia.....	73
4.5	CONCLUSIONES.....	74
4.6	BIBLIOGRAFIA	74
4.7	ANEXOS.....	74
5	HIDRATOS DE GAS METANO	75
5.1	GENERALIDADES.....	75
5.1.1	Origen y Formación	75
5.1.2	Reflector Simulador de Fondo (Bottom Simulating Reflector - BSR).....	76
5.1.3	Distribución de Hidratos de Gas a Nivel Mundial.....	77
5.2	DATOS E HIPOTESIS.....	78
5.2.1	Datos Internacionales.....	78
5.2.2	Datos Nacionales.....	79
5.2.3	Hipótesis	80
5.3	METODOLOGIA.....	81
5.4	RESULTADOS	86
5.4.1	Áreas de Ocurrencia de Hidratos de Gas.....	87
5.4.2	Espesor del Yacimiento.....	88
5.4.3	Porosidad del Yacimiento.....	105
5.4.4	Grado de Saturación de Hidratos de Gas.....	106

5.4.5	Rendimiento Volumétrico de Gas en Hidratos.....	106
5.4.6	Potencial de Hidratos de Gas	107
5.5	Análisis de Sensibilidad.....	111
5.6	CONCLUSIONES.....	111
5.7	BIBLIOGRAFIA	111
5.8	ANEXOS.....	113
6	GAS ASOCIADO AL CARBÓN.....	115
6.1	GENERALIDADES.....	115
6.1.1	Origen y Formación	115
6.1.2	Tipos de Carbón	115
6.1.3	Yacimientos de Gas Asociado a Carbón (GAC).....	116
6.1.4	Gas Asociado a Carbón en el Mundo.....	117
6.1.5	El Carbón en Colombia	118
6.2	DATOS E HIPOTESIS.....	123
6.2.1	Datos internacionales.....	123
6.2.2	Datos nacionales.....	123
6.2.3	Hipótesis	123
6.2.4	Hipótesis 1.....	123
6.2.5	Hipótesis 2.....	123
6.2.6	Hipótesis 3.....	123
6.3	METODOLOGIA.....	123
6.4	RESULTADOS.....	125
6.4.1	Área de Drenaje.....	125
6.4.2	Espesor del yacimiento.....	125
6.4.3	Densidad aparente promedio del carbón	126
6.4.4	Concentración de Gas (Gc).....	126
6.4.5	Potencial de GAC.....	128
6.5	CONCLUSIONES.....	132
6.6	BIBLIOGRAFIA	132
6.7	ANEXOS.....	132
6.7.1	Anexo 6-1	132
6.7.2	Anexo 6-2.....	133
6.7.3	Anexo 6-3.....	133

7	TAR SANDS	135
7.1	GENERALIDADES.....	135
7.1.1	Bitúmenes.....	136
7.1.2	Asfaltos	136
7.1.3	Tar Sands	137
7.1.4	Clasificación de las Tar Sands.....	138
7.1.5	Carácter de la impregnación.....	139
7.1.6	Acumulaciones de Tar Sands en Colombia.....	139
7.1.7	Extracción en Colombia.....	141
7.1.8	Acumulaciones de Tar Sands en el Mundo	142
7.2	DATOS E HIPOTESIS.....	143
7.2.1	Base de Datos Internacional.....	143
7.2.2	Base de Datos Nacional.....	144
7.2.3	Hipótesis	144
7.3	METODOLOGIA.....	146
7.4	RESULTADOS	149
7.4.1	Ocurrencias de Tar Sands.....	149
7.4.2	Espesor.....	151
7.4.3	Densidad del Bitumen	151
7.4.4	Densidad de la Roca	151
7.4.5	Área	151
7.4.6	Potencial de Tar Sands.....	153
7.4.7	Análisis de Sensibilidad OIP.....	157
7.5	CONCLUSIONES.....	157
7.6	BIBLIOGRAFIA	157
7.7	ANEXOS.....	160
7.7.1	Anexo 7-1	160
7.7.2	Anexo 7-2.....	160
8	OIL SHALE.....	161
8.1	GENERALIDADES.....	161
8.1.1	Origen y Formación	161
8.1.2	Tipos de Oil Shale.....	162
8.1.3	Determinación del Grado del Oil Shale.....	163

8.1.4	Explotación de los Oil Shale	164
8.1.5	Depósitos alrededor del Mundo.....	164
8.2	DATOS E HIPOTESIS.....	165
8.2.1	Base de Datos Internacional.....	165
8.2.2	Base de Datos Nacional.....	165
8.2.3	Hipótesis	166
8.3	METODOLOGIA.....	168
8.3.1	Escenario 1	169
8.3.2	Escenario 2.....	170
8.3.3	Escenario 3.....	171
8.3.4	Escenario 4.....	171
8.4	RESULTADOS	172
8.4.1	Espesor de las unidades de Oil Shale	172
8.4.2	Densidad total de la Roca.....	173
8.4.3	Densidad del Oil Shale	173
8.4.4	Áreas de Shale	173
8.4.5	Factor de Ponderación del Área del Depósito.....	175
8.4.6	Contenido de Hidrocarburos S2P.....	180
8.4.7	Potencial de Oil Shale.....	183
8.5	Análisis de Sensibilidad.....	187
8.6	CONCLUSIONES.....	189
8.7	BIBLIOGRAFIA	189
8.8	ANEXOS.....	194
8.8.1	Anexo 8-1	194
8.8.2	Anexo 8-2.....	194
9	SHALE GAS Y SHALE OIL	195
9.1	GENERALIDADES.....	195
9.1.1	Clasificación.....	195
9.1.2	Origen y Formación	196
9.1.3	Caracterización del Shale	197
9.1.4	Métodos de Explotación.....	201
9.1.5	Panorama Mundial.....	201
9.1.6	Algunos Paquetes de Roca Generadora en Colombia.....	202

9.2	DATOS E HIPÓTESIS.....	205
9.2.1	Información Sísmica y de Pozos.....	205
9.2.2	Base de Datos Internacional.....	206
9.2.3	Base de Datos Nacional.....	206
9.2.4	Hipótesis	206
9.3	METODOLOGIA.....	208
9.3.1	Escenario 1	211
9.3.2	Escenario 2.....	211
9.4	RESULTADOS	211
9.4.1	Volumen de Roca Generadora.....	212
9.4.2	Net to Gross.....	221
9.4.3	Densidad Total de la Roca	228
9.4.4	Concentración de gas absorbido	228
9.4.5	Concentración de gas libre.....	229
9.4.6	Net to Gross de las Bases de Datos Internacionales.....	230
9.4.7	Potencial de Shale.....	230
9.4.8	Potencial de Shale Oil y Shale Gas.....	231
9.4.9	Análisis de Sensibilidad.....	234
9.5	CONCLUSIONES.....	239
9.6	BIBLIOGRAFÍA.....	239
9.7	ANEXOS.....	241
9.7.1	Anexo 9-1	241
9.7.2	Anexo 9-2.....	241
9.7.3	Anexo 9-3.....	241
10	GAS EN ARENAS APRETADAS.....	243
10.1	GENERALIDADES.....	243
10.1.1	Origen y formación.....	243
10.1.2	Exploración y Producción de los Yacimientos de Gas en Rocas Apretadas	244
10.1.3	Distribución del Gas en Arenas Apretadas a Nivel Mundial	244
10.2	DATOS E HIPOTESIS.....	245
10.2.1	Datos Internacionales.....	245
10.2.2	Datos Nacionales.....	245
10.2.3	Hipótesis	246

10.3	METODOLOGIA.....	248
10.4	RESULTADOS	252
10.4.1	Área de Ocurrencia de Gas en Arenas Apretadas.....	253
10.4.2	Espesor de las Zonas de Gas en Arenas Apretadas	254
10.4.3	Porosidad de los sedimentos.....	254
10.4.4	Saturación de agua	254
10.4.5	Análisis de sensibilidad	256
10.4.6	Análisis de Sensibilidad - Escenario2.....	257
10.4.7	Estimación del recurso para las cuencas sin información.....	257
10.4.8	Potencial de gas en arenas apretadas	259
10.5	CONCLUSIONES.....	263
10.6	BIBLIOGRAFIA	263
10.7	ANEXOS.....	264
11	CRUDOS PESADOS.....	265
11.1	GENERALIDADES.....	265
11.1.1	Origen y características.....	265
11.2	DATOS E HIPÓTESIS.....	267
11.2.1	Hipótesis	268
11.3	METODOLOGIA.....	268
11.4	RESULTADOS	270
11.4.1	Área	274
11.4.2	Potencial de Crudos pesados.....	274
11.5	CONCLUSIONES.....	277
11.6	BIBLIOGRAFÍA	277
11.7	ANEXOS.....	278
11.7.1	Anexo 11-1.....	278
12	PROYECCIONES DE PRODUCCIÓN	279
12.1	GENERALIDADES.....	279
12.1.1	Series de tiempo Cointegrales.....	279
12.2	DATOS E HIPOTESIS.....	280
12.2.1	Datos	280
12.2.2	Hipótesis	280
12.3	METODOLOGIA.....	280

12.4	RESULTADOS	281
12.5	BIBLIOGRAFÍA	282
12.6	ANEXOS.....	282
12.6.1	Anexo 12-1.....	282
13	SINTESIS DEL TRABAJO.....	283
13.1	GENERALIDADES.....	283
13.2	POTENCIAL DE HIDROCARBUROS CONVENCIONALES ESTIMADO EN COLOMBIA	283

1 INTRODUCCIÓN

El presente trabajo recoge la estimación del recurso hidrocarburífero recuperable convencional y no-convencional que se encuentra en las 23 cuencas sedimentarias de Colombia. El trabajo es una aproximación probabilística a partir del método estadístico numérico de Montecarlo en busca de definir el recurso generado y entrampado, y compararlo con el recurso in situ en sus diversas expresiones convencionales y no-convencionales.

A lo largo de todas las estimaciones, una serie de consideraciones e hipótesis sustentan el marco conceptual y procedimental del trabajo. Dichas hipótesis fueron basadas estadísticamente, recopilando una serie de eventos que muestra un determinado comportamiento, lo cual no implica que siempre correspondan a la realidad geológicamente planteada por la hipótesis. Por lo anterior, se entiende que algunas de las hipótesis podrían ser reconsideradas para realizar futuras estimaciones, por lo cual se adjuntan las hojas electrónicas de Excel que fundamentan los cálculos para que puedan ser evaluadas en nuevos escenarios.

En los capítulos 2, 3 y 4 se presentan, además del recurso generado, las estimaciones volumétricas y las expectativas de nuevas reservas relacionadas al potencial convencional, es decir, aceite, gas y gas asociado. Estos tres capítulos, igualmente tratan de diferenciar entre los conceptos: a) recurso generado; b) recurso original in situ, y c) recursos por encontrar (YTF).

El Capítulo 5 presenta un ejercicio sistemático orientado a la estimación de los hidratos de gas en Colombia. La estimación se basa en información de 28 pozos y más de 40.000 km de sísmica 2D. El recurso no incluyó las cuencas profundas, ni la cuenca de Los Cayos, debido a vacíos de información o baja calidad de algunos datos disponibles.

El Capítulo 6 desarrolla la estimación del gas asociado al carbón, sustentando cifras a partir de información cartográfica de las diferentes ocurrencias de carbón en Colombia, y datos de producción de gas en minas de Colombia, así como de Alberta (Canadá).

Los recursos potenciales asociados a las arenas asfálticas son calculados en el Capítulo 7. Información de diversa naturaleza, edad y fuente fue compilada para este ejercicio. La estimación del potencial se basó en un mapa de ocurrencias de arenas bituminosas, generado a partir del inventario de las zonas con manifestación del recurso obtenido de la información disponible.

Los capítulos 8 y 9 exponen los resultados sobre el potencial de aceite y gas asociados a Shales. Dos aproximaciones diferentes, pero complementarias, permiten establecer el gran potencial de este recurso en Colombia. La ausencia de ciertos datos geoquímicos y su distribución en profundidad impidió el uso de técnicas convencionales para el análisis del Shale Oil, Oil Shale y Shale Gas. Sin embargo, las aproximaciones son valiosas pues las hipótesis de trabajo mantienen coherencia. Para el caso del Shale Gas y Shale Oil, un análisis convencional basado en datos de pozos y sísmica permitieron extender conceptos a otras cuencas.

Para el caso de las arenas apretadas (Capítulo 10), una aproximación basada en información de pozos y datos de áreas provenientes de otras cuencas del mundo, permitieron estimar un recurso que se torna marginal en comparación con otros recursos.

Un capítulo dedicado a Crudos Pesados (Capítulo 11) ha sido desarrollado con el fin de estimar el recurso en las cinco cuencas sedimentarias donde existen mayores ocurrencias y/o producción efectiva. Información de pozos, sísmica y aproximaciones de áreas fueron fundamentales para la estimación.

Por último, en el Capítulo 12 se ha realizado un pronóstico sobre la producción de hidrocarburos en Colombia. Dado que el ejercicio numérico se basó en el concepto de Series de Tiempo Cointegrales, la falta de datos de producción histórica en no-conventionales limitó el ejercicio a gas y aceite convencional. La ventaja de la aproximación mediante variables Cointegrales se basa en la posibilidad de analizar la evolución temporal de la producción con otras variables macroeconómicas que mantienen relación y estacionalidad a largo plazo.

Todos los capítulos presentan Anexos digitales donde se relacionan las bases de datos utilizadas, las hojas electrónicas adecuadas para correr simulaciones y/o los resultados hallados. Otra información como datos sísmicos y pozos debidamente integrados a proyectos en la plataforma *Kingdom Suite* son anexados al presente documento.

2 HIDROCARBURO GENERADO EN LAS CUENCAS SEDIMENTARIAS DE COLOMBIA

2.1 GENERALIDADES

La historia del petróleo en Colombia inicia en el año 1537, época en la que Gonzalo Jiménez de Quesada y sus hombres, mientras recorrían el Valle de Magdalena en las cercanías de lo que ahora es Barrancabermeja, vieron “un pozo hirviendo” del cual emanaba un líquido negro viscoso. Aunque este tipo de fuentes, conocidas como rezumaderos, se podían encontrar en diferentes zonas del país indicando la presencia de hidrocarburos en el subsuelo, solo en 1905, casi 400 años después, con las concesiones De Mares y Barco comenzó la exploración y explotación de petróleo, el periodo moderno en la historia petrolera de Colombia. De Mares inició con estudios geológicos en 1915, perforación en 1916 y tuvo su primera producción en 1918 (Griess, 1946).

En 1951 el gobierno colombiano creó la Empresa Colombiana del Petróleo (Ecopetrol), quien por más de 50 años administró la exploración y producción en el país. En el 2003 Ecopetrol se convirtió en una sociedad pública, liberándose de las funciones de administrador del recurso petrolero, y para tal fin se constituyó la Agencia Nacional de Hidrocarburo (ANH).

Durante el período de administración ejercido por la ANH, el territorio Colombiano se ha dividido en 23 cuencas sedimentarias (Agencia Nacional de Hidrocarburos, 2007): Amagá, Caguán-Putumayo, Catatumbo, Cauca-Patía, Cesar-Ranchería, Chocó, Chocó Offshore, Colombia, Pacífico Profundo Colombiano, Cordillera Oriental, Llanos Orientales, Guajira, Guajira Offshore, Los Cayos, Sinú - San Jacinto, Sinú Offshore, Tumaco, Tumaco Offshore, Urabá, Vaupés-Amazonas, Valle Superior del Magdalena, Valle Medio del Magdalena y Valle Inferior del Magdalena (Figura 2-1).

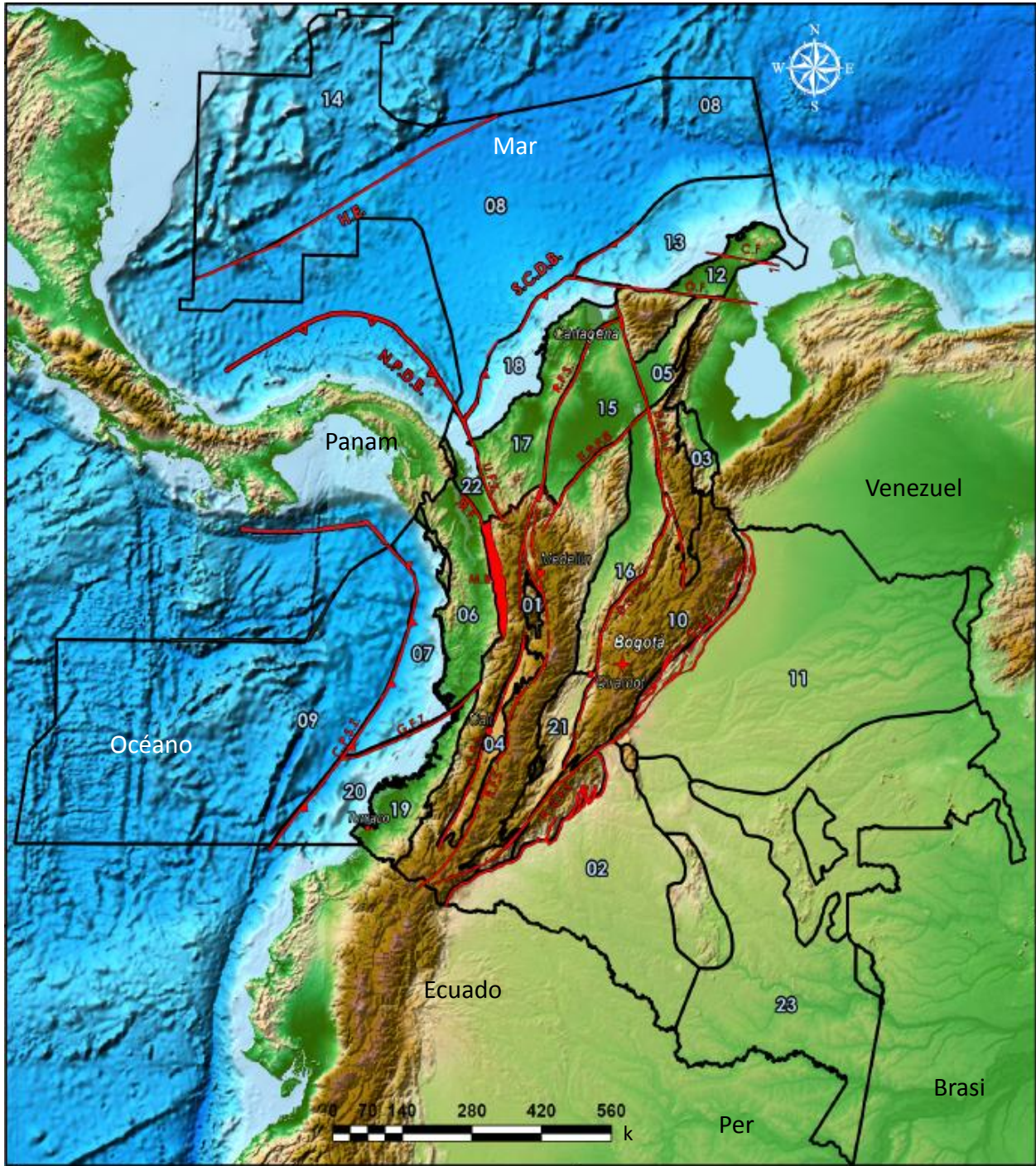


Figura 2-1. Mapa de las cuencas de Colombia. Modificado de Agencia Nacional de Hidrocarburos (2007). 01. Amaga; 02. Caguan-Putumayo; 03. Catatumbo; 04. Cauca-Patía; 05. Cesar-Ranchería; 06. Choco; 07. Choco Offshore; 08. Colombia; 09. Pacífico Profundo; 10. Cordillera Oriental; 11. Llanos Orientales; 12. Guajira; 13. Guajira Offshore; 14. Los Cayos; 15. Valle Inferior del Magdalena; 16. Valle Medio del Magdalena; 17. Sinu-San Jacinto; 18. Sinu Offshore; 19. Tumaco; 20. Tumaco Offshore; 21. Valle Superior del Magdalena; 22. Uraba; 23. Vaupes-Amazonas. Principales Estructuras: CF – Falla Cuiza; CFS – Sistema de Falas Cauca; CPSZ – Trinchera Océánica del Pacífico Colombiano; ESFS – Sistema de Fallas del Espíritu – Santo; HE – Escarpe de Hess; MF – Falla de Murindo; NPDB – Cinturon Plegado del Norte de Panama; OF – Falla de Oca; RFS- Sistema de Fallas de Romeral; SCDN – Cinturon Deformado del Sur del Caribe; UFS – Sistema de Fallas de Uramita.

Respecto a la prospectividad de dichas cuencas, son varias las estimaciones que se han realizado para dimensionar el volumen potencial de hidrocarburos presentes en el País. La diferencia entre resultados alcanza varios órdenes de magnitud y se debe a la naturaleza de las metodologías y datos empleados.

Ortiz (1997), a partir de un modelo de geometría fractal, y basado en datos de producción y distribución de campos, realiza una estimación en la que obtiene reservas potenciales de 15,800 MMBOE. En el año 2000, el Servicio Geológico de los Estados Unidos (USGS) estima que el potencial prospectivo de hidrocarburos para Colombia que se encuentra en un rango entre 1,300 y 10,900 MMBOE (Ahlbrandt, 2000). D. Little (2008) a partir de aproximación fractal y encuesta a expertos, estima un recurso por encontrar del orden de 10,000 MMBOE. Por su parte, la Universidad Industrial de Santander (2009), mediante la metodología de balance de masas aplicada para 11 cuencas sedimentarias de Colombia, sugiere que el potencial de estas se encuentra entre los 37,000 y 296,000 MMBOE. Vargas (2009), basado en una relación de producción proporcional al tamaño de las cuencas y condiciones homogéneas de recobro (20%) y riesgo geológico (30%), estima recursos potenciales para los percentiles P10 y P90 en el rango de 82,177 y 34,141 MMBOE.

En principio se evaluara el recurso generado en las cuencas colombianas para tener un marco de referencia y comparación sobre los recursos disponibles y las estimaciones de los recursos potenciales de hidrocarburos convencionales y no-convencionales que se realizaran. El cálculo del hidrocarburo generado en las cuencas colombianas se realizara mediante el método de balance de masas propuesto por Schmoker (1994). Dicho método utiliza como datos de entrada el porcentaje de TOC presente en la roca y los índices de hidrogeno actual y original. Una vez calculado el hidrogeno producido por las diferentes rocas generadoras, se procede a evaluar cuál de ese volumen será acumulado y posteriormente podrá ser extraído. El esquema general del procedimiento se presenta en la Figura 2-2.

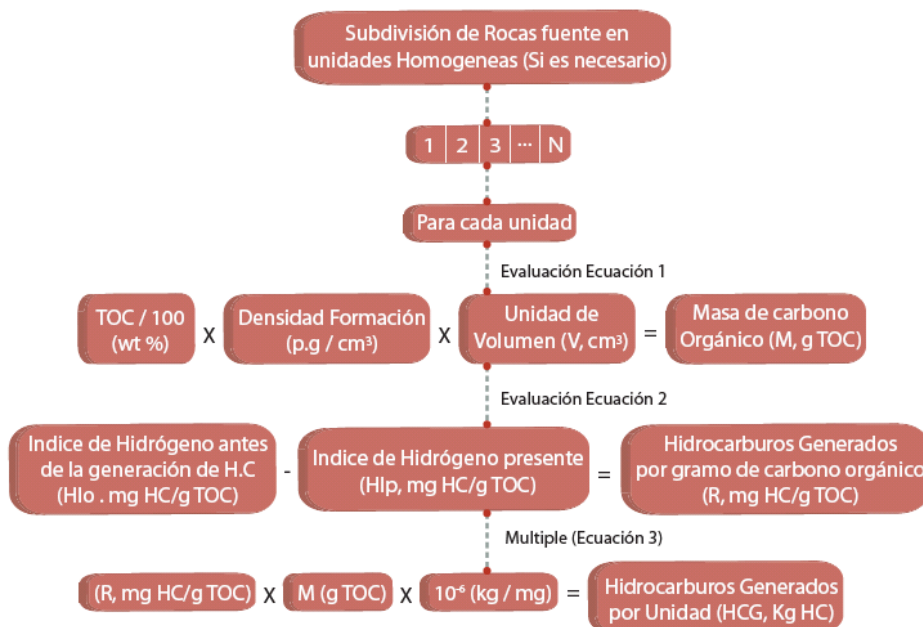


Figura 2-2. Esquema general del procedimiento propuesto por Schmoker (1994). Modificado de Universidad Industrial de Santander (2009).

El procedimiento se realizó para 12 cuencas que contaron con datos básicos para reproducir la metodología. Para el resto de las cuencas, donde existía poca información o no había datos disponibles, se realizó una aproximación basada en la hipótesis de linealidad entre el área de las cuencas y el hidrocarburo generado disponible (p. ej. Vargas, 2009).

Presentamos a continuación una descripción de las cuencas con el fin de establecer un referente al sistema petrolífero, posteriormente estimaremos el recurso generado y analizaremos la incertidumbre de las cifras halladas.

2.2 CUENCAS SEDIMENTARIAS DE COLOMBIA

En los siguientes párrafos se hace una síntesis de los aspectos más notables de las 23 cuencas sedimentarias de Colombia. Una descripción más amplia sobre los elementos que las definen o sobre los referentes más relevantes de sus sistemas petrolíferos se encuentra en el libro de Cuencas Sedimentarias de Colombia (ANH, 2007).

2.2.1 Cuenca de Amagá

La cuenca Amagá es una cuenca de arco trasero asociada a un proceso posterior de colisión y convergencia océano-continente. Se encuentra ubicada al oeste del Sistema de Fallas de Romeral (Figura 2-3), y cubre un área localizada al suroeste del Departamento de Antioquia y al norte del Departamento de Caldas. Los límites al Oeste y Este de esta cuenca son las rocas sedimentarias e ígneas cretácicas de las cordilleras Occidental y Central respectivamente.

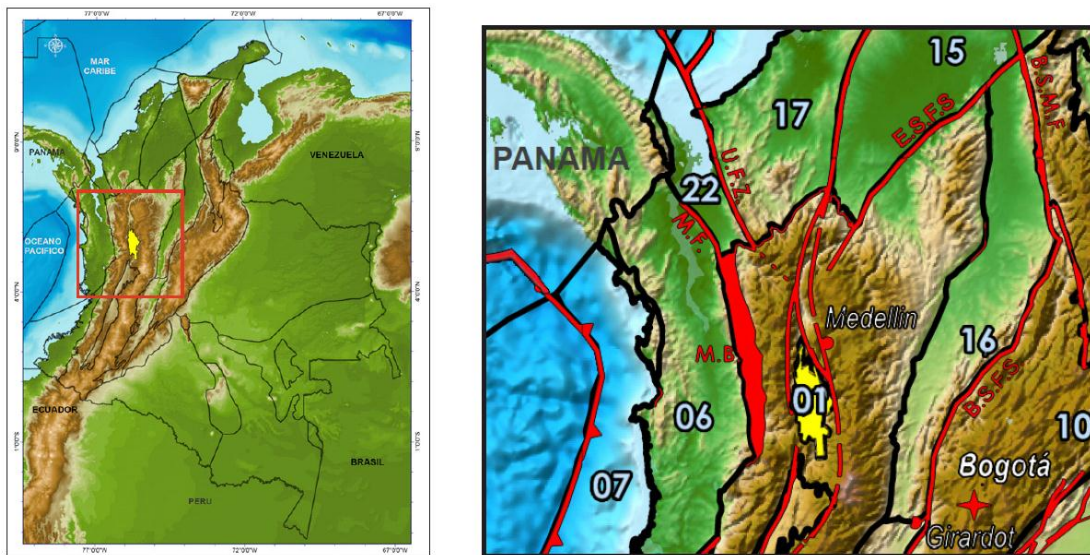


Figura 2-3. Localización y límites de la cuenca Amagá.
01 – Cuenca Amagá, M.B. – Cuarzo dioritas de Mandé

La cuenca consiste en depósitos fluviales con importantes capas de carbón cubiertas por clastos volcánicos del Neógeno, tobas y flujos de lava. En la Figura 2-4 se puede observar un modelo esquemático de la misma.

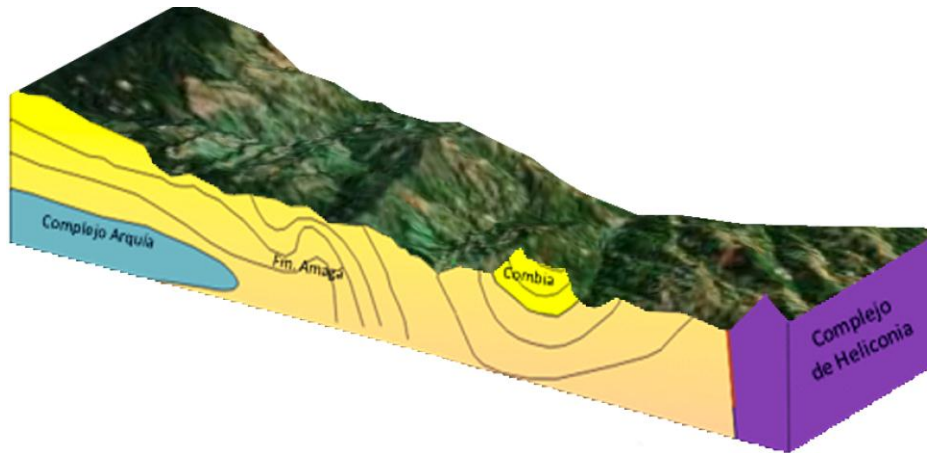


Figura 2-4. Sección esquemática de la cuenca Amagá.

2.2.2 Cuenca Caguán-Putumayo

La cuenca Caguán-Putumayo es una cuenca de tipo antepaís (foreland), esta comparte su historia geológica con la Cuenca de Oriente en Ecuador. Sus límites son al Noreste con la Sierra de la Macarena, al Sur en el margen internacional con Ecuador y Perú, al Este con la Serranía de Chiribiquete y al Noroeste con el Sistema de Fallas del Pie de Monte de la Cordillera Oriental (Figura 2-5).

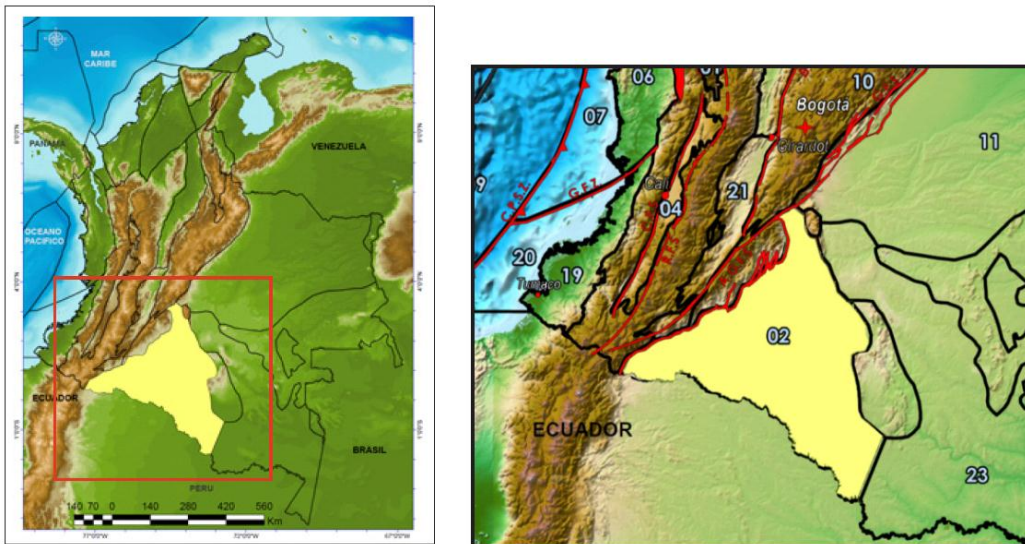


Figura 2-5. Localización y límites de la cuenca Caguán-Putumayo.

02 – Cuenca Caguán-Putumayo, R.F.S. – Sistema de Fallas de Romeral, SCH – Serranía de Chiribiquete, S.M. – Sierra de la Macarena

La cuenca Caguán-Putumayo abarca una región de 110,304 km². Las rocas reservorio están representadas por las calizas cretácicas y shales de la Formación Villeta. Los shales de la Formación

Caballos son una fuente secundaria de hidrocarburos y la roca reservorio está compuesta por arenas de la Formación Caballos (Figura 2-6).

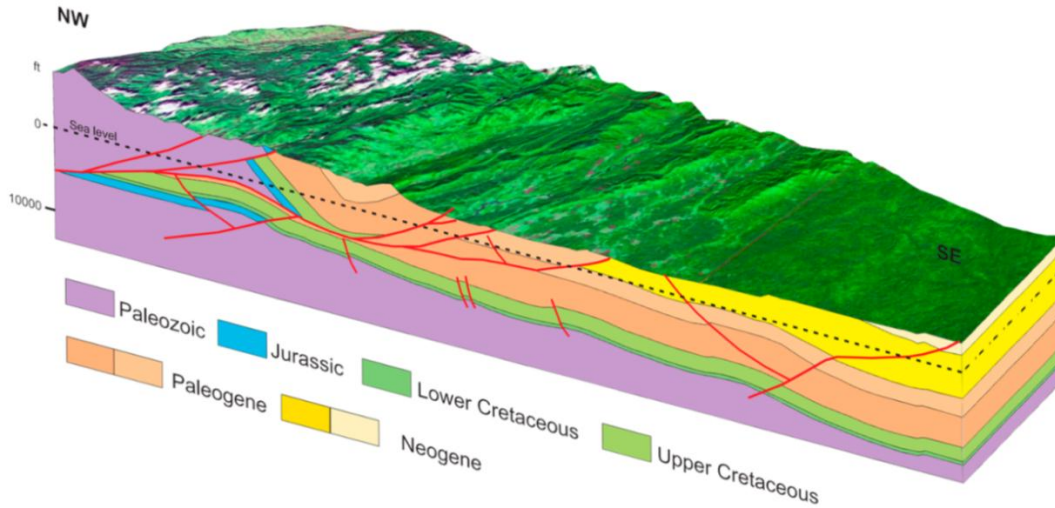


Figura 2-6. Sección esquemática de la cuenca Caguán-Putumayo.

2.2.3 Cuenca Catatumbo

La cuenca Catatumbo representa la porción colombiana de la Cuenca de Maracaibo en Venezuela. En sus márgenes norte y este están los límites geográficos con Venezuela, al Sur limita con las rocas cretáceas de la Cordillera Oriental, y al Oeste con las rocas ígneas y metamórficas del Macizo de Santander (Figura 2-7).

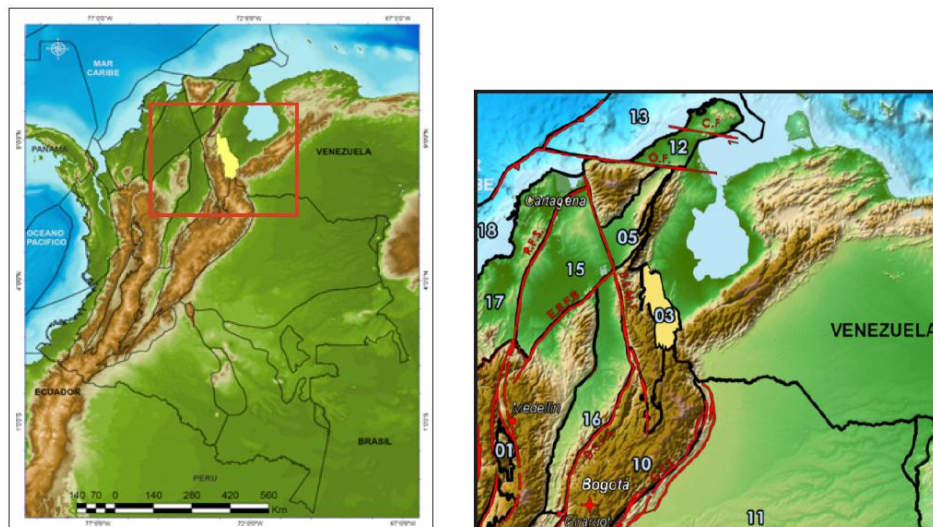


Figura 2-7. Localización y límites de la cuenca Catatumbo.
03 – Cuenca Catatumbo, B.S.M.F. – Sistema de Fallas, Bucaramanga - Santa Marta

La principal unidad generadora de la cuenca es la Formación La Luna con un espesor aproximado de 200 pies. Y se encuentran presentes a lo largo de la cuenca rocas pelíticas de edad Cretácica (las formaciones La Luna, Capacho, Tibú y Mercedes. Figura 2-8).

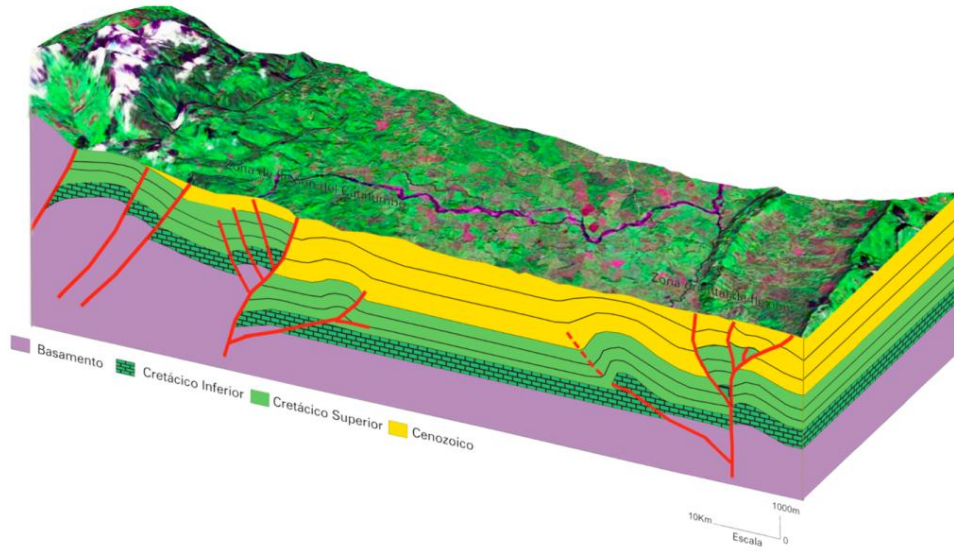


Figura 2-8. Sección esquemática de la cuenca Catatumbo.

2.2.4 Cuenca Cauca-Patía

La cuenca Cauca-Patía es una cuenca de margen activa asociada a un arco trasero, que presenta relación genética con la cuenca de Amagá. Está limitada al Norte y al Sur por rocas ígneas básicas de edad Cretácica; al Oeste por el Sistema de Fallas de Cauca y rocas sedimentarias y volcánicas de la Cordillera Occidental, y al Este por el Sistema de Fallas de Romeral y la Cordillera Central (Figura 2-9).

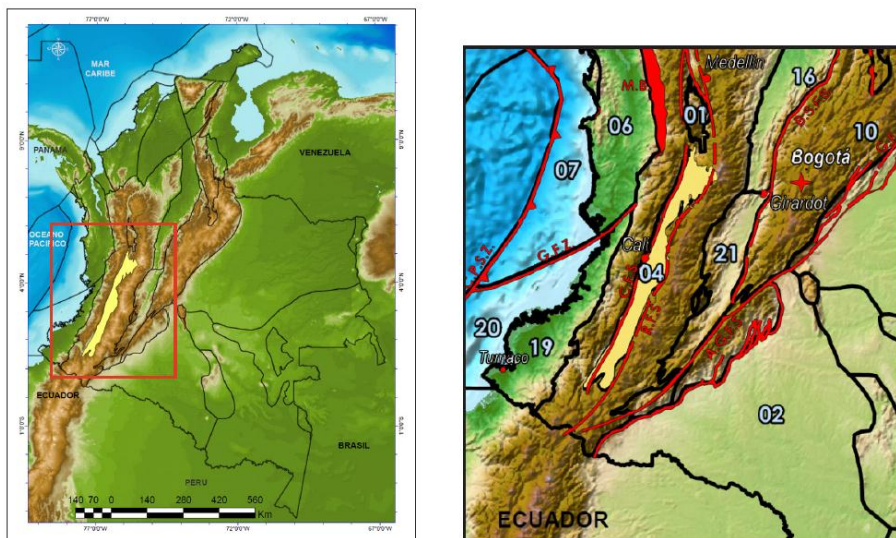


Figura 2-9. Localización y límites de la cuenca Cauca-Patía. 04 – Cuenca Cauca-Patía; R.F.S. – Sistema de Fallas de Romeral; C.F.S. – Sistema de Fallas de Cauca; G.F.Z. – Sistema de Fallas de Garrapatas

Esta cuenca posee un sistema petrolífero caracterizado por largos anticlinales, y trampas asociadas a fallas en la región de Patía (Figura 2-10).

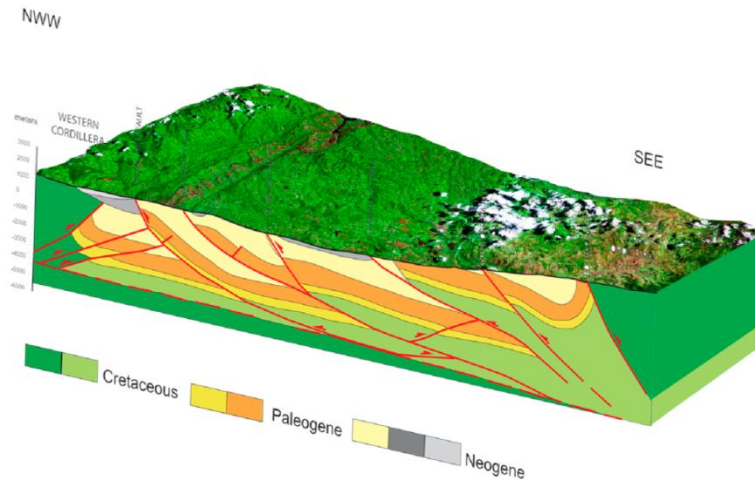


Figura 2-10. Sección esquemática de la cuenca Cauca-Patía.

2.2.5 Cuenca Cesar-Ranchería

La cuenca Cesar-Ranchería está limitada al Suroeste por la Falla Bucaramanga - Santa Marta; al Este y Sureste por las rocas cretácicas de la Serranía de Perijá y por el margen divisorio entre Colombia y Venezuela; al Noreste por la Falla de Oca, y al Noroeste por las rocas pre-Cretácicas de la Sierra Nevada de Santa Marta (Figura 2-11).

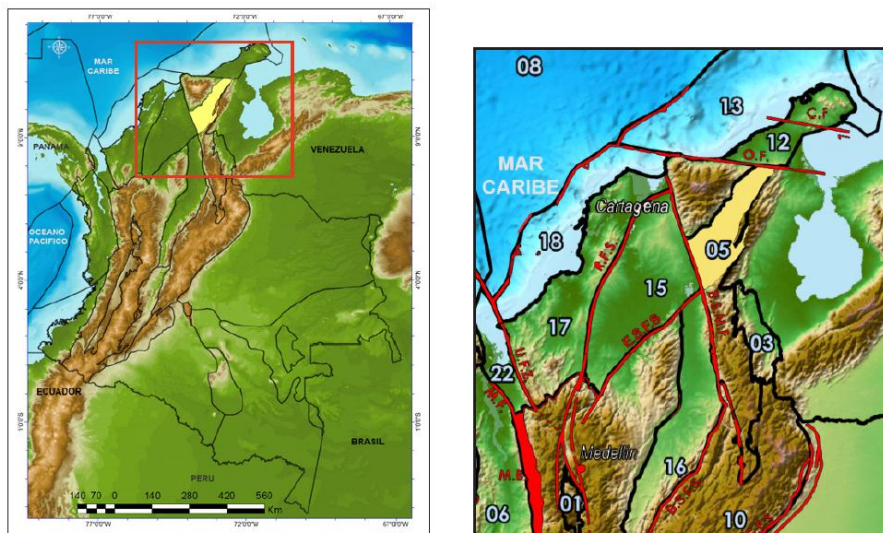


Figura 2-11. Localización y límites de la cuenca Cesar-Ranchería.

05 – Cuenca Cesar- Ranchería; B.S.M.F. – Sistema de Fallas Bucaramanga - Santa Marta; O.F. – Falla de Oca. Las rocas de las formaciones Molino, La Luna, y Aguas Blancas (Figura 2-12) poseen un excelente potencial generador de hidrocarburos debido a su alto contenido de kerógenos tipo II y III.

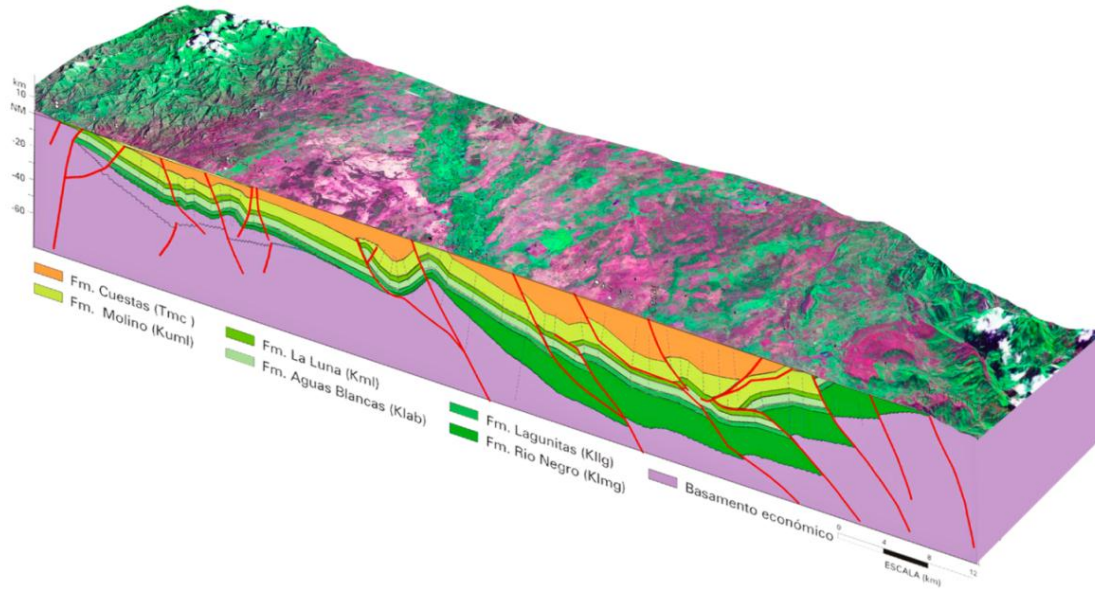


Figura 2-12. Sección esquemática de la cuenca Cesar-Ranchería.

2.2.6 Cuenca Chocó

La cuenca Chocó limita geográficamente al Noroeste con Panamá y la Serranía de Baudó, al Sur con la Zona de Falla de Garrapatas, al Suroeste con la línea de costa del Pacífico y al Este con las cuarcas dioritas de Mandé, las rocas Cretácicas de la Cordillera Occidental y parcialmente la Falla de Murindó (Figura 2-13).

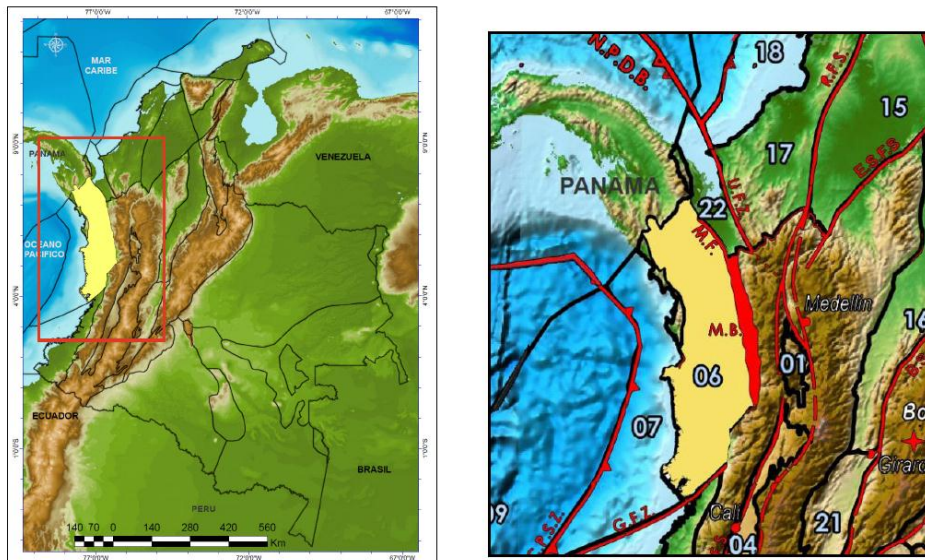


Figura 2-13. Localización y límites de la cuenca Chocó.

06 – Cuenca Chocó; G.F.Z. – Zona de falla de Garrapatas; M.B.– Cuarzo dioritas de Mandé; M.F.– Falla de Murindó

Todas las muestras de hidrocarburos encontradas en la Cuenca Chocó, se cree que han sido generadas principalmente en la Formación Iró (Figura 2-14). El espesor de esta formación no se

conoce con certeza, pero a partir de datos sísmicos se estima que varía entre unos 650 y 1200 m, y se divide en tres segmentos: Inferior, Intermedio y Superior.

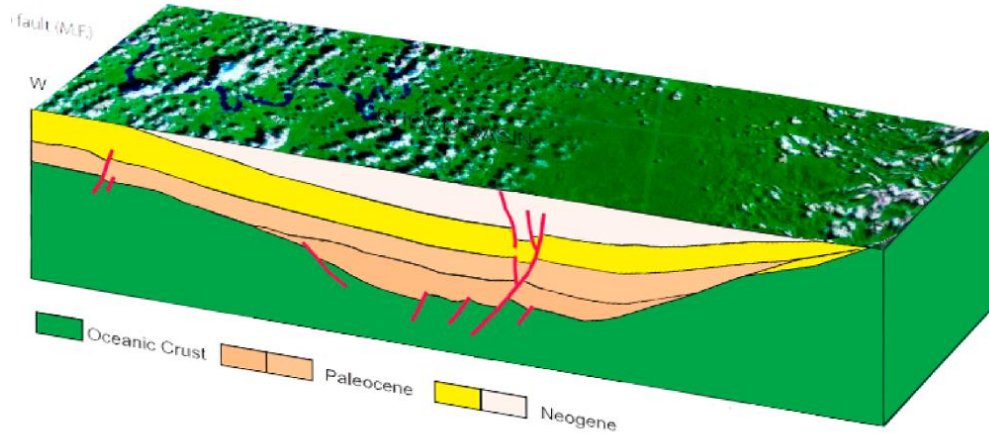


Figura 2-14. Sección esquemática de la cuenca Chocó

2.2.7 Cuenca Chocó Offshore

La cuenca Chocó offshore está localizada al noroccidente de Colombia, yace bajo las aguas del Océano Pacífico, y comparte su margen oeste con la línea de costa del Departamento del Chocó. Limita al Norte con las aguas de Panamá, y fuera de costa se extiende hasta la trinchera de la zona de subducción presente. Al Sur limita con la Zona de Falla de Garrapatas (Figura 2-15).

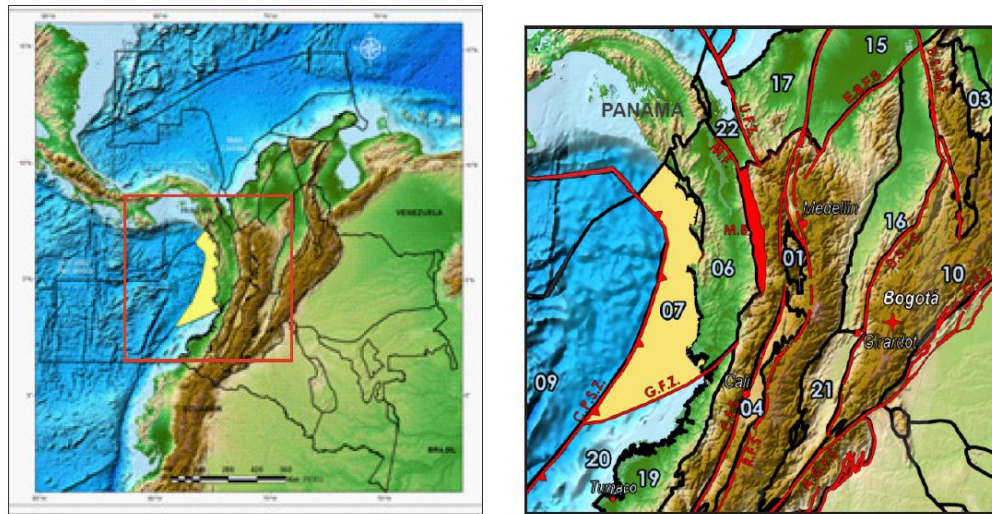


Figura 2-15. Localización y límites de la cuenca Chocó Offshore.
07 – Cuenca Chocó Offshore; G.F.Z. – Zona de Falla de Garrapatas; C.P.S.Z.– Zona de subducción

En la Figura 2-16 se puede observar un modelo esquemático de la cuenca.

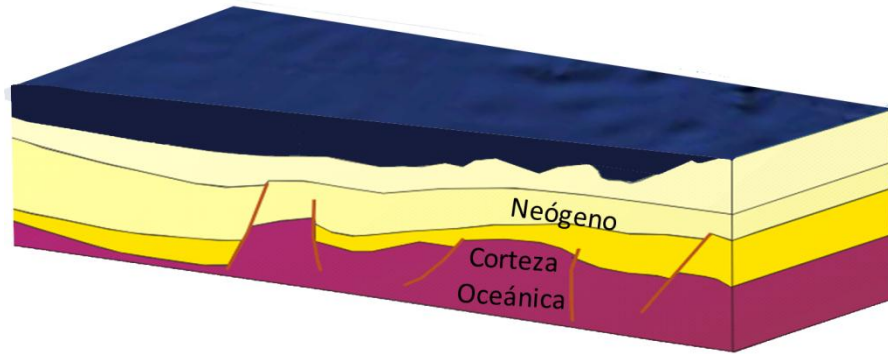


Figura 2-16. Sección esquemática de la cuenca Chocó Offshore.

2.2.8 Cuenca Colombia

La cuenca Colombia es una cuenca de aguas profundas localizada en el Mar Caribe. Su límite noroccidental lo constituye el Escarpe de Hess, al Suroeste limita con los bordes marítimos de Costa Rica y Panamá, al Sureste con el Cinturón Deformado del sur del Caribe, el límite oriental es la frontera marina Colombo-Venezolana y el límite al Norte es con las aguas territoriales de Jamaica, Haití y República Dominicana (Figura 2-17).

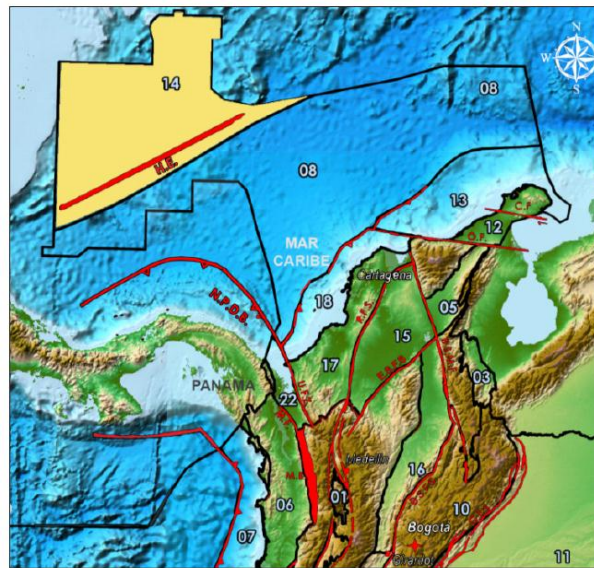


Figura 2-17. Localización y límites de la cuenca Colombia.

08—Cuenca Colombia, H.E. Escarpe de Hess, N.P.D.B. Cinturón Deformado del norte de Panamá, S.C.D.B. — Frente de deformación del Cinturón deformado del sur del Caribe

2.2.9 Cuenca Colombia Pacífico Profundo

La cuenca Colombia Pacífico Profundo está compuesta principalmente de rocas volcánicas oceánicas y sedimentos marinos profundos. Al Norte limita con el borde marítimo entre Colombia y Panamá, el

límite occidental lo constituyen las aguas de Costa Rica, el sur lo conforman las de Ecuador, y el límite este está marcado por la zona de subducción del Pacífico Colombiano (Figura 2-18).

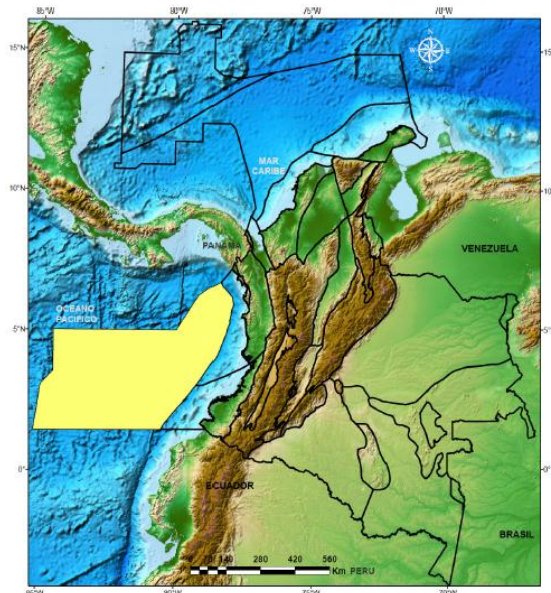


Figura 2-18. Localización y límites de la cuenca Colombia Pacífico Profundo. 09—Cuenca Colombia pacífico Profundo, 07—Cuenca Chocó Offshore, 20—Cuenca Tumaco Offshore, C.P.S.Z. – Zona de Subducción del Pacífico Colombia

2.2.10 Cuenca Cordillera Oriental

La cuenca de la Cordillera Oriental está compuesta por rocas formadas en un sistema de ruptura triásico tardío invertido, que resultó del rompimiento de Pangea y fue rellenado por sedimentos marinos del Mesozoico y continentales del Cenozoico. Como consecuencia de su origen y desarrollo estructural, los límites actuales de la cuenca son muy irregulares y difíciles de describir. La cuenca se encuentra limitada al Norte por rocas ígneas y metamórficas del Macizo de Santander, al Sur con el Sistema de Fallas Algeciras-Garzón, al Oeste con el Sistema de Fallas Bituima y La Salina, y al Este con el Sistema Imbricado Frontal de la Cordillera Oriental (Figura 2-19).

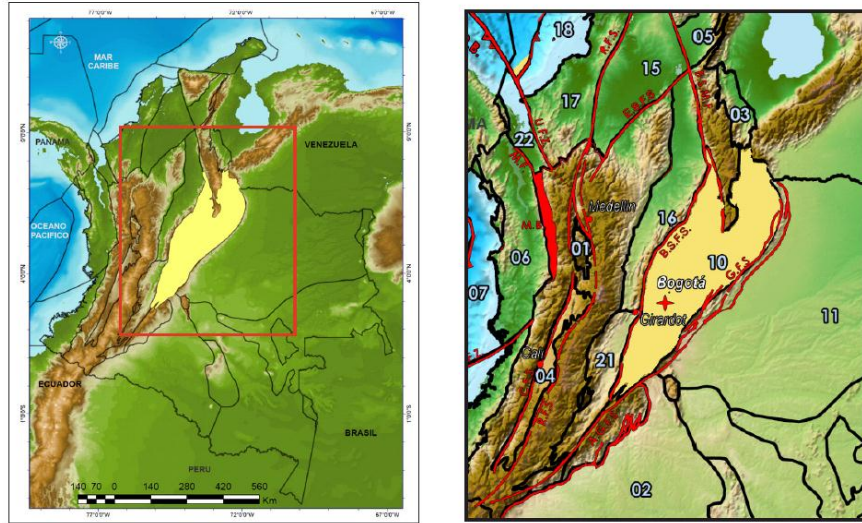


Figura 2-19. Localización y límites de la cuenca Cordillera Oriental.

10– Cuenca Cordillera Oriental; B.S.F.S. – Sistema de Fallas Bituima y La Salina; A.G.F.S. – Sistema de Fallas Algeciras- Garzón

Dos secciones del Albiano Medio y Turoniano depositadas durante eventos anóxicos mundiales, son consideradas la principal roca fuente, entre ellas se encuentran las formaciones Simití y La Luna (Figura 2-20).

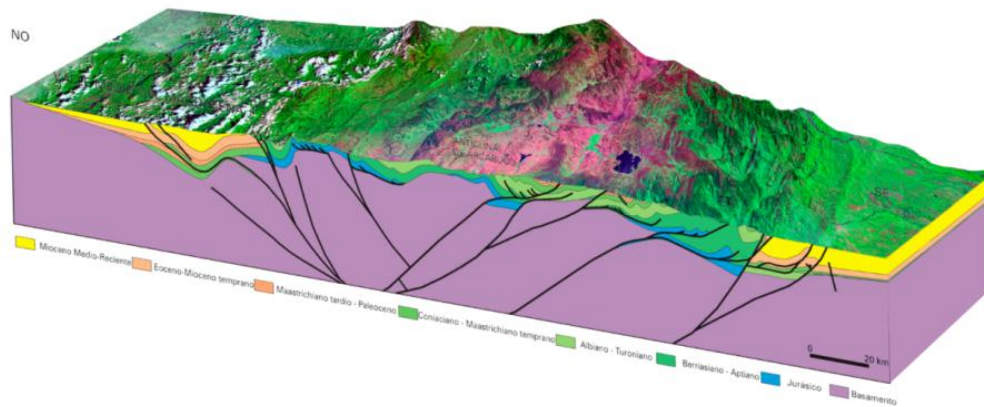


Figura 2-20. Sección esquemática de la cuenca Cordillera Oriental

2.2.11 Cuenca Llanos Orientales

La Cuenca Llanos Orientales es la cuenca de hidrocarburos más prolífica en la parte continental de Colombia. El límite norte de ésta es la frontera entre Colombia y Venezuela, al Sur la cuenca se extiende hasta el alto de la Macarena, el Arco de Vaupés y las rocas metamórficas precámbricas que afloran al Sur del Rio Guaviare. El límite oriental está demarcado por los afloramientos de rocas plutónicas precámbricas del Escudo de Guyana y al Oeste la cuenca está limitada por el Sistema Imbricado de la Cordillera Oriental (Figura 2-21).

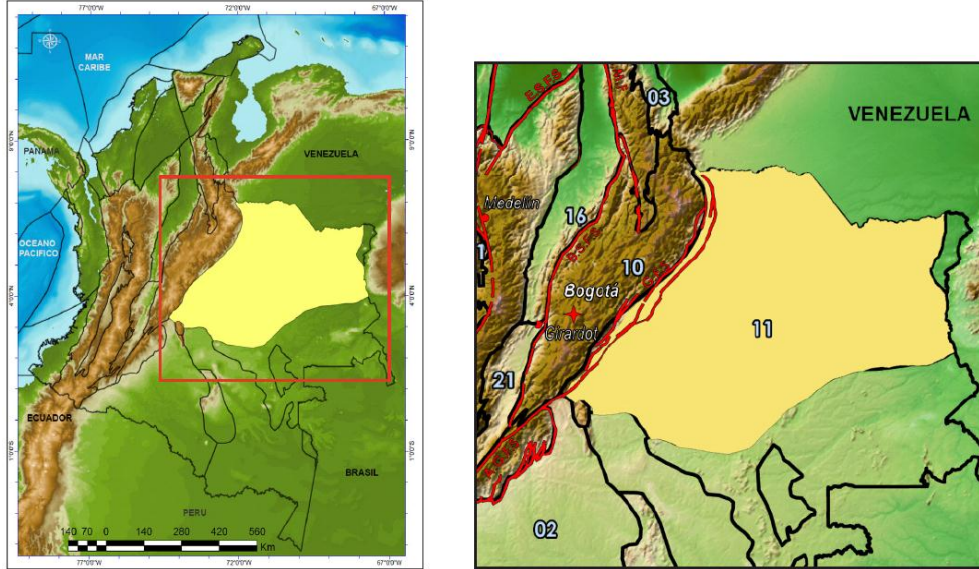


Figura 2-21. Localización y límites de la cuenca Llanos Orientales.

11 – Cuenca Llanos Orientales; G.F.S. – Sistema de Fallas Guaicáramo; S.M. – Serranía de la Macarena; P.M. – Rocas metamórficas Precámbricas; V.A. – Arco de Vaupés; G.S. – Rocas Precámbricas del Escudo de Guyana

Las rocas reservorio corresponden a las arenitas de las formaciones Carbonera y Mirador, y el sello regional de la cuenca lo conforma la Formación León (Figura 2-22).

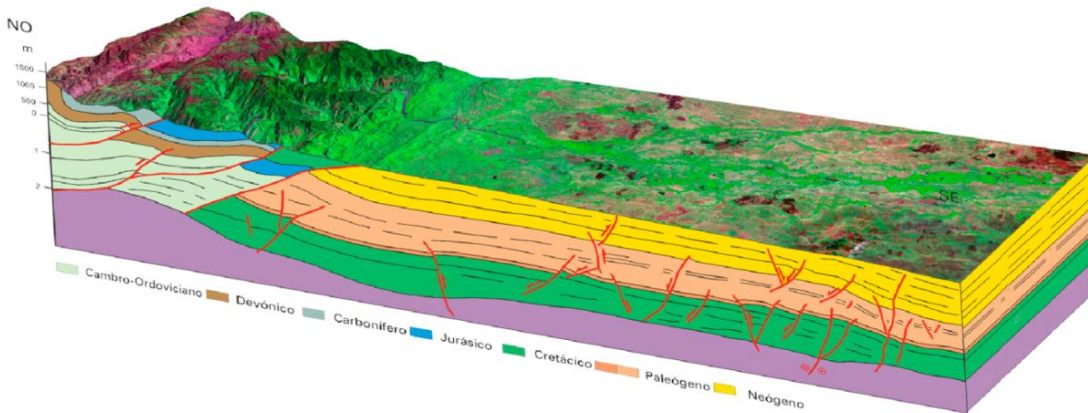


Figura 2-22. Sección esquemática de la cuenca Llanos Orientales.

2.2.12 Cuenca Guajira

La cuenca Guajira está localizada en la región más al norte de Colombia. Los límites Norte, Noroeste y Noreste de la cuenca son con la actual línea de costa del Caribe, el límite sureste es la divisoria geográfica con Venezuela, y al Sur limita con la Falla de Oca. La cuenca ha sido dividida por la Falla Cuiza en las subcuencas Guajira Superior e Inferior (Figura 2-23).

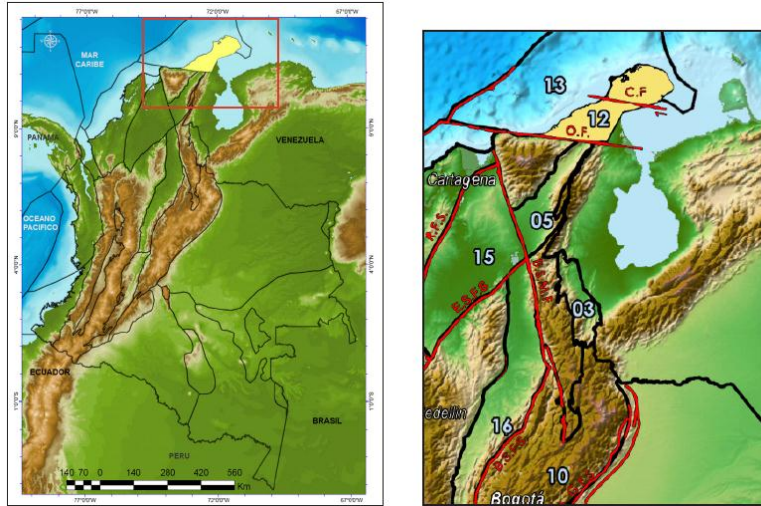


Figura 2-23. Localización y límites de la cuenca Guajira.
12 – Cuenca Guajira; O.F. – Falla de Oca; C.F. – Falla de Cuiza

Como rocas generadoras se han identificado los shales, limolitas calcáreas y calizas de la Formación la Luna. Las rocas reservorios corresponden a calizas y areniscas de las formaciones Macarao y Siamaná, y los sellos vienen dados por lodolitas de la Formación Siamaná (Figura 2-24).

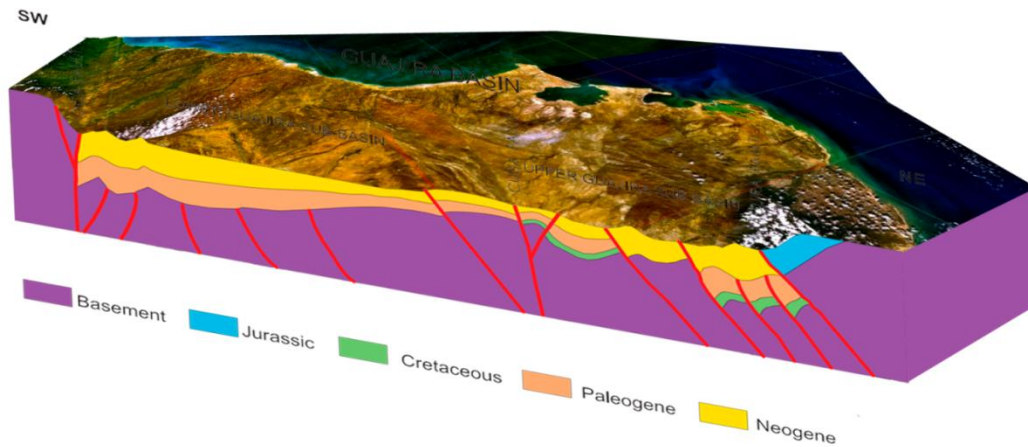


Figura 2-24. Sección esquemática de la cuenca Guajira.

2.2.13 Cuenca Guajira Offshore

La cuenca Guajira offshore limita al Norte y Noroeste con el frente de deformación del Cinturón Deformado del sur del Caribe, originado por la interacción entre las placas Sur América y Caribe, al Este su límite es la línea geográfica que define la frontera entre Colombia y Venezuela, al Suroeste la cuenca se define por el tramo costa afuera de la Falla de Oca, y al Sureste por la línea de costa de la Guajira continental (Figura 2-25). En la Figura 2-26 se puede observar un modelo esquemático de la cuenca.

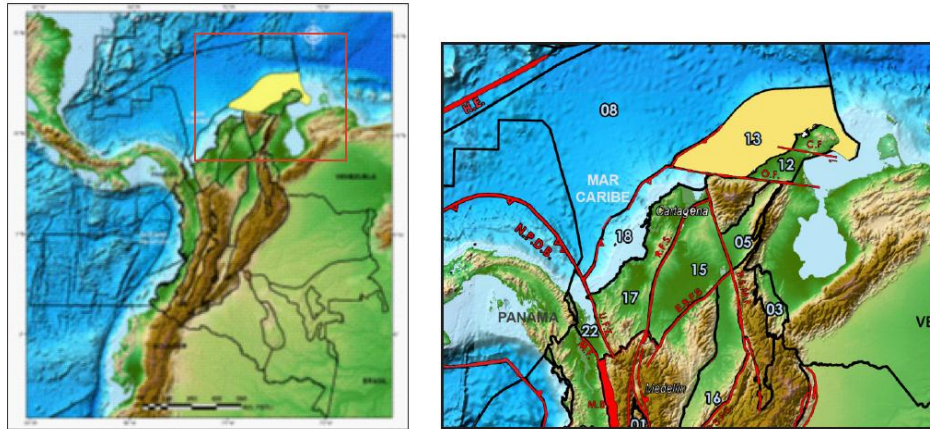


Figura 2-25. Localización y límites de la cuenca Guajira Offshore.

13 – Cuenca Guajira Offshore; O.F.–Falla de Oca; C.F.–Falla de Cuiza; S.C.D.B. – Frente de deformación del Cinturón deformado del sur del Caribe

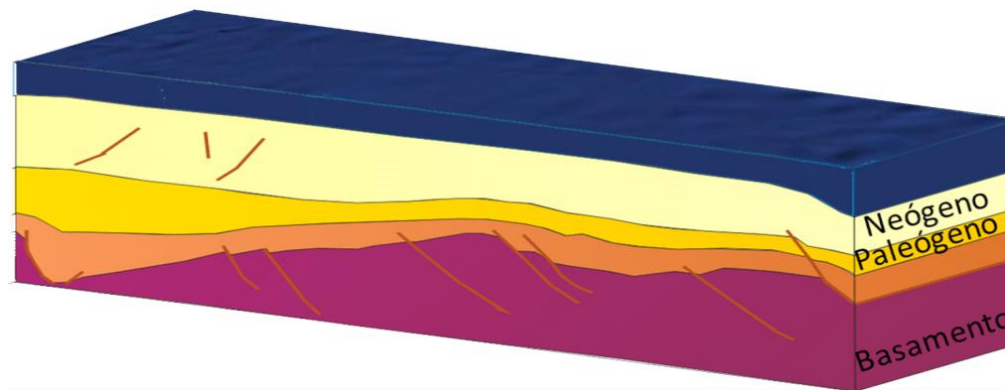


Figura 2-26. Sección esquemática de la cuenca Guajira Offshore.

2.2.14 Cuenca Los Cayos

La cuenca Los Cayos es una cuenca oceánica en la región del Mar Caribe. Los límites Norte, Este y Oeste de esta cuenca son bordes internacionales y al Sur y Sureste limita con el Escarpe de Hess (Figura 2-27).

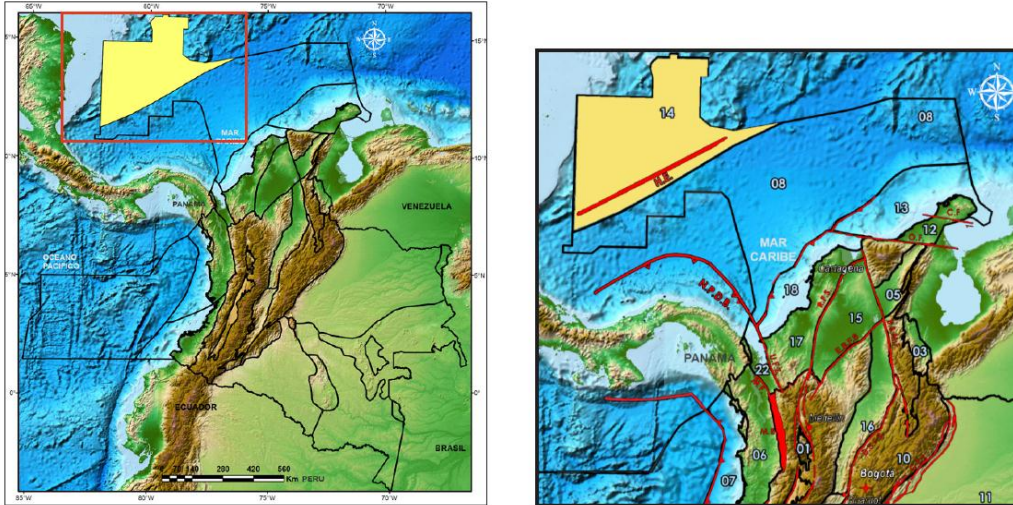


Figura 2-27. Localización y límites de la cuenca Los Cayos.
14 – Cuenca Los Cayos; 08 – Cuenca Colombia; H.E. – Escarpe de Hess

Los rellenos de la cuenca consisten en secuencias carbonáticas - siliciclásticas Paleógenas seguidas de siliciclastos Neógenos. En la Figura 2-28 se puede observar un modelo esquemático de la cuenca.

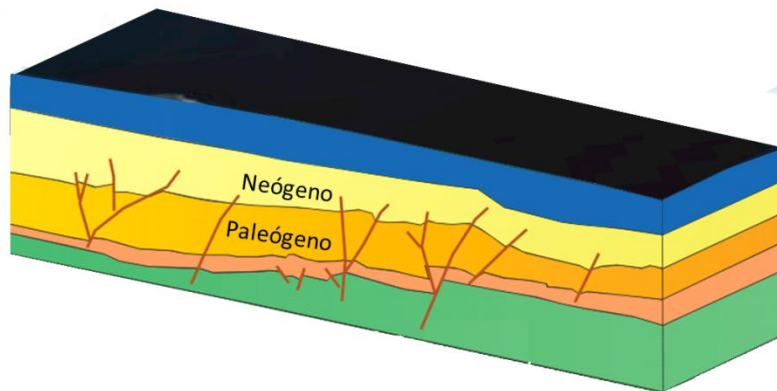


Figura 2-28. Sección esquemática de la cuenca Los Cayos.

2.2.15 Cuenca Valle Inferior del Magdalena

La cuenca Valle Inferior del Magdalena es una cuenca transtensional triangular, limitada al Oeste y al Norte por el Sistema de Fallas de Romeral (Cinturón Deformado de San Jacinto), y al Sur y Sureste por el complejo ígneo y metamórfico de la Cordillera Central y la Serranía de San Lucas. El límite Oriental de la cuenca es la porción Norte del Sistema de Fallas de Bucaramanga - Santa Marta (Figura 2-29). Un alto de basamento divide la cuenca en las sub cuencas El Plato al Norte y San Jorge al Sur.

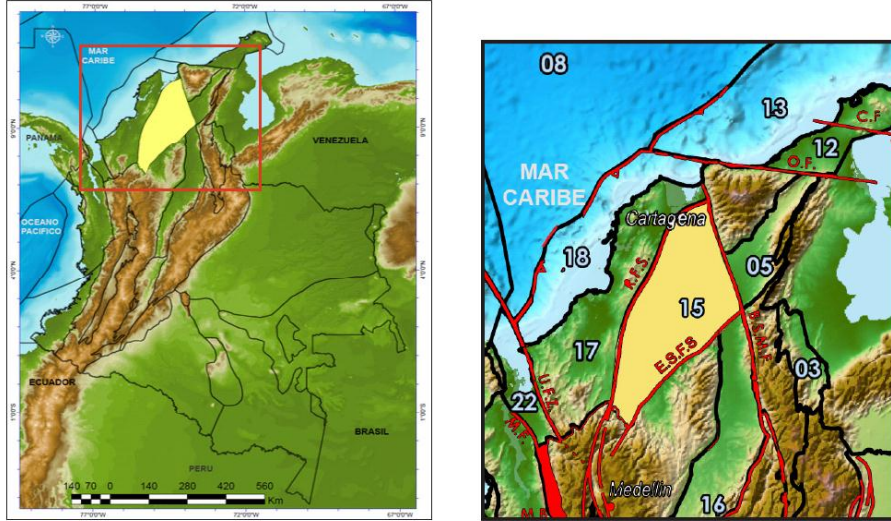


Figura 2-29. Localización y límites de la cuenca Valle Inferior del Magdalena.

15–Cuenca Valle Inferior del Magdalena; B.S.M.F. – Sistema de fallas Bucaramanga – Santa Marta; R.F.S.– Sistema de fallas de Romeral; MF – Falla de Murindó; OF – Falla de Oca; CF – Falla Cuiza; UFZ – Sistema de fallas de Uramita E.S.F.S. – Sistema de Fallas del Espíritu Santo.

La Formación Ciénaga de Oro actúa como roca generadora, reservorio y sello en sus diferentes niveles (Figura 2-30).

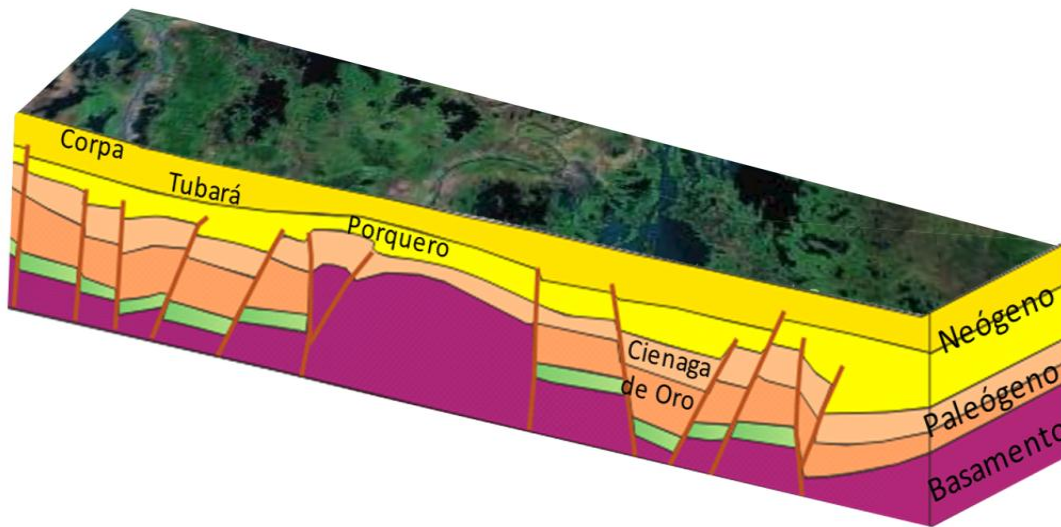


Figura 2-30. Sección esquemática de la cuenca Valle Inferior del Magdalena.

2.2.16 Cuenca Valle Medio del Magdalena

La cuenca Valle Medio del Magdalena corresponde a una cuenca poli-histórica. Su desarrollo estructural tomó lugar durante diferentes etapas vinculadas a los eventos tectónicos de la esquina noroccidental de Sur América, que ocurrieron durante el Triásico Tardío, Cretácico Medio, Paleógeno Temprano y Neógeno Medio. La cuenca está limitada al Sureste por el Sistema de fallas de Bituima y La Salina; al Norte con el Sistema de fallas Espíritu Santo; al Oeste con el onlap de sedimentos Neógenos sobre la Serranía de San Lucas y el basamento de la Cordillera Central, al

Sur con el Cinturón Plegado de Girardot y al Noreste con el Sistema de Fallas de Bucaramanga - Santa Marta (Figura 2-31).

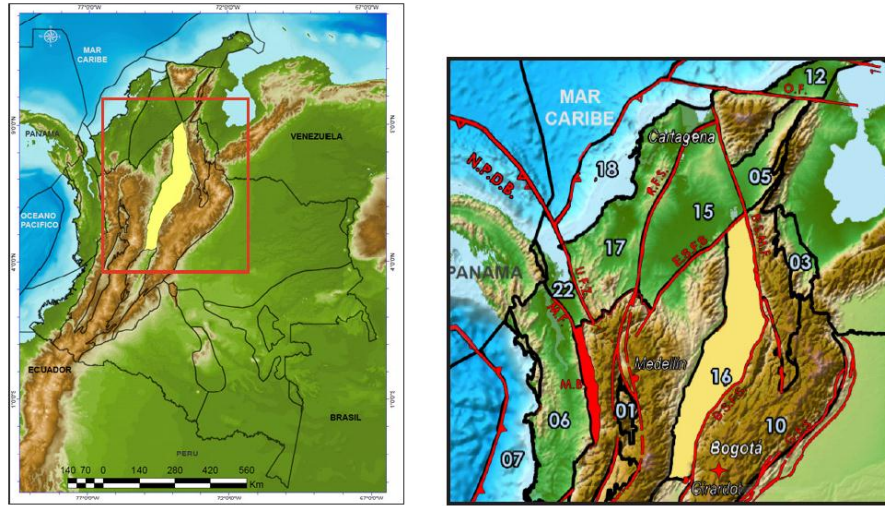


Figura 2-31. Localización y límites de la cuenca Valle Medio del Magdalena.

16 – Cuenca Valle Medio del Magdalena; B.S.M.F. – Sistema de Fallas Bucaramanga - Santa Marta; B.S.F.S. – Sistema de Fallas Bitumina y La Salina; E.S.F.S. – Sistema de Fallas Espíritu Santo; S.L. – Serranía de San Lucas; G.F.B. – Cinturón Plegado de Girardot; C.C. – Cordillera Central. R.F.S.–Sistema de fallas de Romeral; MF – Falla de Murindó; OF – Falla de Oca; CF – Falla Cuiza; UFZ – Sistema de fallas de Uramita.

Las principales rocas fuente corresponden a las calizas y lutitas de las formaciones La Luna, Simití y Tablazo, las rocas reservorio presentes en la cuenca son las de las formaciones Lisama, Esmeralda, La Paz, Colorado y Mugrosa (Figura 2-32).

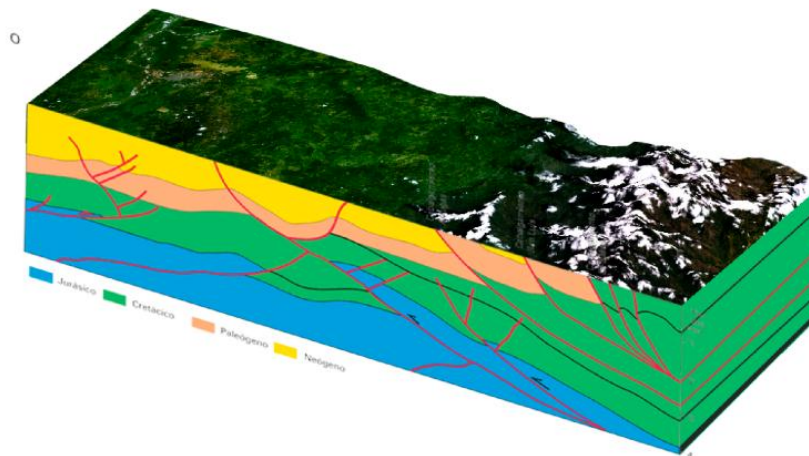


Figura 2-32. Sección esquemática de la cuenca Valle Medio del Magdalena.

2.2.17 Cuenca Valle Superior del Magdalena

La cuenca está limitada al Norte por el Cinturón Plegado de Girardot, al Sureste parcialmente por el Sistema de Fallas Algeciras-Garzón, al Noreste por el Sistema de Fallas de Bituima - La Salina, y al Oeste por rocas pre-cretácicas de la Cordillera Central (Figura 2-33).

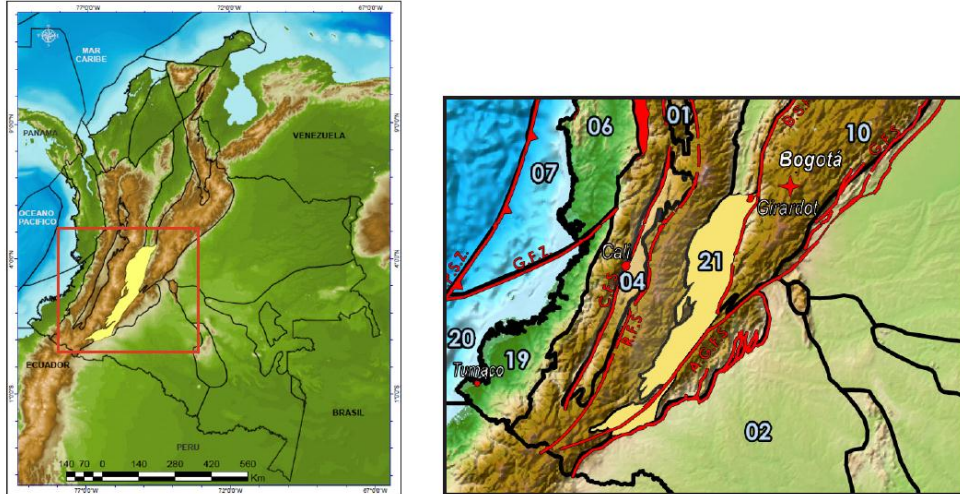


Figura 2-33. Localización y límites de la cuenca Valle Superior del Magdalena. 21 – Cuenca Valle Superior del Magdalena; B.S.F.S. – Sistema de Fallas Bitumina y La Salina; A.G.F.S. – Sistema de Fallas Algeciras – Garzón; G.F.B. – Cinturón Plegado de Girardot; C.C. – Cordillera Central

Durante las dos últimas décadas la cuenca se ha explorado activamente. Sin embargo, se cree que reservas importantes de petróleo permanecen entrampadas en plays estratigráficos. Las rocas generadoras de la cuenca son las lutitas y calizas de las formaciones Tetuán, Bambucá y La Luna; la roca reservorio se presenta en las formaciones Caballos, Monserrate y Honda, y la roca sello está representada por arcillolitas de la Formación Bambucá (Figura 2-34).

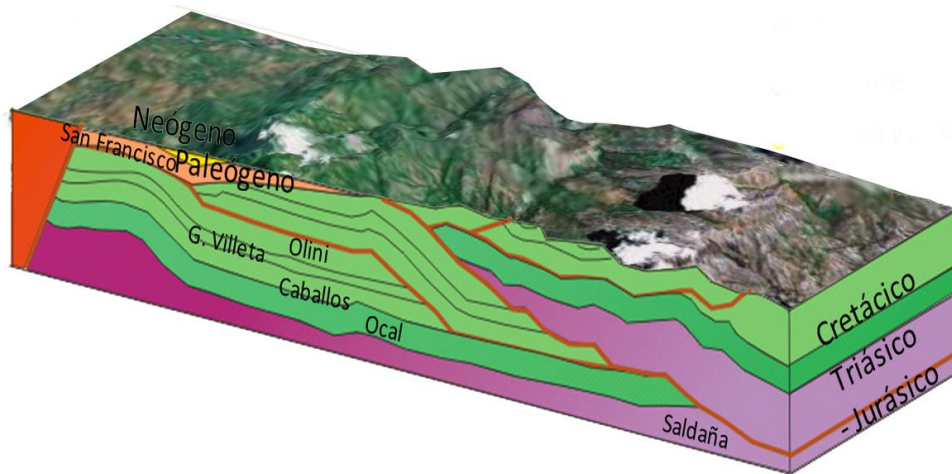


Figura 2-34. Sección esquemática de la cuenca Valle Superior del Magdalena.

2.2.18 Cuenca Sinú - San Jacinto

La cuenca Sinú - San Jacinto se encuentra al norte de Colombia, y es el área más prolífica en rezumaderos de petróleo y yacimientos de gas en toda Colombia. Esta cuenca está limitada al Este con el Sistema de Fallas de Romeral, al Norte y Noroeste con el mar Caribe, al Oeste con el Sistema de Fallas Uramita, y al Sur con las rocas sedimentarias y volcánicas Cretácicas de la Cordillera Occidental (Figura 2-35). El desarrollo estructural de la cuenca está ligado a la deformación transpresional generada por el desplazamiento de la placa Caribe.

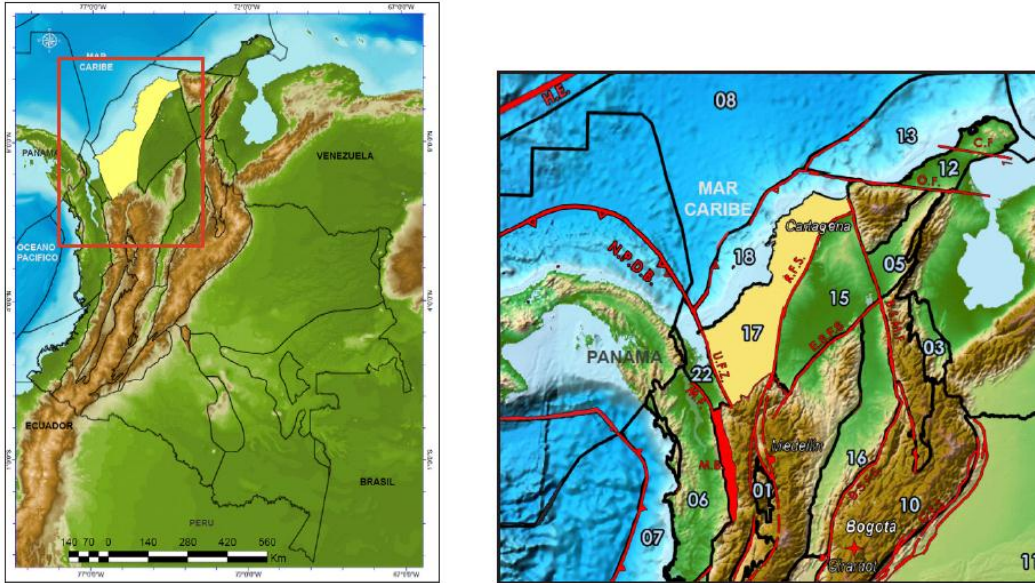


Figura 2-35. Localización y límites de la cuenca Sinú - San Jacinto.
 17- Cuenca Sinú San Jacinto; U.F.Z. – Sistema de Fallas Uramita; R.F.S. – Sistema de Fallas de Romeral;
 B.S.M.F. – Sistema de fallas Bucaramanga – Santa Marta; MF – Falla de Murindó; OF – Falla de Oca; CF –
 Falla Cuiza; E.S.F.S. – Sistema de Fallas del Espíritu Santo.

En la Figura 2-36 se puede observar un modelo esquemático de la cuenca.

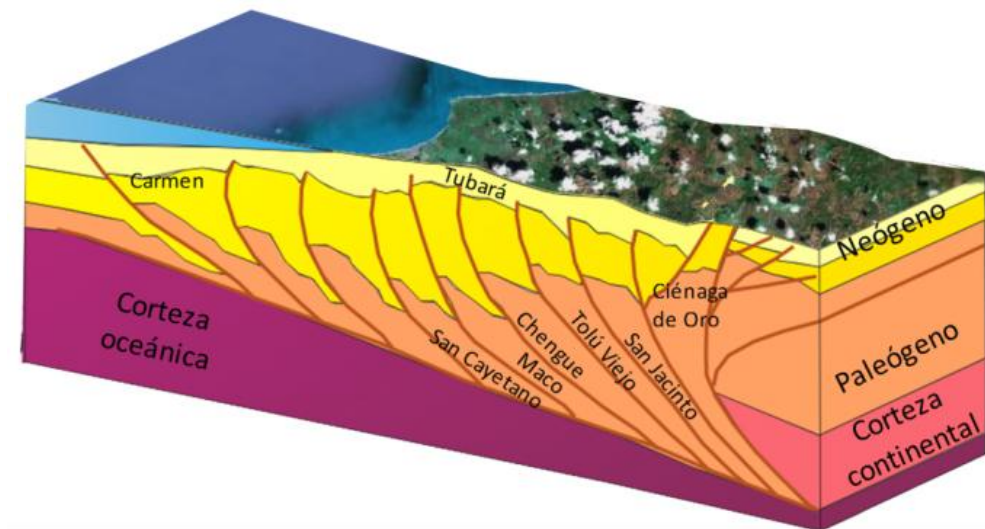


Figura 2-36. Sección esquemática de la Cuenca Sinú-San Jacinto.

2.2.19 Cuenca Sinú Offshore

La cuenca Sinú offshore está enteramente bajo aguas del Mar Caribe y está limitada al Noreste con la falla de Oca, al Sureste con la línea de costa, al Noroeste con el frente de deformación del Cinturón Deformado del sur del Caribe, y al Suroeste por el Sistema de Fallas de Uramita (Figura 2-37).

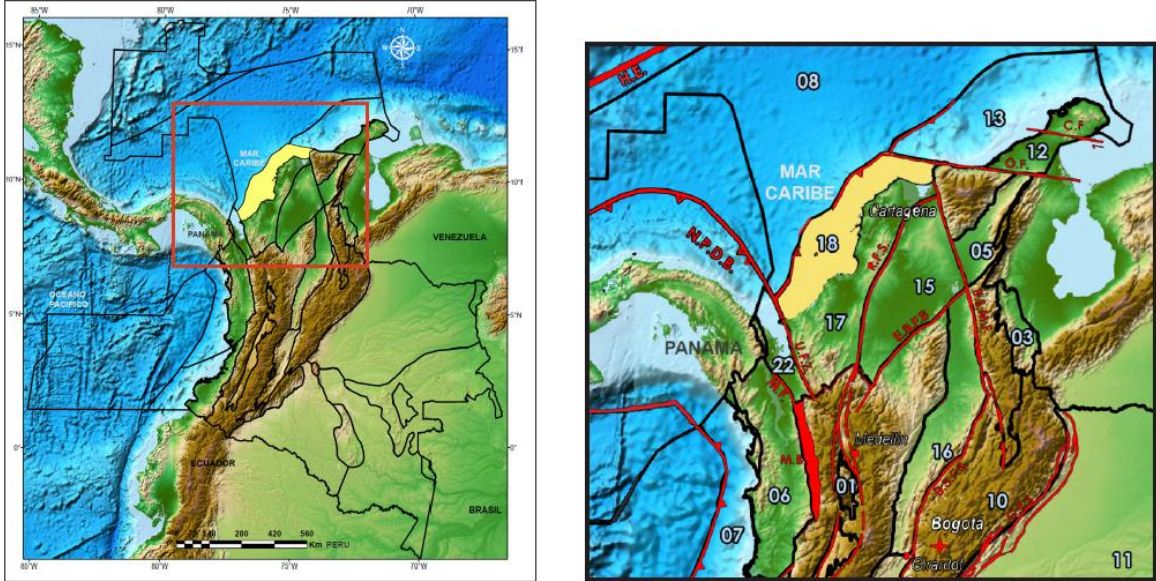


Figura 2-37. Localización y límites de la cuenca Sinú Offshore.

18 – Cuenca Sinú Offshore; O.F. – Falla de Oca; U.F.S. – Sistema de Fallas Uramita; S.C.D.B. – Frente de Deformación del Cinturón Deformado del sur del Caribe

En la Figura 2-38 se puede observar un modelo esquemático de la cuenca.

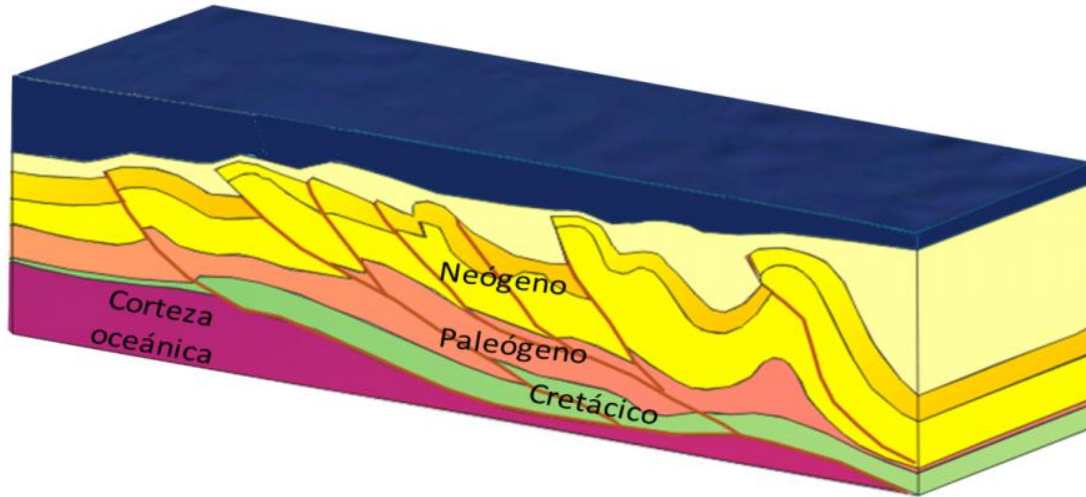


Figura 2-38. Sección esquemática de la cuenca Sinú Offshore.

2.2.20 Cuenca Tumaco

La cuenca Tumaco se encuentra en la región suroccidental de Colombia. La cuenca limita al Norte con el Sistema de Falla Garrapatas; al Sur se extiende hasta el límite entre Ecuador y Colombia, hacia el Este se extiende hasta las rocas cretácicas de la Cordillera Occidental, y hacia el Oeste hasta la línea de costa del Océano Pacífico (Figura 2-39).

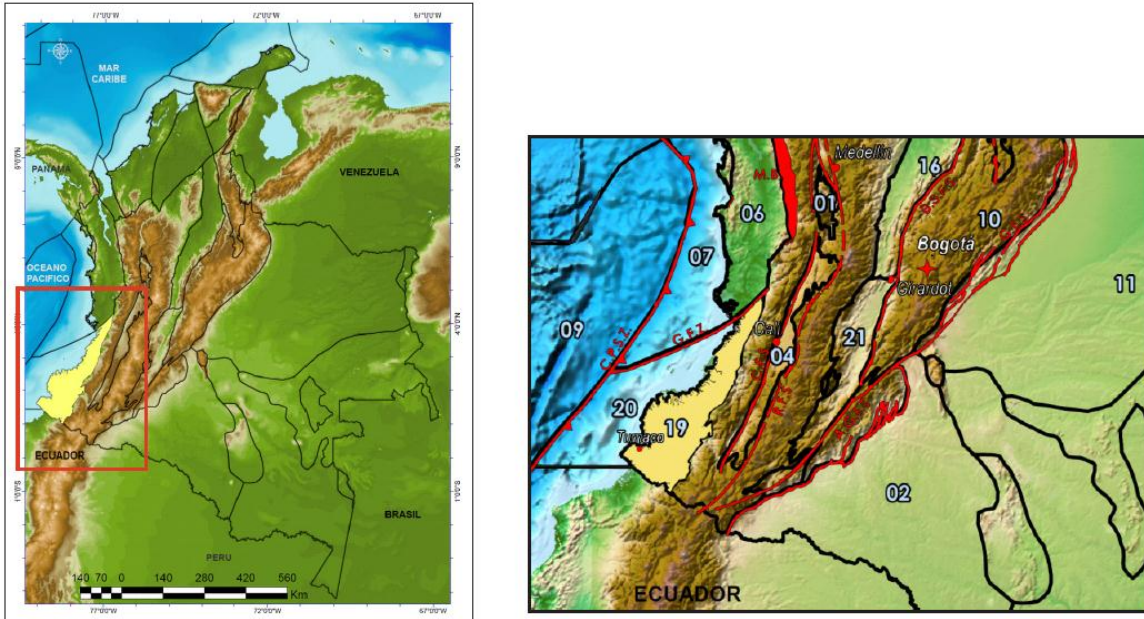


Figura 2-39. Localización y límites de la cuenca Tumaco.

19 – Cuenca Tumaco; G.F.Z. – Zona de Fallas de Garrapata; W.C. – Cordillera Occidental

En la Figura 2-40 se puede observar un modelo esquemático de la cuenca.

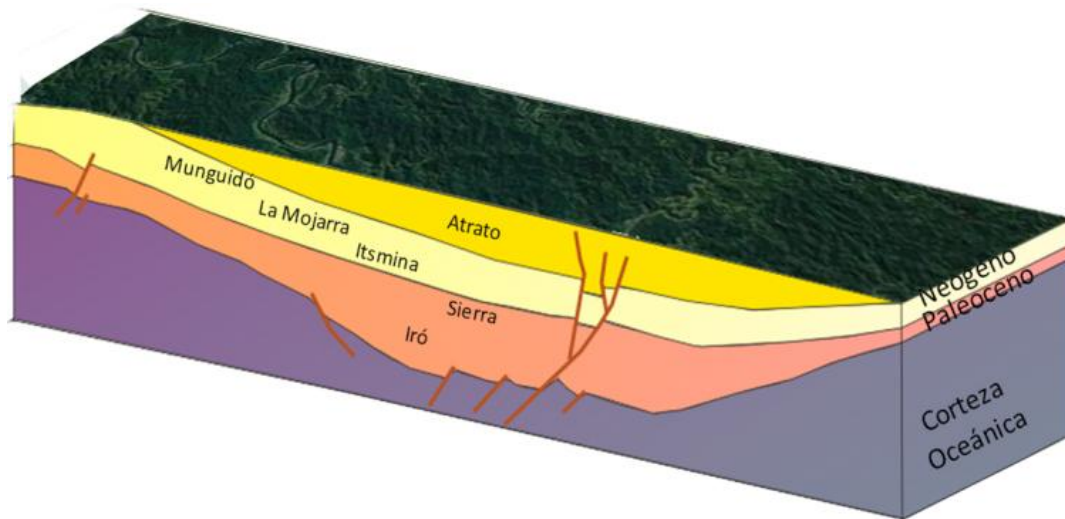


Figura 2-40. Sección esquemática de la Cuenca Tumaco.

2.2.21 Cuenca Tumaco Offshore

La cuenca Tumaco Offshore está localizada en la región marina al suroeste de Colombia, bajo aguas del Océano Pacífico. Los límites de esta cuenca son: al Norte con el Sistema de Fallas de Garrapatas, al Sur con la frontera con Ecuador; al Este con la línea de costa, y al Oeste con la trinchera de la zona de subducción del Pacífico Colombiano (Figura 2-41).

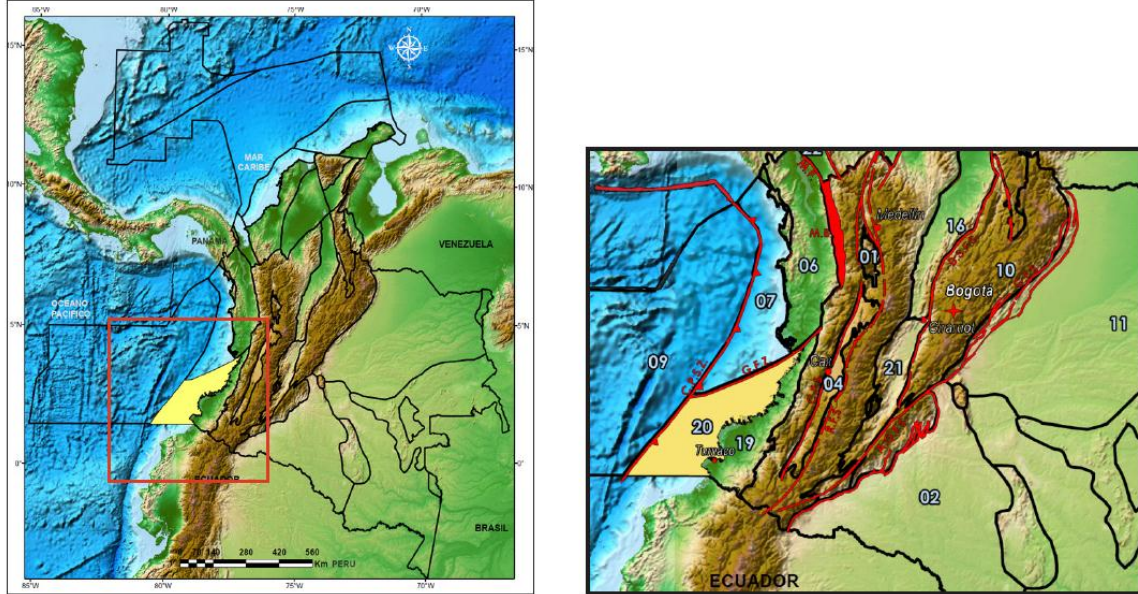


Figura 2-41. Localización y límites de la cuenca Tumaco Offshore.

20 – Cuenca Tumaco Offshore; G.F.Z. – Zona de Fallas de Garrapata; C.P.S.Z. – Zona de subducción Pacífico Colombia

En la Figura 2-42 se puede observar un modelo esquemático de la cuenca.

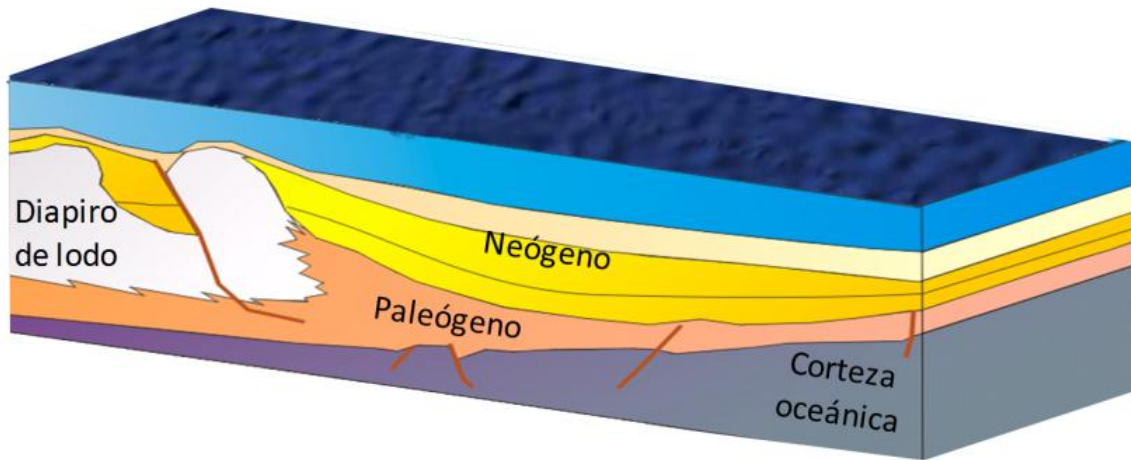


Figura 2-42. Sección esquemática de la cuenca Tumaco Offshore.

2.2.22 Cuenca Urabá

La cuenca Urabá está limitada al Norte y Noroeste por la frontera entre Colombia y Panamá, al Suroeste por el batolito de Mandé y la Falla Murindó, al Este por el Sistema de Fallas de Uramita, al Oeste por la Serranía del Darién y al Sur por las rocas cretácicas de la Cordillera Occidental (Figura 2-43).

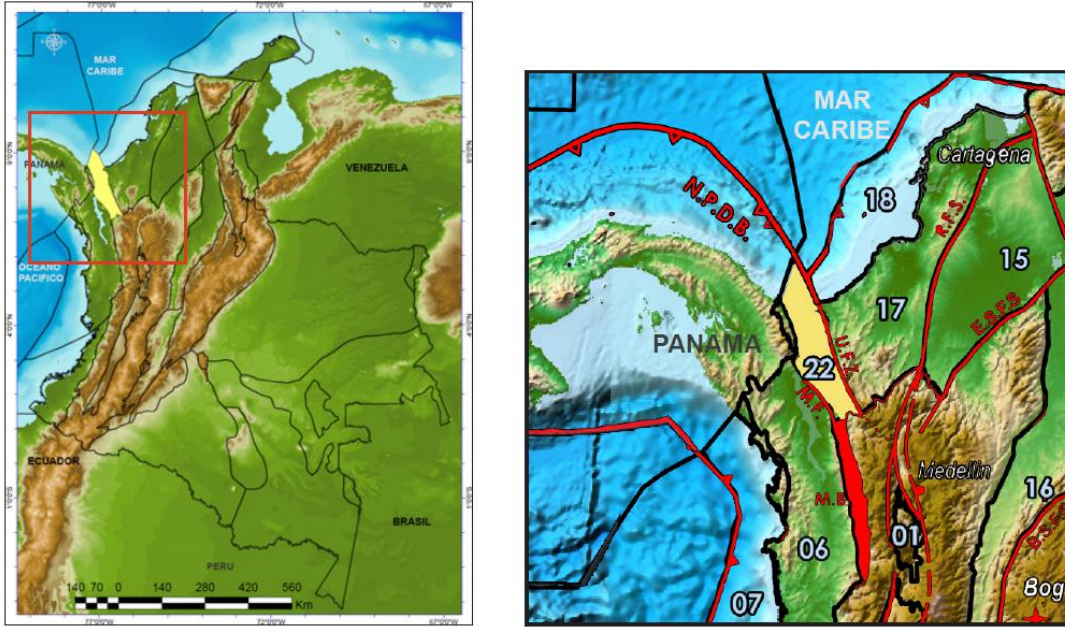


Figura 2-43. Localización y límites de la cuenca Urabá.

22 – Cuenca Urabá; U.F.S. – Sistema de Fallas Uramita; M.B. – Batolito de Mandé; M.F. – Falla de Murindó; S.D. – Serranía del Darién; W.C. – Cordillera Occidental

En la Figura 2-44 se puede observar un modelo esquemático de la cuenca.

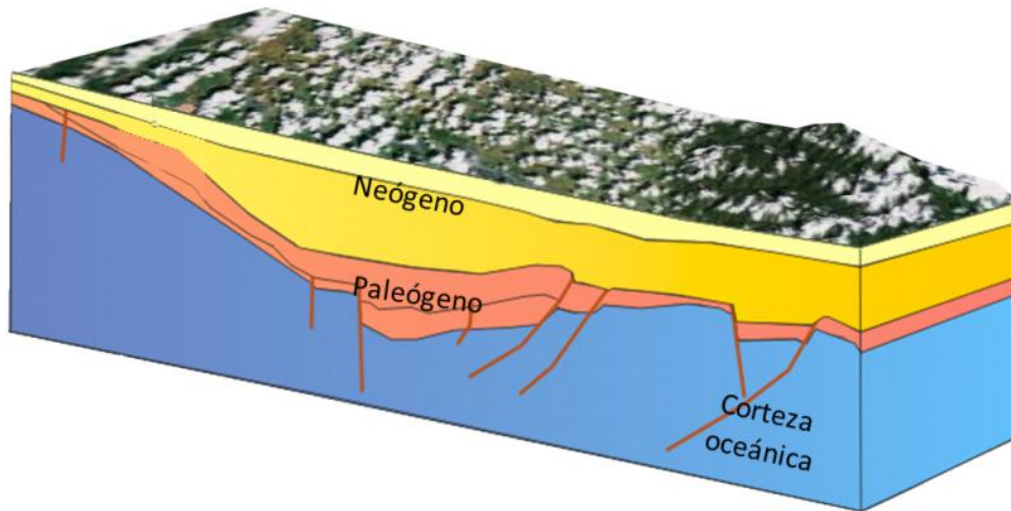


Figura 2-44. Sección esquemática de la cuenca Urabá.

2.2.23 Cuenca Vaupés-Amazonas

La cuenca Vaupés-Amazonas está limitada al Norte con el arco de Vaupés, al Sur y Sureste con las fronteras de Brasil y Perú, al Oeste con la Serranía de Chiribiquete y al Este con los Altos de La Trampa - Carurú (Figura 2-45).

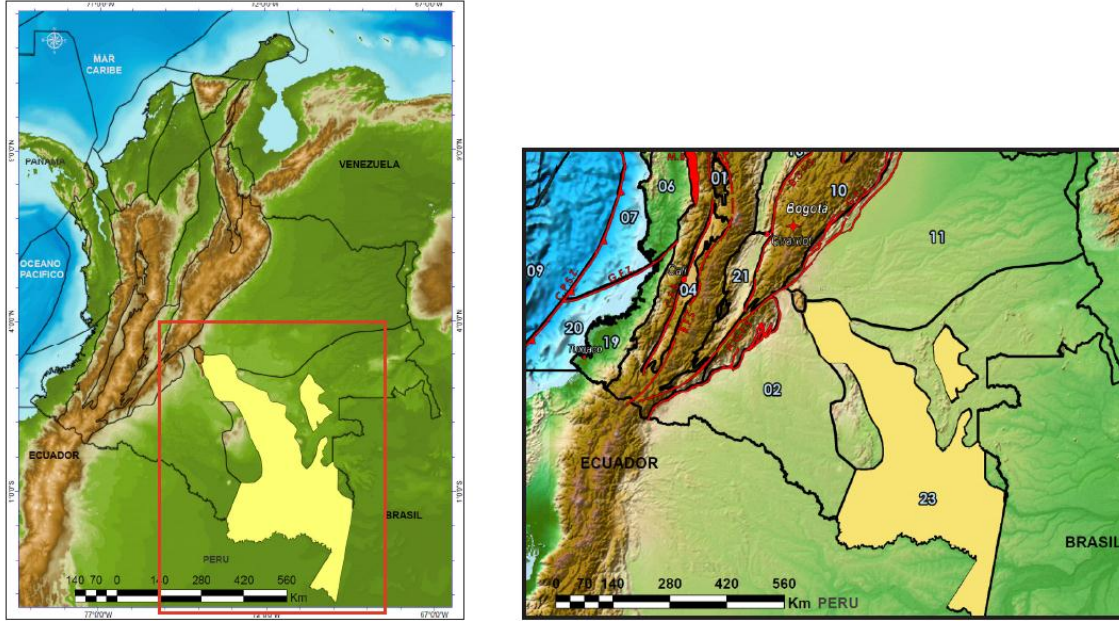


Figura 2-45. Localización y límites de la cuenca Vaupés-Amazonas.

En la Figura 2-46 se puede observar un modelo esquemático de la cuenca.

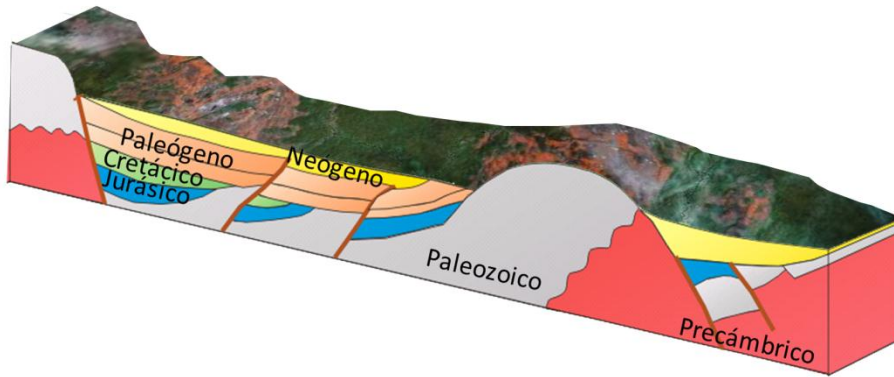


Figura 2-46. Sección esquemática de la cuenca Vaupés-Amazonas.

2.3 CONSIDERACIONES AMBIENTALES

Colombia cuenta con 56 áreas naturales pertenecientes al Sistema de Parques Nacionales Naturales, las cuales ocupan el 9.98% del territorio terrestre y el 1.30% del territorio marino, representado en un área total de 12'602,321 hectáreas (11'390,995 hectáreas terrestres y 1'211,326 hectáreas marinas).

Para las estimaciones a realizar durante el desarrollo del presente estudio se tuvo en cuenta las 56 áreas naturales, esto con el fin de no contabilizarlas en el cálculo de los diferentes recursos. En la Tabla 2-1 se muestran los porcentajes de las áreas representadas por parques nacionales y áreas de conservación para cada una de las cuencas sedimentarias de Colombia.

Cuenca	Área Reserva Natural (km ²)	Porcentaje de la Cuenca (%)
Amagá	-	0.0%
Caguán-Putumayo	8,550.0	7.8%
Guajira Offshore	75.1	0.1%
Sinú Offshore	1,579.4	5.3%
Catatumbo	444.7	5.8%
Cauca-Patía	4.8	0.0%
Los Cayos	10.0	0.0%
Cesar-Ranchería	-	0.0%
Chocó	811.3	2.1%
Colombia	-	0.0%
Pacífico Profundo Colombiano	9,571.8	3.6%
Cordillera Oriental	7,807.3	10.9%
Guajira	317.8	2.3%
Llanos Orientales	5,189.1	2.3%
Chocó Offshore	592.9	1.6%
Tumaco Offshore	1,080.6	3.1%
Sinú -San Jacinto	4,071.1	10.3%
Tumaco	588.9	2.5%
Urabá	289.4	3.1%
Valle Inferior del Magdalena	-	0.0%
Valle Medio del Magdalena	-	0.0%
Valle Superior del Magdalena	1,540.3	7.2%
Vaupés-Amazonas	33,486.0	21.6%
Área no-prospectiva	50,220.1	13.3%

Tabla 2-1. Porcentaje de áreas asociadas a parques nacionales con respecto al área total de la cuenca.

En la Figura 2-47 se presentan las áreas correspondientes al Sistema de Parques Nacionales Naturales.

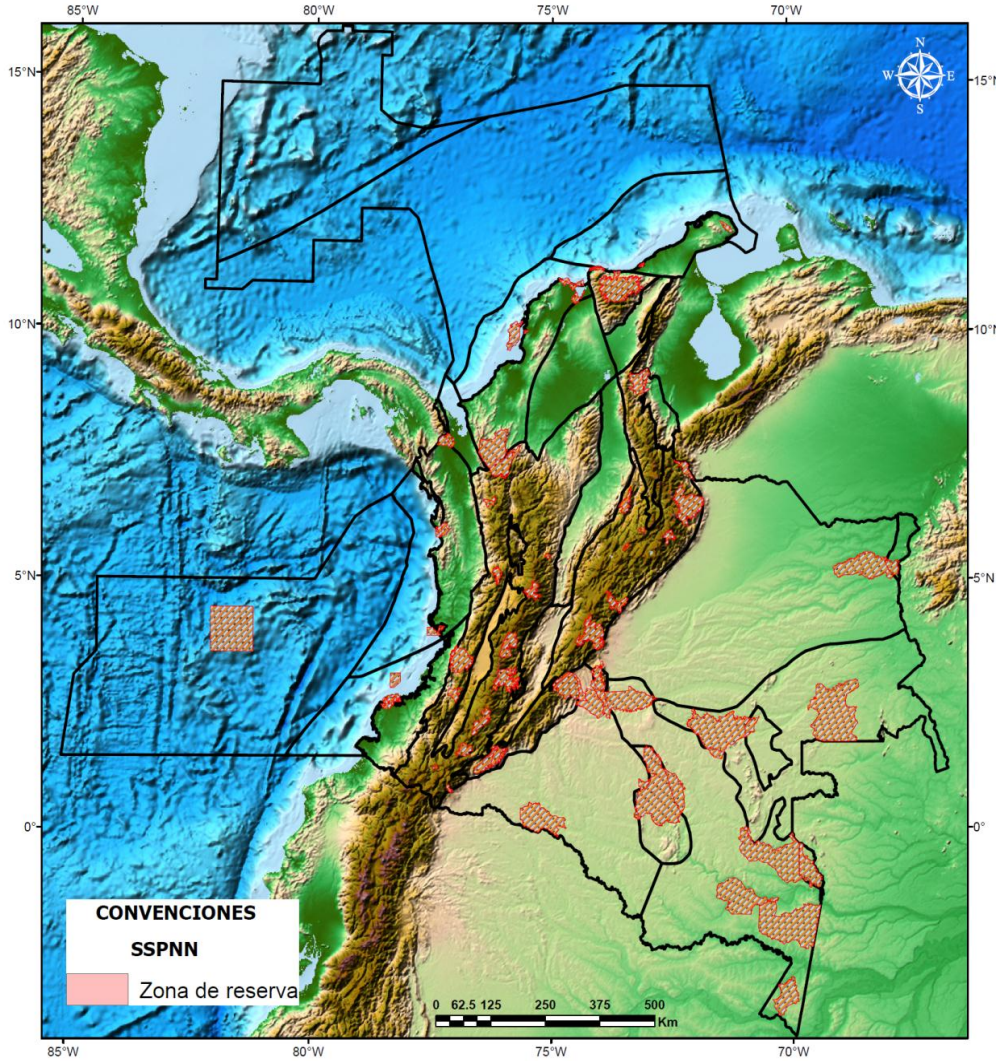


Figura 2-47. Distribución de las áreas de conservación en Colombia. Las mallas rojas indican la cobertura de estas zonas de conservación.

2.4 DATOS E HIPOTESIS

La evaluación de los recursos generados y acumulados fue realizada para 12 de las cuencas sedimentarias de Colombia, en las que se tenía la información necesaria para aplicar el procedimiento propuesto por Schmoker (1994) y las consideraciones planteadas por Hunt (1995). Éstas son: Catatumbo, Cesar Ranchería, Cordillera Oriental, Llanos Orientales, Sinú San Jacinto, Sinú Offshore, Tumaco, Valle Inferior del Magdalena, Valle Medio del Magdalena, Valle Superior del Magdalena, Caguán - Putumayo y Guajira Offshore.

2.4.1 Datos

Algunos de los datos empleados fueron tomados del Atlas Geoquímico de Colombia (ANH, 2010), y hacen parte de una compilación de análisis, muestras de pozo y afloramientos obtenidas durante reconocimientos regionales (Anexo 2-1). Otros datos fueron consultados en fuentes bibliográficas de

la Universidad Nacional de Colombia, y corresponden a estudios geológicos en campo para múltiples cuencas y diferentes unidades generadoras (Anexo 2-2).

2.4.2 Hipótesis

La estimación del hidrocarburo generado y entrampado en las cuencas sedimentarias de Colombia se realizó bajo las siguientes hipótesis:

2.4.2.1 Hipótesis 1

Siguiendo el método de balance de masas (Schmoker, 1994), la cantidad de hidrocarburo que fue generado en Colombia es función de la masa de carbono orgánico total y los índices de hidrógeno original y actual de la roca.

2.4.2.2 Hipótesis 2

Los factores de riesgo geológico planteados por Hunt (1995) permiten estimar, del volumen de hidrocarburo generado, cual logró preservarse y entramparse.

2.4.2.3 Hipótesis 3

La relación entre el hidrocarburo generado por cuenca y el área de cuenca permite estimar el recurso generado en zonas sin información.

2.5 METODOLOGÍA

Para la estimación del hidrocarburo generado en Colombia se utilizó la siguiente ecuación:

$$HC_v = 6.29 \cdot 10^{-3} * A * h * \rho_{roca} * \left[\frac{TOC}{100} \right] * \frac{(HI_o - HI_p)}{\rho_{HC}}$$

Ecuación 2-1. Volumen de Hidrocarburos Generados.

HC_v : Volumen de hidrocarburo generado (MMBOE).

A : Área de la cocina de formación (km^2).

h : Espesor de la cocina de formación (m).

ρ_{roca} : Densidad promedio de la formación (g/cm^3).

TOC : Porcentaje de carbono orgánico total presente en la roca ($\% g_{TOC} / g_{roca}$).

HI_o : Índice de hidrógeno original antes de la generación de hidrocarburos (mg_{HC}/g_{TOC}).

HI_p : Índice de hidrógeno actual (mg_{HC}/g_{TOC}).

ρ_{HC} : Densidad promedio del hidrocarburo (g/cm^3).

La ecuación anterior se obtiene sustituyendo en la Ecuación 2-2, las ecuaciones 2-3 y 2-4, extraídas del esquema en la Figura 2-2, y luego transformando la masa de hidrocarburos generados a volumen:

$$HC_m = 1 \cdot 10^{-6} * R * M$$

Ecuación 2-2. Masa de Hidrocarburos Generados.

Con,

$$M = \left[\frac{TOC}{100} \right] * \rho_{roca} * V$$

Ecuación 2-3. Masa de carbono orgánico.

Y

$$R = HI_o - HI_p$$

Ecuación 2-4. Hidrocarburos por unidad de TOC.

HC_m : Masa total de hidrocarburo generado en cada unidad de roca fuente (Kg).

R: Masa de hidrocarburo por gramo de TOC (mg_{HC}/g_{TOC}).

M: Masa de carbono orgánico (g_{TOC}).

V: Volumen de la cocina de formación (cm^3).

La aplicación de la Ecuación 2-1 en cada una de las cuencas requirió una aproximación probabilística, determinando distribuciones estadísticas de probabilidad para las variables necesarias, basados en el método de Montecarlo. De este modo, funciones de distribución fueron determinadas para representar el espesor, la fracción de TOC y la diferencia de los índices de hidrógeno. El área fue el único parámetro establecido como constante en el cálculo mediante el método de Montecarlo, ya que fue determinado en las cuencas con información geológica disponible. Esta aproximación consideró las siguientes etapas:

El área de la cocina de formación fue aproximada a partir de la extensión de las rocas generadoras, bien sea derivada de cartografía geológica, o a partir de información de pozos (p. ej. Schmoker, 1994; UIS, 2009).

- Se calculó una única función de distribución con los datos de espesor obtenidos de las fuentes bibliográficas de la Universidad Nacional de Colombia (Anexo 2-1).
- Se tomó una densidad promedio de roca de 2.4 g/cm³.
- Se tomaron los datos de TOC y S2 del Atlas Geoquímico de Colombia (ANH, 2010).
- Se obtuvieron distribuciones estadísticas para la fracción TOC/100 por cuenca.
- Se determinaron el índice de hidrogeno inicial y actual por cuenca.

- Se ajustaron diferentes funciones de distribución al parámetro R de la Ecuación 2-4.
- Se consideró una densidad promedio de hidrocarburo de 0.9 g/cm³.
- Se realizaron las corridas del proceso estadístico de simulación Montecarlo.
- Una vez calculado el hidrocarburo generado en cuenca, en las cuencas que contaban con la información necesaria para aplicar el método de Montecarlo, se estableció una relación entre el hidrocarburo generado estimado y el área de la cuenca, obteniéndose así una tendencia que permitió establecer una relación entre dichas variables, que se utilizó para proyectar estos resultados a las cuencas en las cuales no se tenía la información necesaria.
- Con la relación entre el hidrocarburo generado en una cuenca y su área, obtenida en el paso anterior, se estimó el hidrocarburo generado para las cuencas en las que no se contaba con los datos necesarios a partir de sus áreas.
- Finalmente, una vez calculado el valor total del hidrocarburo generado, se procedió a evaluar el volumen acumulado o entrampado considerando las observaciones de Hunt (1995).

2.6 RESULTADOS

Para la mayoría de las variables incluidas en la Ecuación 2-1 se realizaron análisis estadísticos que permitieron conocer su representatividad. Estos análisis son llamados pruebas de bondad de ajuste y permiten identificar la distribución de probabilidad que más se ajusta a los datos. Generando un valor (estadístico de la prueba) que refleja la desviación entre los datos y una distribución con unos parámetros determinados, las pruebas de bondad de ajuste indican si es válido el suponer que la información se comporta de acuerdo a dicha distribución (Hipótesis Nula).

Las pruebas de bondad de ajuste también permiten saber el grado de certeza en el cálculo del estadístico (probabilidad), es decir, si puede existir una desviación mayor. Algunas de las pruebas abordadas arrojan los intervalos en los que son válidas, según los parámetros de comportamiento de la distribución supuesta (intervalos de confianza).

Para las variables trabajadas como aleatorias se probaron diferentes distribuciones, primero estimando los parámetros de comportamiento con los datos según cada distribución, y posteriormente realizando pruebas de bondad para identificar el mejor estadístico (la menor desviación). En este informe solo se mostrarán los resultados de los mejores ajustes y estimaciones.

2.6.1 Área de la Cocina de Formación

En la Tabla 2-2 se presentan los valores de área de cocina considerados.

Cuenca	Área (km²)
Catatumbo	7,715.0
Cesar Ranchería	11,668.7
Cordillera Oriental	71,766.2
Llanos Orientales	225,603.3
Sinú Offshore	29,576.5
Sinú San Jacinto	39,644.6
Tumaco	23,732.4
Valle Inferior del Magdalena	38,017.4
Valle Medio del Magdalena	32,949.4
Valle Superior del Magdalena	21,512.8
Caguán-Putumayo	52,860.8
Guajira Offshore	110,304.1

Tabla 2-2. Área de las 12 cuencas con información para la aplicación de la metodología de Schmoker (1994).

2.6.2 Espesor de la Cocina de Formación

Con los espesores reportados por fuentes bibliográficas de la Universidad Nacional de Colombia (Anexo 2-1) para varias cuencas se estimaron los parámetros de distribución de un conjunto de funciones. La que mejor ajustó a los 178 datos fue la Lognormal. La Tabla 2-3 presenta los resultados de dicho ajuste.

PARAMETROS ESTIMADOS					PRUEBA DE BONDAD DE AJUSTE				
\hat{x}	INTERVALO DE CONFIANZA		\hat{y}	INTERVALO DE CONFIANZA		HIPOTESIS NULA	P	ESTADISTICO	G.L
5.74	5.58	5.91	1.12	1.01	1.25	No se rechaza	0.13	2.25	1

Tabla 2-3. Parámetros de ajuste y resultados de la prueba de bondad aplicada a los datos de Espesor para la determinación de la distribución usada en la estimación del hidrocarburo generado.

Los parámetros estimados \hat{x} y \hat{y} corresponden a la media y la desviación estándar de la distribución Lognormal, respectivamente. En la columna P se presenta el valor de la probabilidad de aceptación o rechazo de la hipótesis nula. La abreviación G.L hace relación a los grados de libertad de la prueba de bondad de ajuste.

2.6.3 Masa de Hidrocarburo Generado por gramo de TOC

Para el cálculo de R (Masa de hidrocarburo por gramo de TOC) se determinaron distintos valores de índice de hidrógeno actual, esto a partir de los datos de TOC y S2 del Atlas Geoquímico de Colombia (ANH, 2010), y utilizando la ecuación propuesta por Barker (1974):

$$HI_p = 100 * \frac{S_2}{TOC}$$

Ecuación 2-5. Índice de Hidrogeno propuesto por Baker (1994).

S_2 : Hidrocarburos generados por destilación del kerógeno (mg_{HC}/g_{roca}).

Una vez calculados los valores de $[[HI]]_p$ con la Ecuación 2-5, se seleccionó el valor máximo presentado por cuenca como el índice de hidrógeno inicial, así luego se realizó el cálculo de R usando la Ecuación 2-4. Finalmente, se determinaron las funciones de distribución de mejor ajuste para las 12 cuencas. En la Tabla 2-4 se resumen estos los resultados.

2.6.4 Fracción de TOC

Los resultados de los análisis estadísticos realizados a los datos de fracción de TOC de las cuencas con información se presentan en la Tabla 2-5.

CUENCA	DISTRIBUCION	PARAMETROS ESTIMADOS						PRUEBA DE BONDAD DE AJUSTE			
		\hat{x}	INTERVALO DE CONFIANZA		\hat{y}	INTERVALO DE CONFIANZA		HIPOTESIS NULA	P	ESTADISTICO	G. L
CAG-PUT	Extremo Min	513.8	509.8	517.8	83.89	80.65	87.28	No se rechaza	M.B	295.2	0
CAT	Extremo Min	261.5	258.9	264.1	40.59	38.60	42.69	No se rechaza	M.B	79.41	0
CES-RAN	Triangular	88.90	0	139.2	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
COR	Extremo Min	507.7	502.5	512.9	80.41	76.26	84.78	N se rechaza	M.B	188.79	6
GUA-OS	Triangular	135.8	0	208.0	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
LLA	Extremo Min	402.2	398.1	406.4	68.9	65.7	72.3	No se rechaza	M.B	148.8	0
SIN-OS	Extremo Min	150.3	146.9	153.6	22.39	19.77	25.36	No se rechaza	M.B	16.06	0
SIN-SJA	Extremo Min	106.2	103.4	109.0	20.99	18.81	23.43	No se rechaza	M.B	39.10	0
TUM	Extremo Min	68.70	65.62	71.78	13.15	10.94	15.82	No se rechaza	0.28	3.85	3
VIM	Extremo Min	211.9	209.5	214.3	31.07	29.14	33.14	No se rechaza	M.B	160.3	0
VMM	Extremo Min	348.9	342.2	355.6	62.8	57.2	69.0	No se rechaza	M.B	221.0	0
VSM	Weibull	413.9	405.7	422.3	2.06	1.99	2.13	No se rechaza	M.B	341.0	0

Tabla 2-4. Distribuciones, parámetros de ajuste y resultados de las pruebas de bondad aplicadas a los datos Masa de Hidrocarburo Generado por gramos de TOC.

Las abreviaciones CAG-PUT, CAT, COR, GUA-OS, LLA, SIN-OS, SIN-SJA, TUM, VIM, VMM y VSM hacen referencia a las cuencas Caguán-Putumayo, Catatumbo, Cordillera Oriental, Guajira Offshore, Llanos Orientales, Sinú Offshore, Sinú - San Jacinto, Tumaco, Valle inferior del Magdalena, Valle Medio de Magdalena y Valle Superior del Magdalena respectivamente. Los parámetros estimados \hat{x} y \hat{y} corresponden para la distribución Valor Extremo a los parámetros de ubicación y escala, y para la distribución Weibull a los parámetros “a” y “b” respectivamente. Para la distribución Triangular el parámetro estimado \hat{x} corresponde al valor más probable, y su intervalo de confianza presenta como extremos los valores mínimo y máximo. La abreviación “N/A” hace referencia a parámetros que no aplican para el tipo de distribución considerada. La abreviación M.B hace referencia a probabilidades muy bajas de aceptación o rechazo de la hipótesis nula.

CUENCA	DISTRIBUCION	PARAMETROS ESTIMADOS						PRUEBA DE BONDAD DE AJUSTE			
		\hat{x}	INTERVALO DE CONFIANZA		\hat{y}	INTERVALO DE CONFIANZA		HIPOTESIS NULA	P	ESTADISTICO	G.L
CAG-PUT	Gama	0.65	0.61	0.68	0.02	0.02	0.03	No se rechaza	M.B	21.26	1
CAT	Lognormal	-4.72	-4.78	-4.66	0.80	0.76	0.85	No se rechaza	M.B	44.0	0
CES-RAN	Lognormal	-4.81	-4.91	-4.69	0.78	0.71	0.87	No se rechaza	M.B	2.39	0
COR	Lognormal	-4.63	-4.67	-4.59	0.66	0.63	0.69	No se rechaza	M.B	48.73	1
GUA-OS	Lognormal	-4.69	-4.75	-4.65	0.53	0.50	0.56	No se rechaza	M.B	2.01	0
LLA	Lognormal	-5.02	-5.07	-4.97	0.98	0.94	1.01	No se rechaza	M.B	16.40	0
SIN-OS	Extremo Max	0.02	0.01	0.02	0.03	0.03	0.03	No se rechaza	M.B	96.7	2
SIN-SJA	Lognormal	-4.63	-4.70	-4.55	0.66	0.61	0.72	No se rechaza	M.B	0.04	0
TUM	Lognormal	-4.47	-4.61	-4.33	0.67	0.58	0.78	No se rechaza	M.B	4.25	0
VIM	Lognormal	-4.78	-4.82	-4.73	0.68	0.65	0.72	No se rechaza	M.B	12.02	0
VMM	Lognormal	-4.21	-4.28	-4.12	0.74	0.69	0.79	No se rechaza	M.B	17.81	0
VSM	Lognormal	-4.26	-4.31	-4.22	1.08	1.05	1.11	No se rechaza	M.B	144.9	0

Tabla 2-5. Distribuciones, parámetros de ajuste y resultados de las pruebas de bondad aplicadas a los datos Fracción de TOC. Los parámetros estimados \hat{x} y \hat{y} corresponden para la distribución Gama a los parámetro de forma y escala, y para la distribución Weibull a los parámetros “a” y “b”, respectivamente

2.6.5 Relaciones entre el Área de cuenca y los Hidrocarburos Generados

Una vez determinadas las diferentes funciones de distribución, se estimó el hidrocarburo generado por el método de Montecarlo aplicando un millón de iteraciones. Con los resultados obtenidos, se realizó una correlación entre los valores de hidrocarburo generado y el área de las diferentes cuencas (Figura 2-48).

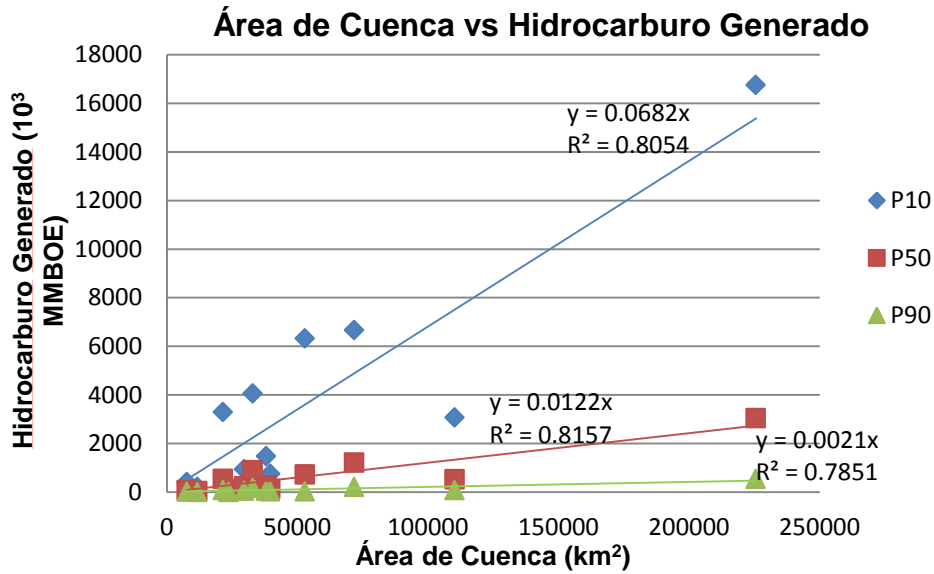


Figura 2-48. Área de cuenca versus Hidrocarburo generado para P10, P50 y P90.

En la figura 2-48 se pueden observar los altos coeficientes de correlación en cada uno de los percentiles graficados, lo cual sustenta que la Hipótesis 3, la cual se basa en ocurrencias estadísticas, se puede aplicar para el caso de las cuencas colombianas y permite establecer una relación entre el área y el hidrocarburo generado en una cuenca. Mediante las relaciones obtenidas se estimó el hidrocarburo generado en P₁₀, P₅₀ y P₉₀ para las cuencas que no contaban con información. La Tabla 2-6 presenta las áreas de dichas cuencas.

Cuenca	Área (km²)
Amagá	2,824.9
Cauca Patía	12,823.3
Cayos	144,755.0
Chocó	38,582.0
Colombia	256,995.3
Pacífico Profundo	272,426.6
Guajira	13,778.9
Chocó Offshore	37,773.3
Tumaco Offshore	34,552.7
Urabá	9,448.9
Vaupés Amazonas	154,867.3

Tabla 2-6. Área de las cuencas sin información.

2.6.6 Volumen de Hidrocarburo Generado

La Tabla 2-7 presenta los resultados, en P₁₀, P₅₀ y P₉₀, del hidrocarburo generado para cada una de las 23 cuencas sedimentarias de Colombia.

Cuenca	P ₁₀	P ₅₀	P ₉₀
OFFSHORE Total	54,666	9,574	1,613
Cayos	9,987	1,737	289
Chocó Offshore	2,565	446	74
Colombia	17,733	3,084	514
Guajira Offshore	3,061	530	87
Pacífico Profundo	18,125	3,152	525
Sinú Offshore	885	224	55
Tumaco Offshore	2,309	402	67
ONSHORE Total	51,937	9,054	1,504
Amagá	195	34	6
Caguán-Putumayo	5,836	666	31
Catatumbo	388	72	14
Cauca Paíña	884	154	26
Cesar Ranchería	217	38	6
Chocó	2,606	453	76
Cordillera Oriental	5,939	1,082	195
Guajira	929	161	27
Llanos Orientales	16,377	2,980	536
Sinú San Jacinto	673	121	21
Tumaco	286	51	9
Urabá	632	110	18
Valle Inferior del Magdalena	1,477	271	49
Valle Medio del Magdalena	4,061	897	174
Valle Superior del Magdalena	3,059	505	75
Vaupés Amazonas	8,377	1,457	243
Total Generado	106,603	18,628	3,116

Tabla 2-7. Hidrocarburo generado en Colombia.

En las Figuras 2-49, 2-50 y 2-51 se presentan gráficamente los valores de la Tabla 2-7.

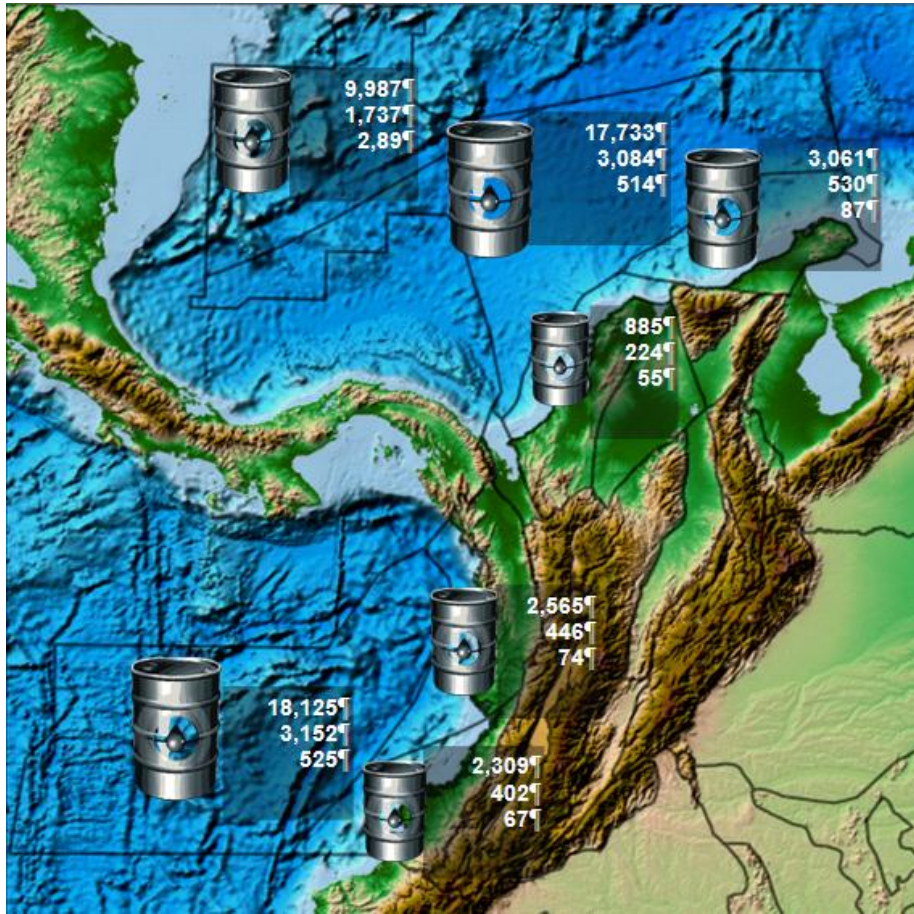


Figura 2-49. Hidrocarburo generado para las cuencas colombianas Offshore



Figura 2-50 Hidrocarburo generado para las cuencas colombianas Onshore

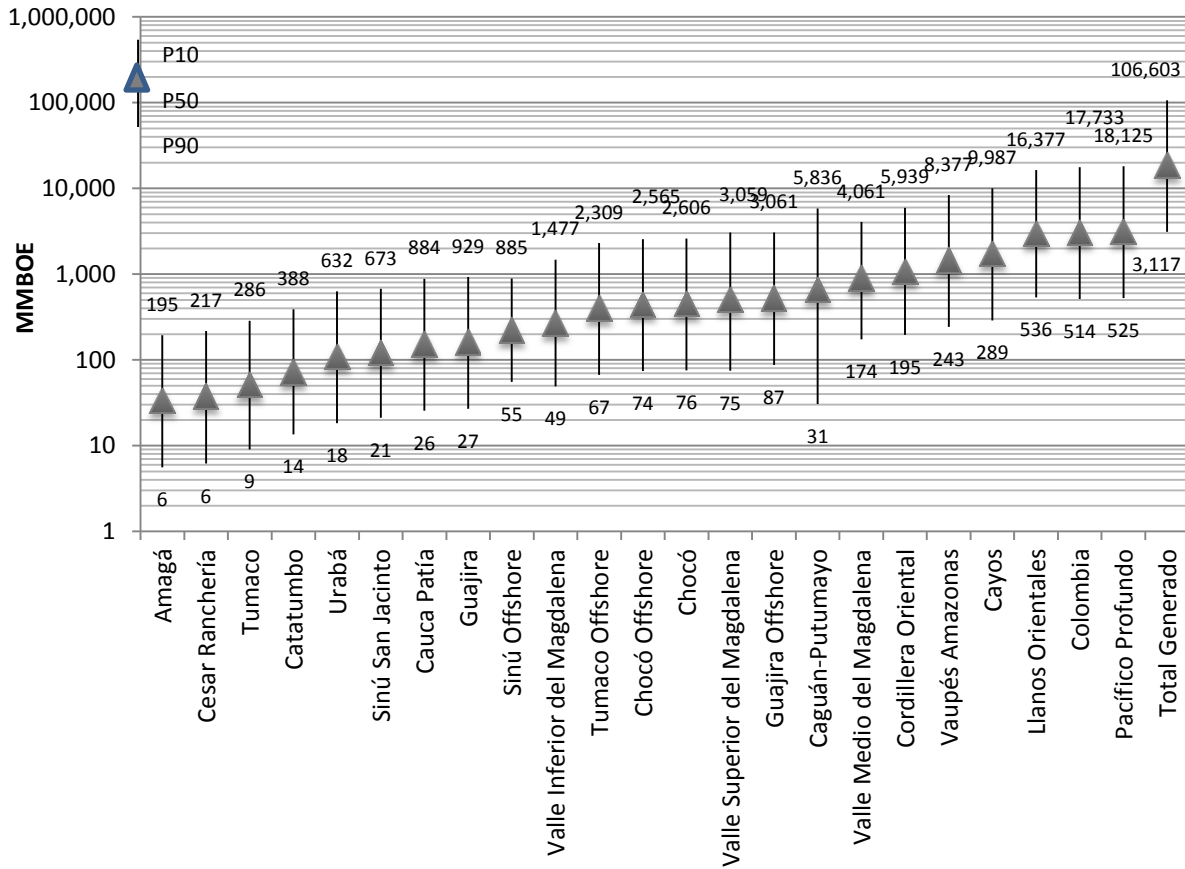


Figura 2-51. Hidrocarburo generado por cuenca. Hidrocarburos Entrampados

Una vez conocido el potencial de hidrocarburo generado para Colombia, se procedió a calcular un aproximado del total del hidrocarburo acumulado o entrampado aplicando las observaciones realizadas por Hunt (1995). De acuerdo a esto, aproximadamente sólo el 2.2% del hidrocarburo generado es acumulado, de este porcentaje, 1.8 % es crudo y 0.4 % es gas.

Los valores estimados del recurso para Colombia, discriminando entre aceite y gas, se presentan en las Tablas 2-8, 2-9 y 2-10. Para la conversión de barriles equivalentes de petróleo a pies cúbicos se utilizó un factor de 5800 ft³/BOE.

P ₁₀	2'345,000 MMBOE
P ₅₀	409,000 MMBOE
P ₉₀	68,000 MMBOE

Tabla 2-8. Hidrocarburo acumulado total.

P ₁₀	1'918,000 MMbbl
P ₅₀	335,000 MMbbl
P ₉₀	56,000 MMbbl

Tabla 2-9. Crudo acumulado total.

P ₁₀	2,477 Tcf
P ₅₀	429 Tcf
P ₉₀	70 Tcf

Tabla 2-10. Gas acumulado total.
Se ha utilizado un factor de conversión de 5800 cf/bbl

2.6.7 Análisis de Sensibilidad

Para establecer el grado de influencia de las diferentes variables aleatorias sobre los resultados de Ecuación 2-1, se realizó un análisis de sensibilidad. Este permite visualizar el peso que cada variable adquiere sobre el resultado durante el proceso de generación de números aleatorios, según la distribución estadística de la variable en particular. En la Tabla 2-11 se presentan dichas sensibilidades.

Cuenca	Espesor (%)	R (%)	TOC/100 (%)
Caguán-Putumayo	25.9	1.5	72.6
Catatumbo	59.5	0.0	40.5
Cesar-Ranchería	59.4	0.0	40.6
Cordillera Oriental	57.7	3.1	39.2
Guajira Offshore	53.9	9.8	36.4
Llanos Orientales	57.4	3.6	39.0
Sinú Offshore	88.0	3.9	8.1
Sinú - San Jacinto	56.5	5.2	38.3
Tumaco	56.7	4.8	38.5
Valle Inferior del Magdalena	57.9	2.6	39.5
Valle Medio del Magdalena	72.2	12.5	15.3
Valle Superior del Magdalena	49.9	16.1	33.9
Promedio	57.9	5.3	36.8

Tabla 2-11. Análisis de sensibilidad en el cálculo del Hidrocarburo Generado por cuenca.

El promedio de las sensibilidades se muestra en la Figura 2-52.

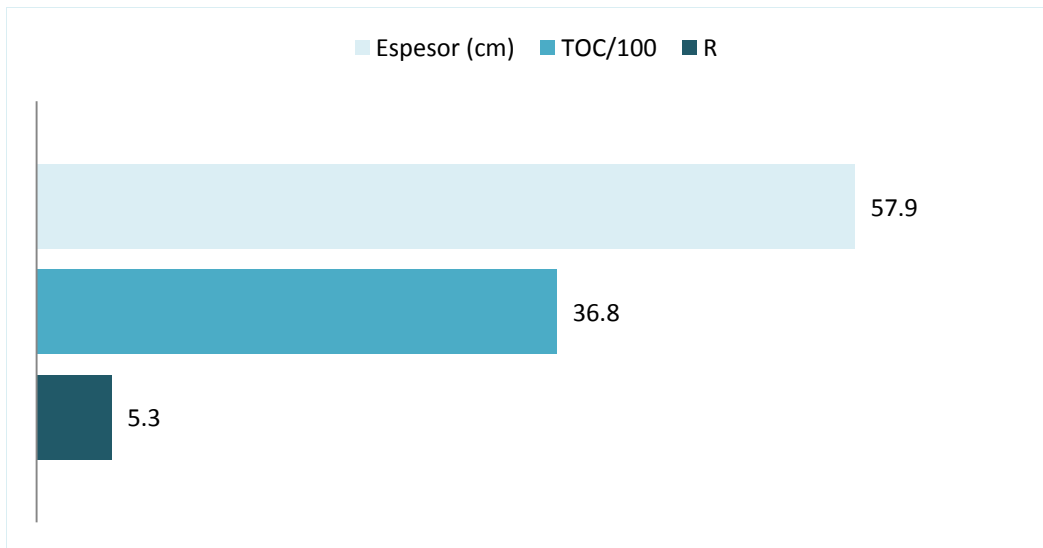


Figura 2-52. Sensibilidad promedio en la estimación del Hidrocarburo Generado en Colombia.

2.7 CONCLUSIONES

- Se estimó el hidrocarburo generado para Colombia en sus 23 cuencas, obteniéndose así recursos potenciales para los percentiles P₁₀ y P₉₀ en el rango de 2'345,000 y 68,000 MMBOE.
- De lo obtenido en P₁₀ y P₉₀, un rango entre 1'918,000 y 56,000 MMbbl corresponde a aceite, y lo restante, entre 2,477 y 70 Tcf, a gas.
- El análisis de sensibilidad muestra que el espesor y la fracción TOC/100 son las variables con mayor grado de incertidumbre en el cálculo.
- En los cálculos realizados se usaron una serie de datos que debe ser mejorados y complementados en un futuro, realizando un estudio detallado que permita reducir su rango de variabilidad. Este es el caso de los valores de espesor.
- En cuanto al porcentaje propuesto por Hunt (1995), este podría variar de cuenca a cuenca, ya que cada cuenca tiene una historia de generación, migración y pérdidas diferente. Sin embargo, para efectos de la investigación y considerando la cantidad de datos e información con la que se contaba, es una buena aproximación.

2.8 BIBLIOGRAFIA

Agencia Nacional de Hidrocarburos - ANH. (2007). Colombian Sedimentary Basins: Nomenclature, Boundaries and Petroleum Geology, a New Proposal. Bogota: B & M Exploration Ltda.

Agencia Nacional de Hidrocarburos. (2010). Atlas Geoquímico de Colombia. (U. N. Colombia, Ed.) Bogota.

Ahlbrandt, T. S. (2000). The USGS World Oil and Gas Assessment. Search and Discovery(10006).

Barker, C. (1974). Pyrolysis Techniques for Source Rock Evaluation. The American Association of Petroleum Geologists Bulletin, 58(11), 2349-2361.

D. Little, A. (2008). Evaluation of Potential of Unconventional Energy Resources in Colombia. Agencia Nacional de Hidrocarburos. Houston: Arthur D. Little Inc.

Griess, P. R. (1946). Colombias' Petroleum Resorces. Economic Geography, 22(4), 245-254.

Hunt, J. M. (1995). Petroleum Geochemistry and Geology. (Second Edition). W.H. Freeman.

Ortiz, J. (1997). Oportunidades de Desarrollo del Sector Hidrocarburos y su Aporte a la Economía del País. Cambio y Globalización: Oportunidades y Retos para la Industria Colombiana de los Hidrocarburos. Pontificia Universidad Javeriana.

Schmoker, J. M. (1994). Volumetric Calculations of Hydrocarbons Generated. The Petroleum System from Source to Trap. American Association of Petroleum Geologist Memoirs, 60, 323-326.

Universidad Industrial de Santander. (2009). Evaluación del Potencial Hidrocarburifero de las Cuencas Colombianas. ANH-FONADE.

Vargas, C. A. (2009). Nuevos Aportes a la Estimación del Potencial de Hidrocarburos en Colombia. Revista de la Academia Colombiana de Ciencias, XXXIII(126).

2.9 ANEXOS

2.9.1 Anexo 2-1

Archivo digital "Balance de Masas.xlsx". En el centro documental de la ANH

2.9.2 Anexo 2-2

Autor	Título de la Tesis	Año
Cardozo P., E.	Estratigrafía, ambiente y paleogeografía de la Fm. Rosablanca en el área de Moniquirá-Villa de Leiva	1982
Moreno V., E.	Características estratigráficas de la formación Villeta en el sector NW de la cuenca del Putumayo	1989
Gil V., A.	Análisis microfacial del grupo cogollo y formación de la luna cuenca Cesar Ranchería, Cesar y Guajira, Colombia	1990
Sánchez Q., C.	Petrografía e interpretación ambiental de la formación Tibú, grupo uribante (Aptiano) en el campo río de oro, cuenca del Catatumbo, con base en núcleos de perforación	1991
Mayorga M., M.	Caracterización geoquímica y facial de las rocas potencialmente generadoras de hidrocarburos en las formaciones del cretácico y terciario inferior de la Cordillera Oriental	1995
Mora B., J.	Estudio estratigráfico del Cretácico y Terciario Inferior en el extremo Norte de la Cuenca del Putumayo, alrededores de Belén de los Andaquíes y Morella, Caquetá	1998
Mera P., R.	Correlación estratigráfica de las rocas del intervalo Paleoceno-Oligoceno subcuenca de San Juan, Choco	2000
Caycedo G., H.	Propiedades de escalamiento para las poblaciones de fallas de formación Caballos en el sector sur del campo Orito: cuenca Putumayo, Colombia: modelamiento de los sistemas de fallas por debajo del límite de la resolución sísmica	2001
Malagón R., F.	Evaluación del potencial generador de hidrocarburos de las formaciones: Rosablanca, Paja y Tablazo, cuenca medio del Magdalena, Colombia	2001
Ramírez-J., R.	Sedimentología de la arenisca del Oso y su significado estratigráfico, en el Cinturón de San Jacinto Norte, Valle Inferior del Magdalena	2002
Gamba R., N.	Estratigrafía física, petrográfica y análisis del ambiente de depósito de la formación Tetuán en el anticlinal de Chicambe y la quebrada Bambucá, Valle superior del Magdalena.	2002
Mayorga N., E.	Evaluación del potencial hidrocarburífero de la Formación Chipaque (unidad operacional K1 medio y superior) en el bosque Apiay-Ariari, cuenca de llanos orientales	2005
Guzmán A., E.	Evaluación petrofísica de la formación Tetuán en el campo Balcón, Valle Superior del Magdalena	2007

Tabla 2-12. Fuentes de consulta para los datos de Espesor. Tesis de la Universidad Nacional de Colombia.

3 RECURSO ORIGINAL RECUPERABLE

3.1 GENERALIDADES

En esta sección se estimará el recurso original *in situ* (“*original oil in place*” y “*gas initially in place*”) para aceite, gas convencional y gas asociado a partir de una aproximación volumétrica. Los resultados calculados serán afectados por factores de riesgo geológicos y de recobro para la presentación final del recurso recuperable por tipo de fluido.

3.1.1 Estimación Volumétrica

La estimación volumétrica es una herramienta que permite evaluar el hidrocarburo *in situ* bajo condiciones restringidas de información de producción y del yacimiento. El recurso recuperable se cuantifica afectando la estimación con un factor de recobro obtenido a partir del rendimiento de yacimientos análogos y/o estudios de simulación (Dean, 2007).

Los datos necesarios para realizar la estimación volumétrica son: áreas de yacimientos, espesores de yacimientos, porosidades, saturaciones de agua, factores volumétricos, relación gas – aceite (GOR) y producción acumulada por campo.

3.2 DATOS E HIPOTESIS

3.2.1 Datos

La información reportada a la Agencia Nacional de Hidrocarburos en los Informes de Reservas y Recursos, Informes Técnicos e informes de exploración y producción a Diciembre 31 de 2010, permitió la evaluación del recurso original *in situ* para un número limitado de cuencas sedimentarias en Colombia, para el caso de aceite y gas asociado se evaluaron cinco cuencas, y para gas se evaluaron siete cuencas.

La metodología propuesta por Vargas (2009) fue aplicada para deducir ciertas variables en cuencas en las que la información suministrada por la ANH fue insuficiente.

3.2.2 Hipótesis

El recurso original *in situ* fue estimado bajo la siguiente hipótesis:

3.2.2.1 Hipótesis 1

Existe una relación entre la razón Área de Producción / MMbbl producidos y la razón Área de Producción / Área de Cuenca, la cual permite inferir el área máxima de producción posible en las cuencas sedimentarias (Figura 3-1).

3.3 METODOLOGIA

Para la estimación del recurso *in situ* en Colombia se utilizaron las siguientes ecuaciones:

$$OOIP = \frac{7758 * A * h * \varphi * (1 - S_w)}{B_o}$$

Ecuación 3-1. Aceite original in situ.

$$GIIP = \frac{43560 * A * h * \varphi * (1 - S_w)}{B_g}$$

Ecuación 3-2. Gas inicial in situ.

OOIP: Aceite Original *In Situ* (bbl).

GIIP: Gas inicial *In Situ* (bbl).

A: Área de Producción (Acres).

h: Espesor total del Yacimiento (ft).

φ : Porosidad del Yacimiento (v/v).

S_w : Saturación de Agua (v/v).

B_o : Factor Volumétrico del Aceite (bbl_v / bbl_N).

B_g : Factor Volumétrico del Gas (ft³_v/ft³_N).

Las constantes **7758** y **43560** se usan para obtener resultados en barriles (bbl) y pies cúbicos (cf) respectivamente.

Para la estimación realizada con las ecuaciones 3-1 y 3-2 fue necesaria aproximarse de forma probabilística usando el método Montecarlo. Las variables aleatorias fueron el espesor, la porosidad, la saturación de agua y factor volumétrico del gas y el aceite. A pesar que el factor volumétrico podría ser marginal en la estimación del recurso, su variabilidad fue tenida en cuenta debido al amplio rango de observaciones. El área de producción se tomó como constante. Dicha estimación incluyó los siguientes pasos:

- Se recopilaron los datos de formaciones, unidades, áreas, espesores, porosidades, saturaciones de agua, gravedad API, relación Gas-Aceite (GOR), factores volumétricos y producción acumulada por campo en cada cuenca, discriminando el tipo de fluido producido (gas o aceite).
- Se realizaron análisis estadísticos para determinar las distribuciones que mejor se ajustaban a la información de espesor, porosidad, saturación de agua, factor volumétrico y GOR.
 - Para el caso del aceite se obtuvieron funciones para cada variable en cinco cuencas: Caguán-Putumayo, Catatumbo, Llanos Orientales, Valle Medio del Magdalena y Valle Superior del Magdalena (Figura 3-1)
 - Para el caso del gas inicial *in situ* el número de datos fue insuficiente, por lo cual se halló una sola distribución por variable, incorporando todas las cuencas.

- A las cuencas restantes, sin información tanto para aceite como para gas, se les asoció para cada variable una función de distribución común (tanto para aceite como para gas), y construida a partir de la información de todas las cuencas.
- Se sumaron las áreas en producción y la producción acumulada de los diferentes campos por cuenca, discriminando el tipo de fluido.
- Para las cuencas sin áreas en producción se aplicó la metodología de Vargas (2009).
 - Con el total de la producción de aceite, áreas productoras y áreas de cada cuenca, se calcularon las relaciones: Área de Producción / Área de la Cuenca y Área de Producción / MMbbl Producidos.
 - En un gráfico log-log se proyectaron, sobre la abscisa y la ordenada, los pares Área de Producción / Área de la Cuenca y Área de producción/ MMbbl Producidos, respectivamente.
 - Se identificó la ecuación de la curva que mejor ajustaba los puntos.
 - La función obtenida fue proyectada hasta cortar el eje de la abscisa en un valor definido para el rango de “1 - 8 ha/MMbbl”. Este valor representa los límites superiores “razonables”, detectados en series de producción.
 - Asumiendo la existencia de áreas de cuenca con eficiencias en el rango 1 – 8 ha por cada MMbbl, es posible inferir la fracción máxima de una cuenca que puede alcanzar tales condiciones de eficiencia en la producción.
 - Se afectó con dicha fracción de área el resto de cuencas sin información de áreas de producción de aceite y gas.
- Con las áreas de producción estimadas por cuenca y tipo de fluido, las distribuciones para espesores, porosidades, saturación de agua, GOR y factores volumétricos, se realizaron las corridas del proceso estadístico de simulación Montecarlo para la estimación del aceite original *in situ* y gas inicial *in situ*.
- Finalmente, los resultados obtenidos fueron afectados con factores de riesgo geológico, recobro (aceite o gas) y fracción de área asociada a reservas naturales.

3.4 RESULTADOS

3.4.1 Área de Producción

Las áreas de producción, y las relaciones Área de Producción / Producción Acumulada y Área de Producción / Área de Cuenca, para las cinco cuencas con información usadas en la estimación del OOIP se reportan en la Tabla 3-1.

Cuenca	Área de Producción	Área de Producción / MMBOE	Área de Producción / Área de Cuenca
	(ha)	(ha/MMbbl)	(%)
Caguán-Putumayo	29,834.06	94.25	0.27
Catatumbo	18,359.82	41.94	2.38
Llanos Orientales	102,248.95	36.26	0.45
Valle Medio del Magdalena	46,695.06	35.09	1.42
Valle Superior del Magdalena	15,539.54	23.57	0.72

Tabla 3-1. Áreas de producción por cuenca y relaciones para la aplicación de la aproximación de Vargas (2009) usadas en el cálculo del OOIP.

La representación semi-log de los valores en la Tabla 3-1 se muestra en la Figura 3-1. Con base en estos se encontró para el caso del OOIP que la fracción porcentual del área de una cuenca que

puede producir bajo una expectativa deseada de 1 MMbbl por hectárea (en un escenario optimista) es del 6.97%. Sin embargo, en uno más conservador considerando una expectativa de 1 MMbbl en 8 hectáreas el porcentaje del área en producción de la cuenca caería a 3.44 %. La falta de información para la determinación de las áreas de producción en el caso del *GIIP* no nos permitió calcular el porcentaje de área en producción, por lo que se tomó el mismo calculado para el *OOIP*.

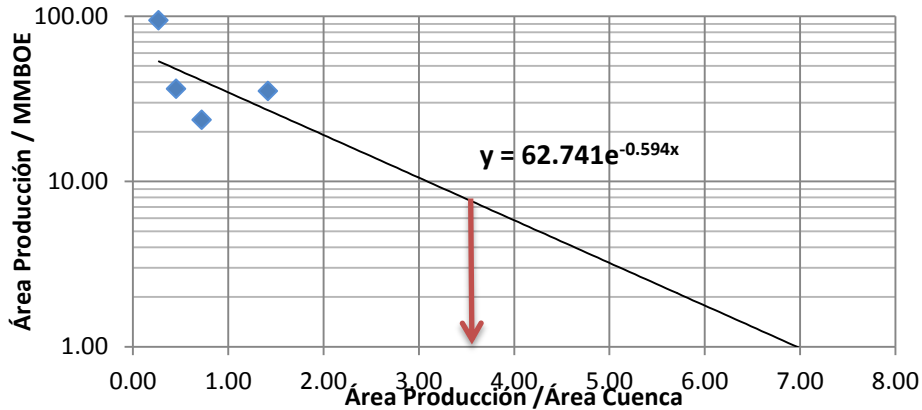


Figura 3-1. Estimación del porcentaje de área en producción para la estimación del *OOIP*.

El punto correspondiente a la cuenca Catatumbo no se consideró para este ajuste pues se salía de la tendencia presentada por las cuencas restantes, ya que presenta una alta producción (MMBOE) para la extensión de área (ha) que se encuentra en producción, respecto a las demás cuencas. La flecha roja indica el porcentaje de área de cuenca que produciría bajo una expectativa de 1 MMbbl por cada 8 Ha; 3.44%, un escenario más conservador.

La Tabla 3-2 presenta las áreas calculadas en las diferentes cuencas aplicando los porcentajes obtenidos.

Cuenca	ÁREA (ha)
OFFSHORE	
Cayos	1,010,422.06
Chocó Offshore	263,665.98
Colombia	1,793,883.99
Guajira Offshore	368,980.45
Pacifico Profundo Colombiano	1,901,598.01
Sinú Offshore	206,450.36
Tumaco Offshore	241,185.41
ONSHORE	
Amagá	19,718.64
Cauca-Patía	89,509.52
Cesar-Ranchería	81,449.94
Chocó	269,310.79
Cordillera Oriental	500,943.98
Guajira	96,179.91
Sinú - San Jacinto	276,728.02
Tumaco	165,657.55
Urabá	65,955.77
Valle Inferior del Magdalena	265,369.89
Vaupés-Amazonas	1,081,008.23

Tabla 3-2. Áreas de producción estimadas usando la aproximación de Vargas (2009).

3.4.2 Espesor del Yacimiento

Las distribuciones de mejor ajuste a los datos de espesor usados en la estimación de recurso *in situ* para aceite y gas se muestran en las tablas 3-3 y 3-4.

3.4.3 Porosidad del Yacimiento

En las tablas 3-5 y 3-6 se presentan los parámetros obtenidos para las funciones de distribución de porosidad.

3.4.4 Saturación de Agua

La información de saturación de agua permitió obtener, para los recursos *in situ*, las distribuciones de las tablas 3-7 y 3-8.

3.4.5 Factores Volumétricos

Los parámetros estadísticos calculados para los factores volumétricos para el aceite y el gas se muestran en las tablas 3-9 y 3-10.

CUENCA	DISTRIBUCION	PARAMETROS ESTIMADOS						PRUEBA DE BONDAD DE AJUSTE			
		\hat{x}	INTERVALO DE CONFIANZA		\hat{y}	INTERVALO DE CONFIANZA		HIPOTESIS NULA	P	ESTA DISTICO	G.L
CAG-PUT	Weibull	34.49	29.79	39.96	1.23	1.09	1.40	No se rechaza	0.30	3.70	3
CAT	Lognormal	3.81	3.48	4.15	0.86	0.68	1.18	No se rechaza	M.B	1.17	0
LLA	Lognormal	3.17	2.88	3.46	1.23	1.05	1.47	No se rechaza	M.B	9.31	0
VMM	Lognormal	4.11	3.86	4.36	0.89	0.75	1.11	No se rechaza	0.38	1.94	2
VSM	Lognormal	4.38	4.11	4.65	0.86	0.70	1.09	No se rechaza	0.48	0.49	1
Cuencas Restantes	Triangular	30	0	825	N/A	N/A	N/A	N/R	N/R	N/R	N/R

Tabla 3-3. Distribuciones, parámetros de ajuste y resultados de las pruebas de bondad aplicadas a los datos de Espesor usados en la estimación del OOIP.

Las abreviaciones CAG-PUT, CAT, LLA, VMM y VSM hacen referencia a las cuencas Caguán-Putumayo, Catatumbo, Llanos Orientales, Valle Medio de Magdalena y Valle Superior del Magdalena. Los parámetros estimados \hat{x} y \hat{y} corresponden para la distribución Weibull a los parámetros “a” y “b”, y para la distribución Lognormal a la media y la desviación estándar respectivamente. Para la distribución Triangular el parámetro estimado \hat{x} corresponde al valor más probable, y su intervalo de confianza presenta como extremos los valores mínimo y máximo. La abreviación “N/A” hace referencia a parámetros que no aplican para el tipo de distribución considerada. La abreviación “N/R” hace referencia a parámetros que, por salir del rango del algoritmo de cálculo, no fueron reportados durante la estimación estadística. La abreviación M.B hace referencia a probabilidades muy bajas de aceptación o rechazo de la hipótesis nula.

PARAMETROS ESTIMADOS						PRUEBA DE BONDAD DE AJUSTE			
\hat{x}	INTERVALO DE CONFIANZA		\hat{y}	INTERVALO DE CONFIANZA		HIPOTESIS NULA	P	ESTADISTICO	G.L
3.77	3.49	4.04	1.25	1.08	1.47	No se rechaza	0.13	4.14	2

Tabla 3-4. Parámetros de ajuste de la distribución Lognormal y resultados de la prueba de bondad aplicada a los datos de Espesor usados en la estimación del GIIP.

CUENCA	DISTRIBUCION	PARAMETROS ESTIMADOS						PRUEBA DE BONDAD DE AJUSTE			
		\hat{x}	INTERVALO DE CONFIANZA		\hat{y}	INTERVALO DE CONFIANZA		HIPOTESIS NULA	P	ESTADISTICO	G.L
CAG-PUT	Extremo Max	0.16	0.15	0.17	0.05	0.04	0.05	No se rechaza	M.B	116.28	0
CAT	Beta	3.94	2.04	7.59	49.93	24.98	99.78	No se rechaza	M.B	0.11	0
LLA	Extremo Min	0.25	0.24	0.26	0.04	0.04	0.05	No se rechaza	0.19	6.11	4
VMM	Beta	12.60	9.91	16.03	50.62	37.75	67.87	No se rechaza	0.22	4.46	3
VSM	Lognormal	-	-	-	0.22	0.18	0.28	No se rechaza	0.27	3.97	3
Cuencas Restantes	Normal	0.16	0.15	0.17	0.06	0.05	0.07	No se rechaza	M.B.	48.21	0

Tabla 3-5. Distribuciones, parámetros de ajuste y resultados de las pruebas de bondad aplicadas a los datos de Porosidad usados en la estimación del OOIP.

Los parámetros estimados \hat{x} y \hat{y} corresponden para la distribución Valor Extremo a los parámetros de ubicación y escala, para la distribución Beta a los parámetros “a” y “b”, y para la distribución Normal a la media y la desviación estándar respectivamente.

PARAMETROS ESTIMADOS						PRUEBA DE BONDAD DE AJUSTE			
\hat{x}	INTERVALO DE CONFIANZA		\hat{y}	INTERVALO DE CONFIANZA		HIPOTESIS NULA	P	ESTADISTICO	G.L
2.64	1.69	4.09	15.50	9.02	26.66	No se rechaza	M.B	16.19	0

Tabla 3-6. Parámetros de ajuste de la distribución Beta y resultados de la prueba de bondad aplicada a los datos de Porosidad usados en la estimación del GIIP.

CUENCA	DISTRIBUCION	PARAMETROS ESTIMADOS						PRUEBA DE BONDAD DE AJUSTE			
		\hat{x}	INTERVALO DE CONFIANZA		\hat{y}	INTERVALO DE CONFIANZA		HIPOTESIS NULA	P	ESTADISTICO	G.L
CAG-PUT	Lognormal	-	-	-1.34	0.39	0.35	0.45	No se rechaza	M.B	24.57	0
CAT	Weibull	0.35	0.33	0.37	6.51	4.95	8.57	No se rechaza	M.B	0.05	0
LLA	Lognormal	-	-	-1.24	0.51	0.44	0.61	No se rechaza	0.36	3.21	3
VMM	Logística	0.37	0.34	0.40	0.06	0.05	0.08	N/R	N/R	N/R	N/R
VSM	Beta	4.68	3.14	6.97	10.13	6.82	15.04	No se rechaza	0.35	3.30	3
Cuencas Restantes	Uniforme	0.05	N/A	N/A	0.95	N/A	N/A	N/R	N/R	N/R	N/R

Tabla 3-7. Distribuciones, parámetros de ajuste y resultados de las pruebas de bondad aplicadas a los datos de Saturación de Agua usados en la estimación del OOIP.

Los parámetros estimados \hat{x} y \hat{y} corresponden para la distribución Logística a los parámetros de ubicación y escala, y para la distribución Uniforme al máximo y el mínimo respectivamente.

PARAMETROS ESTIMADOS					PRUEBA DE BONDAD DE AJUSTE				
\hat{x}	INTERVALO DE CONFIANZA		\hat{y}	INTERVALO DE CONFIANZA		HIPOTESIS NULA	P	ESTADISTICO	G.L
3.79	N/R	N/R	0.08	N/R	N/R	No se rechaza	0.02	12.46	0

Tabla 3-8. Parámetros de ajuste de la distribución Gamma y resultados de la prueba de bondad aplicada a los datos de Saturación de Agua usados en la estimación del GIIP.

Los parámetros estimados \hat{x} y \hat{y} corresponden para la distribución Gama a los parámetro de forma y escala.

CUENCA	DISTRIBUCION	PARAMETROS ESTIMADOS						PRUEBA DE BONDAD DE AJUSTE			
		\hat{x}	INTERVALO DE CONFIANZA		\hat{y}	INTERVALO DE CONFIANZA		HIPOTESIS NULA	P	ESTADISTICO	G.L
CAG-PUT	Lognormal	0.13	0.11	0.14	0.08	0.07	0.09	No se rechaza	M.B	11.01	0
CAT	Uniforme	1	N/A	N/A	1.87	N/A	N/A	N/R	N/R	N/R	N/R
LLA	Lognormal	0.09	0.06	0.12	0.13	0.11	0.15	No se rechaza	M.B	24.81	0
VMM	Pareto	-1.37	N/R	N/R	2.06	N/R	N/R	No se rechaza	M.B	16.92	0
VSM	Lognormal	0.13	0.09	0.16	0.11	0.09	0.14	No se rechaza	M.B	12.55	1
Cuencas Restantes	Uniforme	1.06	N/A	N/A	1.51	N/A	N/A	N/R	N/R	N/R	N/R

Tabla 3-9. Distribuciones, parámetros de ajuste y resultados de las pruebas de bondad aplicadas a los datos de Factor Volumétrico del Aceite usados en la estimación del OOIP.

Los parámetros estimados \hat{x} y \hat{y} corresponden a los parámetros de forma y escala para la distribución Pareto.

PARAMETROS ESTIMADOS					PRUEBA DE BONDAD DE AJUSTE				
\hat{x}	INTERVALO DE CONFIANZA		\hat{y}	INTERVALO DE CONFIANZA		HIPOTESIS NULA	P	ESTADISTICO	G.L
1.72	1.20	2.23	0.01	0.01	0.01	No se rechaza	M.B	0.84	0

Tabla 3-10. Parámetros de ajuste de la distribución Pareto y resultados de la prueba de bondad aplicada a los datos de Factor Volumétrico del Gas usados en la estimación del GIIP.

3.4.6 Relación Gas - Aceite

Los datos de GOR recopilados en las cinco cuencas con información para la estimación OOIP permitieron la determinación de funciones de distribución. Los resultados de los mejores ajustes se presentan en la Tabla 3-11. Debido a la alta variabilidad del GOR y en consecuencia, del comportamiento de los yacimientos en las diversas cuencas de Colombia, se ha asumido que dicha función representaría los desempeños probables en condiciones cuasi-estacionarias de flujo. No habiendo mayor información respecto a la historia típica del GOR en cada yacimiento, y en cada

cuenca, dicha suposición representaría una situación hipotética para aproximarnos al orden de magnitud del gas asociado.

CUENCA	DISTRIBUCION	PARAMETROS ESTIMADOS						PRUEBA DE BONDAD DE AJUSTE			
		\hat{x}	INTERVALO DE CONFIANZA		\hat{y}	INTERVALO DE CONFIANZA		HIPOTESIS NULA	P	ESTADISTICO	G. L
CAG-PUT	Lognormal	4.39	3.41	5.38	2.27	1.76	3.21	No se rechaza	M.B	0.01	0
CAT	T. Student	1197	845.5	1394	533.4	397.2	811.7	No se rechaza	M.B	0.05	0
LLA	Lognormal	4.58	4.16	4.99	2.15	1.89	2.49	No se rechaza	M.B	0.57	0
VMM	Lognormal	5.14	4.81	5.47	1.68	1.48	1.95	No se rechaza	0.03	4.65	1
VSM	Lognormal	5.38	5.08	5.68	1.02	0.84	1.28	No se rechaza	0.08	3.05	1
Cuencas Restantes	Gamma	0.40	0.40	0.50	1.34	1.08	1.65	No se rechaza	M.B	11.82	0

Tabla 3-11. Distribuciones, parámetros de ajuste y resultados de las pruebas de bondad aplicadas a los datos de GOR usados en la estimación del Gas Asociado.

3.4.7 Recurso Recuperable

Después de calcular las diferentes áreas de producción en cada una de las cuencas y teniendo las funciones de distribución de las variables contenidas en las ecuaciones 3-1 y 3-2, se estimaron los recursos *in situ* para crudo, gas asociado y gas original. Se realizaron 500,000 iteraciones para los recursos originales, y otras 500,000 para la estimación del gas asociado. Las tablas de la 3-12 a la 3-14 presentan los resultados obtenidos ya afectados con los factores areales relacionados con zonas de alta sensibilidad ambiental (desde ahora factor ambiental, Tabla 3-1), además, por un factor de riesgo geológico del 30% y un factor de recobro del 20%.

Cuenca	P ₁₀	P ₅₀	P ₉₀
OFFSHORE Total	276,413	75,815	12,570
Cayos	43,050	11,774	1,950
Chocó Offshore	12,589	3,453	575
Colombia	90,992	24,923	4,138
Guajira Offshore	18,721	5,131	855
Pacífico Profundo	92,961	25,566	4,224
Sinú Offshore	8,182	2,248	377
Tumaco Offshore	9,918	2,720	451
ONSHORE Total	153,952	42,148	7,436
Amagá	804	233	75
Caguán-Putumayo	419	137	34
Catatumbo	213	59	17
Cauca Patía	4,553	1,247	208
Cesar Ranchería	4,137	1,135	189
Chocó	13,444	3,682	607
Cordillera Oriental	22,653	6,221	1,030
Guajira	4,777	1,307	218
Llanos Orientales	3,250	892	148
Sinú San Jacinto	13,469	3,697	614
Tumaco	4,486	1,651	611
Urabá	4,413	710	159
Valle Inferior del Magdalena	13,177	3,609	602
Valle Medio del Magdalena	11,885	3,252	539
Valle Superior del Magdalena	999	274	45
Vaupés Amazonas	51,273	14,042	2,340
Total Recurso Recuperable	430,365	117,963	20,006

Tabla 3-12. Aceite recuperable estimado.

Cuenca	P ₁₀ (Tcf)	P ₅₀ (Tcf)	P ₉₀ (Tcf)
OFFSHORE	83.111	6.076	0.167
Cayos	0.183	0.02	0.002
Chocó Offshore	53.389	3.756	0.065
Colombia	1.604	0.305	0.061
Guajira Offshore	2.156	0.15	0.002
Pacífico Profundo Colombiano	0.302	0.059	0.012
Sinú Offshore	5.136	0.365	0.001
Tumaco Offshore	20.341	1.421	0.024
ONSHORE	177.813	12.415	0.242
Amagá	2.842	0.203	0.004
Choco	8.607	0.609	0.020
Caguán-Putumayo	0.570	0.041	0.002
Catatumbo	7.755	0.548	0.010
Cauca Patía	58.586	4.107	0.071
Cesar Ranchería	7.937	0.558	0.010
Cordillera Oriental	35.281	2.477	0.043
Guajira	15.408	1.076	0.018
Llanos Orientales	7.105	0.491	0.008
Sinú San Jacinto	11.287	0.79	0.014
Tumaco	3.130	0.219	0.004
Urabá	2.558	0.179	0.004
Valle Inferior del Magdalena	6.658	0.467	0.008
Valle Medio del Magdalena	2.253	0.041	0.002
Valle Superior del Magdalena	7.531	0.528	0.008
Vaupés Amazonas	0.305	0.081	0.016
Total general	260.924	18.5491	0.409

Tabla 3-13. Gas asociado estimado.

Cuenca	P10	P50 (Tcf)	P90
OFFSHORE	122.64	14.56	1.77
Cayos	21.58	2.56	0.31
Chocó Offshore	5.52	0.65	0.08
Colombia	38.31	4.55	0.55
Guajira Offshore	7.82	0.94	0.11
Pacífico Profundo Colombiano	39.12	4.64	0.57
Sinú Offshore	5.3	0.63	0.08
Tumaco Offshore	4.99	0.59	0.07
ONSHORE	111.54	13.21	1.58
Amagá	0.43	0.06	0.01
Caguán-Putumayo	15.25	1.81	0.22
Catatumbo	1.08	0.13	0.02
Cauca Patía	1.91	0.23	0.03
Cesar Ranchería	1.74	0.21	0.02
Chocó	5.6	0.67	0.08
Cordillera Oriental	9.6	1.14	0.14
Guajira	2.03	0.24	0.02
Llanos Orientales	33.05	3.9	0.47
Sinú San Jacinto	4.2	0.49	0.06
Tumaco	3.45	0.41	0.04
Urabá	1.38	0.16	0.02
Valle Inferior del Magdalena	5.66	0.67	0.08
Valle Medio del Magdalena	4.93	0.59	0.07
Valle Superior del Magdalena	2.96	0.35	0.04
Vaupés Amazonas	18.27	2.15	0.26
Total general	234.18	27.77	3.35

Tabla 3-14. Gas original recuperable estimado.

En las figuras de la 3-2 a la 3-8 también se presentan los resultados obtenidos.

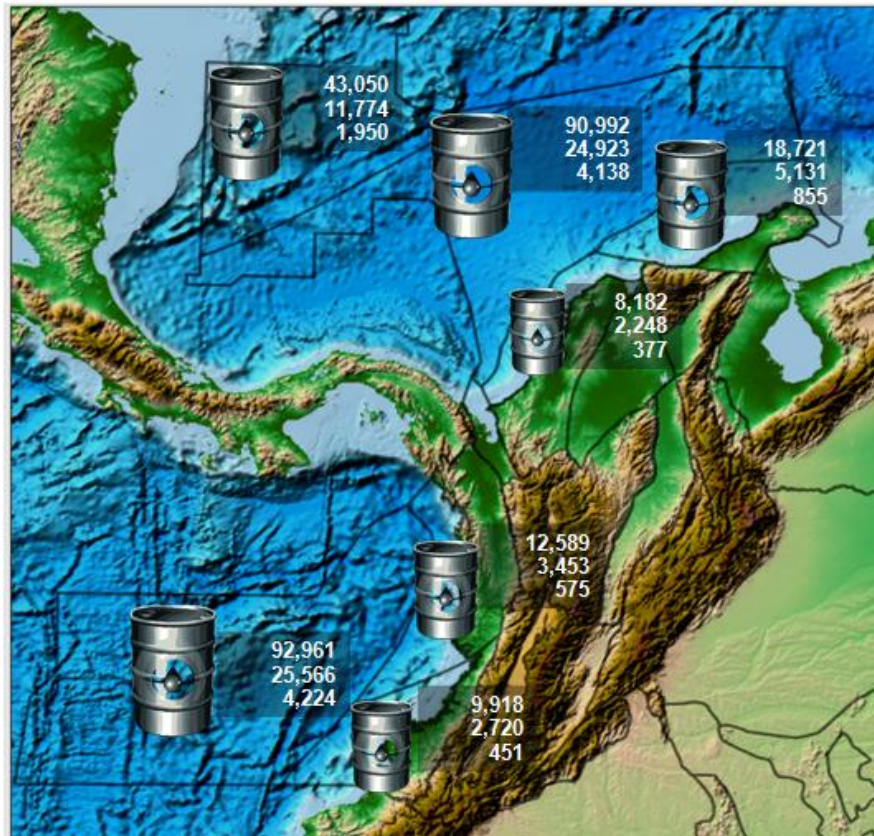


Figura 3-2. Crudo recuperable por cuenca (Offshore).



Figura 3-3. Crudo recuperable por cuenca (Onshore).



Figura 3-4. Gas asociado por cuenca (Offshore).



Figura 3-5. Gas asociado por cuenca (Onshore).

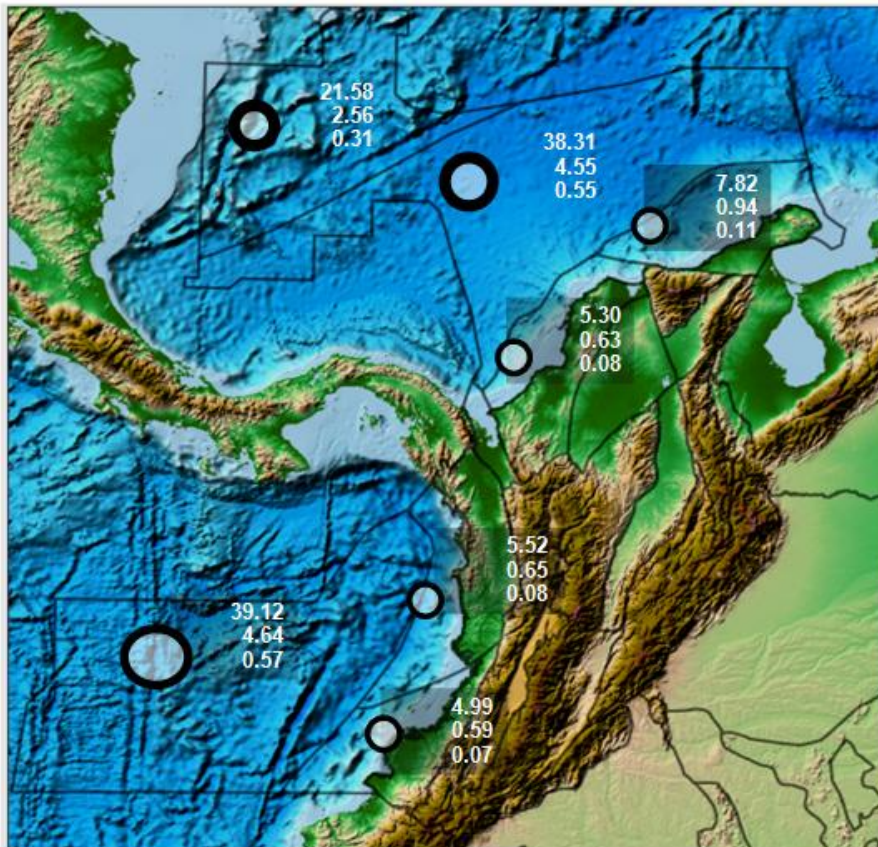


Figura 3-6. Gas original por cuenca (Offshore).



Figura 3-7. Gas original por cuenca (Onshore).

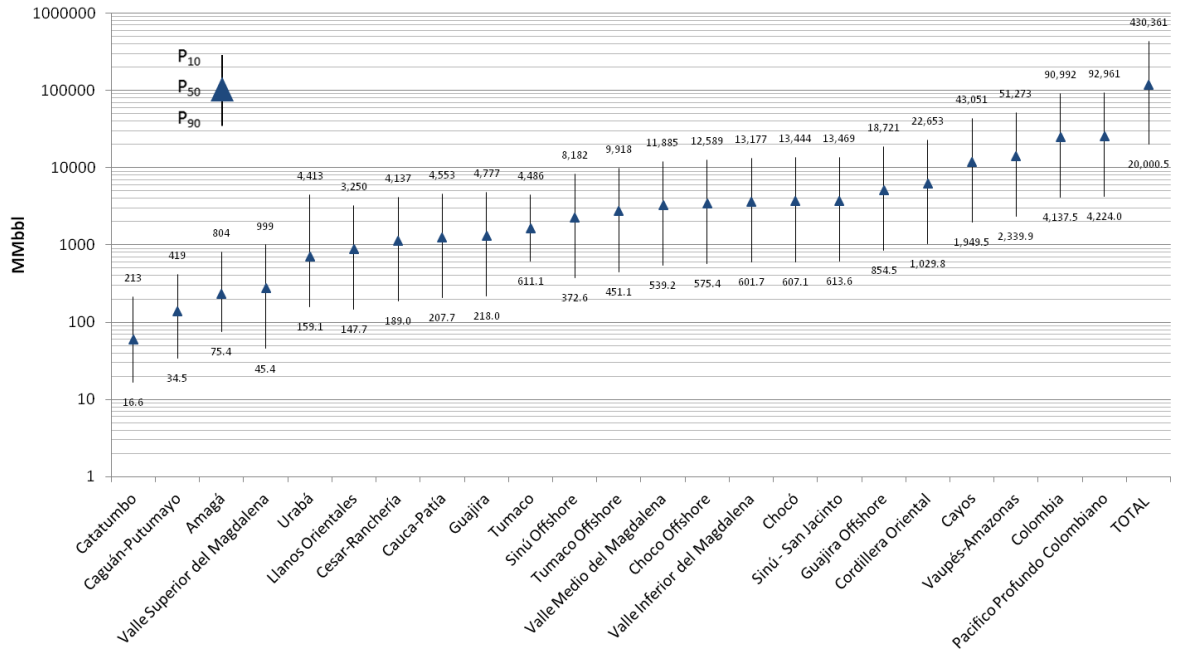


Figura 3-8. Crudo recuperable por cuenca.

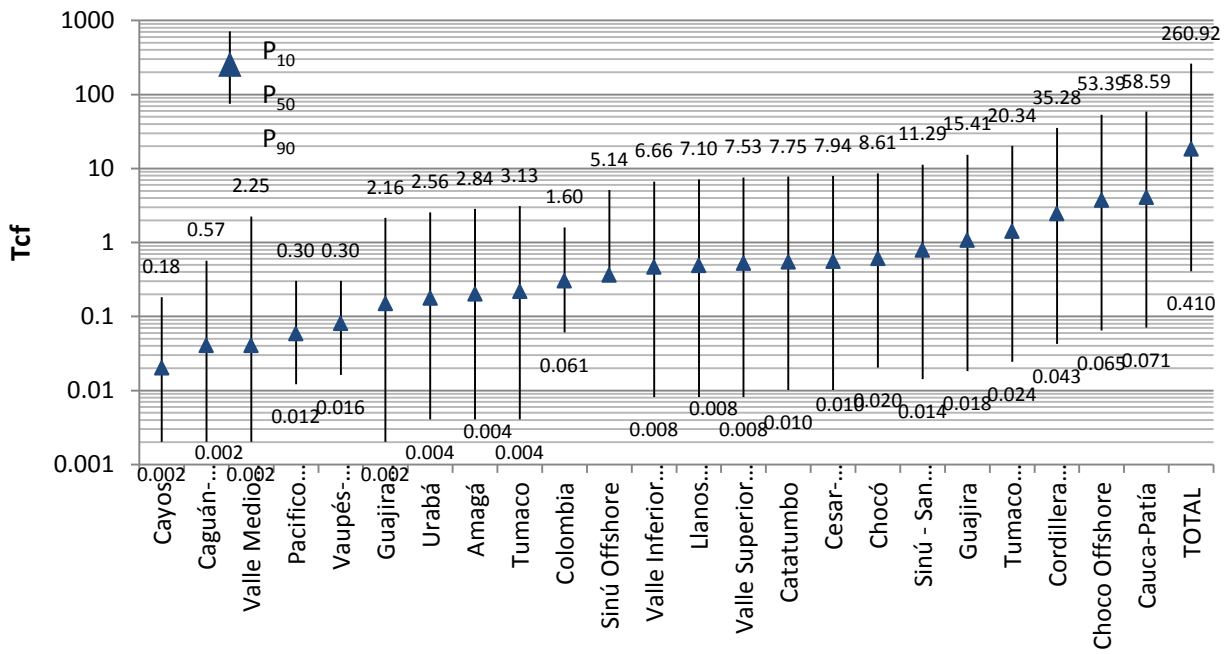


Figura 3-9. Gas asociado por cuenca (Tcf).

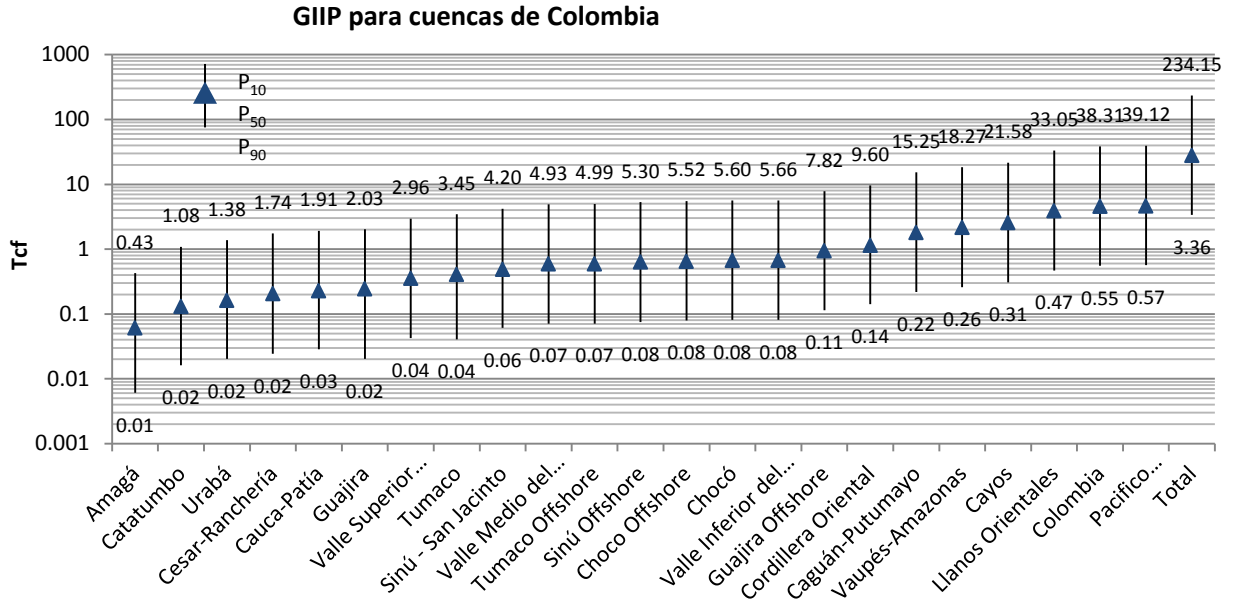


Figura 3-10. Gas inicial recuperable por cuenca

3.4.8 Análisis de Sensibilidad

Las sensibilidades, promediadas por cuenca para el OOIP y el GIIP, se encuentran en la Tabla 3-15, donde se logra visualizar el aporte a la incertidumbre por parte de cada una de las variables (espesor, porosidad, saturación de agua y factor volumétrico) en la estimación del recurso de las diferentes cuencas.

Cuenca	Espesor	Porosidad	Sw	Bo
	(%)			
Amagá	92.4	5.2	1.8	0.6
Caguán-Putumayo	95.1	2.9	1.5	0.6
Catatumbo	73.3	22.9	0.7	3.2
Cauca-Patía	95.3	2.7	2.0	0.1
Cayos	94.0	4.1	1.8	0.2
Cesar-Ranchería	92.8	4.2	2.2	0.7
Chocó	95.1	1.7	2.7	0.5
Choco Offshore	94.4	3.8	1.2	0.5
Colombia	92.3	3.1	4.0	0.7
Cordillera Oriental	92.7	4.3	2.0	1.0
Guajira	91.4	6.4	2.0	0.2
Guajira Offshore	93.0	4.0	2.8	0.1
Llanos Orientales	94.1	3.3	2.3	0.4
Pacífico Profundo Colombiano	91.3	5.5	1.9	1.3
Sinú - San Jacinto	90.5	4.6	3.3	1.6
Sinú Offshore	88.9	6.2	4.4	0.5
Tumaco	92.9	4.1	1.6	1.4
Tumaco Offshore	93.4	3.3	2.8	0.5
Urabá	94.6	3.0	1.4	1.0
Valle Inferior del Magdalena	95.1	3.5	1.2	0.1
Valle Medio del Magdalena	93.2	0.8	4.6	1.5
Valle Superior del Magdalena	90.2	5.3	3.7	0.9
Vaupés-Amazonas	93.6	4.7	1.5	0.3
Promedio	92.2	4.8	2.3	0.8

Tabla 3-15. Sensibilidad de las variables involucradas en el cálculo de los recursos *in situ*.

Al revisar los valores de las variables para las diferentes cuencas se puede determinar que el comportamiento general es similar. La Figura 3-9 presenta dicho comportamiento.

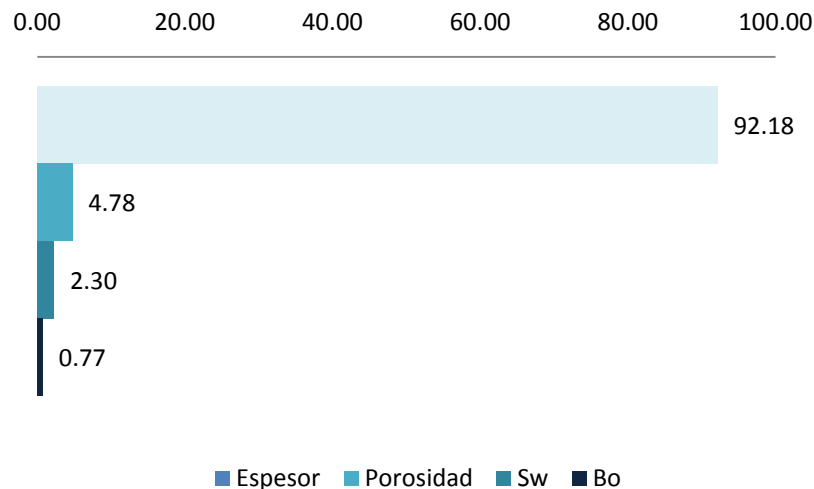


Figura 3-11. Análisis de Sensibilidad General.

3.5 CONCLUSIONES

- Las estimaciones para el Aceite Recuperable varían de P_{10} a P_{90} en un rango entre 430,361.28 y 20,000.45 MMbbl.
- Para gas asociado el rango de P_{10} a P_{90} está entre los 260.924 y 0.410 Tcf.
- La estimación de Gas Inicial Recuperable para los percentiles P_{10} y P_{90} es 234.15 y 3.36 Tcf, respectivamente.
- En el análisis de sensibilidad se determinó que la variable Espesor es la que presenta una mayor influencia dentro de los cálculos realizados.
- En un escenario más conservador, el porcentaje del área de una cuenca que podría producir con una expectativa de 1MMbbl por cada 8 Ha sería 3.44%. Esto modificaría los recursos recuperables estimados, calculados para una expectativa de 1MMbbl/ha con un porcentaje del 6.97%, reduciéndolos a la mitad.

3.6 BIBLIOGRAFIA

Dean, L. (2007). Reservoir Engineering for Geologists. Part 3 – Volumetric Estimation. 11., *Reservoir Issue, 11*, 20 - 23.

Vargas, C. A. (2009). Nuevos Aportes a la Estimación del Potencial de Hidrocarburos en Colombia. *Revista de la Academia Colombiana de Ciencias, XXXIII* (126).

3.7 ANEXOS

64

Archivos digitales:

- “Áreas y Producción de Aceite.xlsx” En el centro documental de la ANH
- “Recursos *in situ*.xlsx” En el centro documental de la ANH

4 YET TO FIND

4.1 GENERALIDADES

En la presente sección se evaluará el hidrocarburo por descubrir – *Yet to Find* (YTF) para las cuencas colombianas que actualmente cuentan con datos suficientes respecto a reservas por campo.

Para la determinación del YTF, se utilizará el modelo fractal, el cual, a partir de datos de reservas a una fecha determinada, permite proyectar el hidrocarburo que falta por hallar bajo las actuales condiciones tecnológicas, y restricciones políticas y socio-ambientales.

4.1.1 Método Fractal

El método fractal asume que las reservas de los campos petrolíferos presentan una distribución idealizada descrita por una función parabólica o lineal en una representación log-log. Como en otras áreas de las ciencias naturales, dicha función se determina a partir de un análisis de tendencia, en el cual se incorporan los tamaños de campo y su rango, buscando agrupar una cantidad de campos mayores a un determinado tamaño (MMbbl). La función que presente el mejor ajuste a los datos de tamaño y reservas de los campos, sugerirá el total de recursos del subsuelo que se descubrirán bajo las actuales condiciones tecnológicas y restricciones políticas y socio-ambientales. Por tal motivo, conociendo la distribución de las reservas, podremos estimar el “hidrocarburo por descubrir”, el cual corresponde a la resta del total de reservas descubiertas hasta la fecha del estimado del recurso total del subsuelo definido por la función de mejor ajuste.

4.2 DATOS E HIPOTESIS

4.2.1 Datos

Para la aproximación fractal se utilizó la información de cuatro cuencas que contaban con un número de datos de producción y reservas mínimo requerido por el método: Llanos Orientales, Caguán - Putumayo, Valle Medio del Magdalena y Valle Superior del Magdalena. Otras cuencas con un número más limitado de datos fueron incorporadas para una estimación global para Colombia.

La información compilada de los Informes de Reservas y Recursos, suministrados por la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH), y que comprende datos de producción acumulada y reservas probadas por campo, así como el número de campos por cuenca estudiada, permitió desarrollar el presente capítulo. Esta información se encuentra estructurada en la hoja electrónica referida en los Anexos.

4.2.2 Hipótesis

El *Yet to Find* para las cinco cuencas consideradas en Colombia fue estimado bajo la siguiente hipótesis:

4.2.2.1 Hipótesis 1

Las reservas en una cuenca presentan una distribución fractal que puede ser ajustada a una función parabólica o lineal. Esto permite aplicar el método fractal para determinar el recurso por encontrar en una cuenca, el cual corresponde a la diferencia entre la curva de los datos observados y su ajuste teórico (lineal o parabólico), asumiendo que se presentan condiciones similares de tecnologías de exploración y producción, y restricciones políticas y socio-ambientales (Figura 4-1).

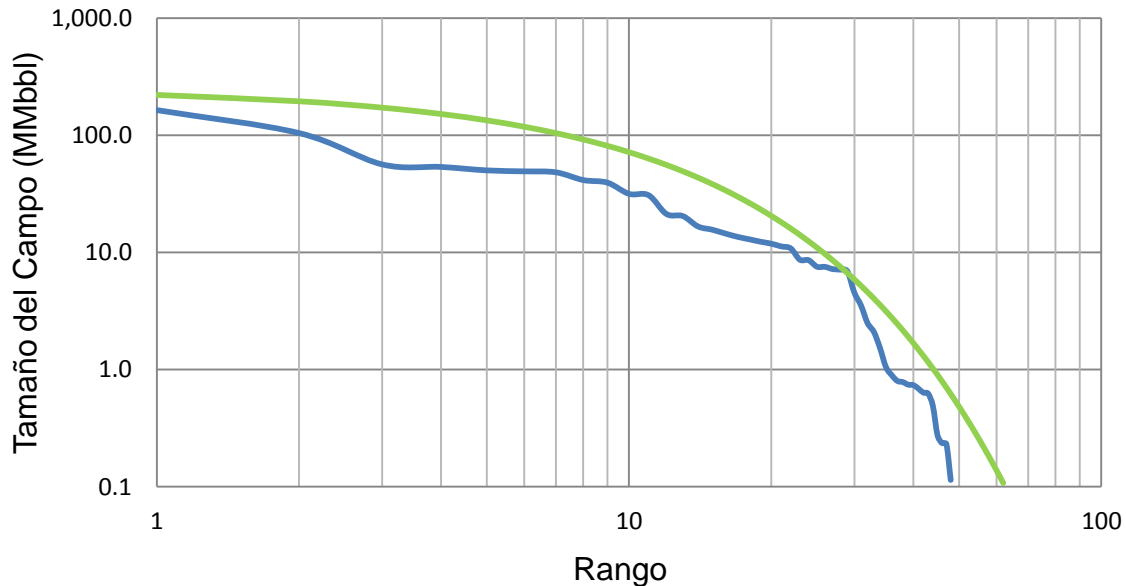


Figura 4-1. Representación fractal para los recursos por descubrir en una cuenca. La línea azul representa la distribución, en un momento dado, de los campos con un número determinado de reservas y producción acumulada. La diferencia entre la curva teórica (verde) y la observada representa los recursos por descubrir bajo las actuales condiciones tecnológicas y restricciones políticas y socio-ambientales.

4.3 METODOLOGIA

Para la determinación del hidrocarburo por descubrir a partir del método fractal se deben seguir los pasos descritos a continuación:

- Las cifras de reservas deben ser organizadas por rangos: El rango asignado corresponde al número de campos con producción y reservas mayor o igual a una cifra de interés. En el ejemplo de la Figura 4-2 hay un solo campo con producción y reservas de aproximadamente 750 MMbbl, hay diez campos con producción y reservas mayores a 50 MMbbl y hay 20 campos con producción y reservas mayores o iguales a 135,000 bbl.
- Luego se debe realizar un gráfico log-log, el cual presente en la abscisa el Rango o número de campos, y en la ordenada el Tamaño de Campo (producción acumulada y reservas) en millones de barriles asignado a cada rango. Esta representación permite observar la distribución de los tamaños de campo presentes en el área de interés o cuenca.

- Finalmente, se identifica la función que mejor ajuste a los datos observados. En el ejemplo de la Figura 4-2, la curva azul representa la distribución de las reservas conocidas para la zona de interés, y la línea de ajuste verde representaría el total extraíble en la cuenca bajo condiciones tecnológicas y restricciones políticas y socio-ambientales similares a las actuales.

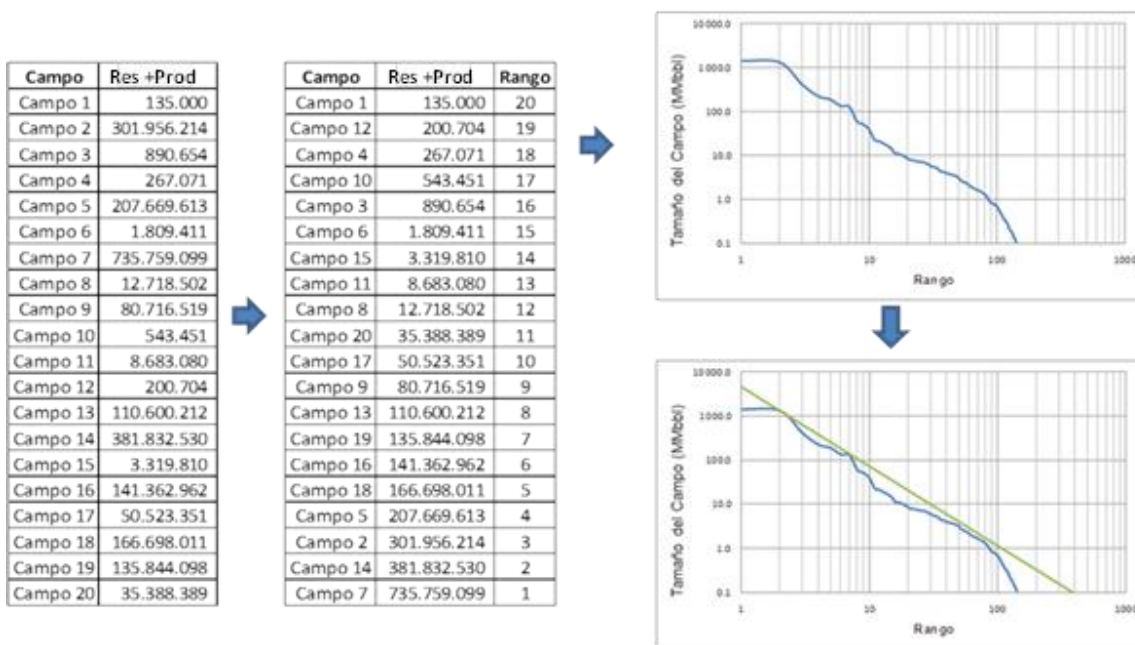


Figura 4-2. Estimación del hidrocarburo por descubrir mediante la aproximación fractal.

4.4 RESULTADOS

4.4.1 Llanos Orientales

La Figura 4-3 presenta la distribución fractal y el mejor ajuste para los campos en la cuenca de los Llanos Orientales. En la Tabla 4-1 se reportan los valores extraídos de este gráfico.

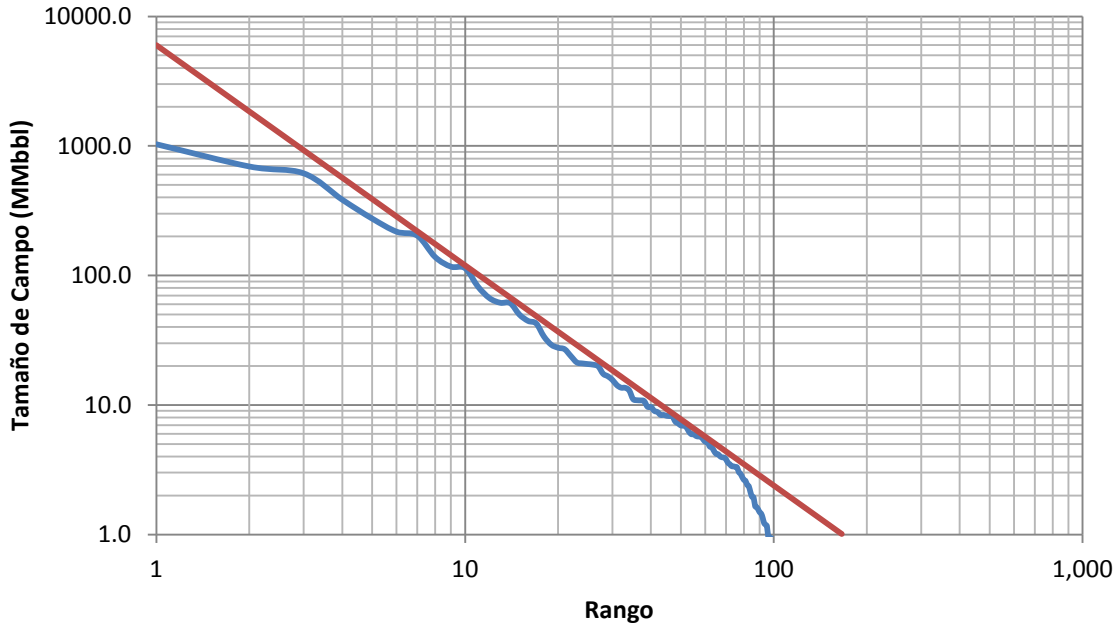


Figura 4-3. Análisis fractal para la cuenca Llanos Orientales.

La línea azul representa la distribución actual de campos, y la línea roja representa el estimado futuro que envuelve dicha distribución.

Para la cuenca Llanos Orientales se determinó que bajo las actuales condiciones de exploración y producción, hay un volumen por descubrir de aproximadamente 7,221 MMbbl (Tabla 4-1). La Figura 4-3 sugiere que la cuenca podría albergar varios campos gigantes y un número significativo de campos con tamaños menores a 5 MMbbl.

Tamaños (MMbbl)	Campos posibles	Volúmenes por descubrir (MMbbl)
Tamaño $\geq 1,000$	4	4,969.6
$500 \leq \text{Tamaño} < 1,000$	2	1,465.1
$200 \leq \text{Tamaño} < 500$	1	382.2
$50 \leq \text{Tamaño} < 200$	1	130.5
$20 \leq \text{Tamaño} < 50$	2	91.8
$10 \leq \text{Tamaño} < 20$	2	31.3
$5 \leq \text{Tamaño} < 10$	3	21.1
Tamaño < 5		129.5
	TOTAL	7,221.2

Tabla 4-1. Distribución por tamaño (recursos por descubrir) en la cuenca Llanos Orientales.

Es importante destacar que los valores obtenidos pueden ser interpretados bajo el supuesto de nuevos hallazgos o bajo una redimensionamiento de los actuales campos.

4.4.2 Caguán-Putumayo

La Figura 4-4 muestra el análisis fractal correspondiente a la cuenca Caguán-Putumayo. Los valores obtenidos a partir de ésta se relacionan en la Tabla 4-2.

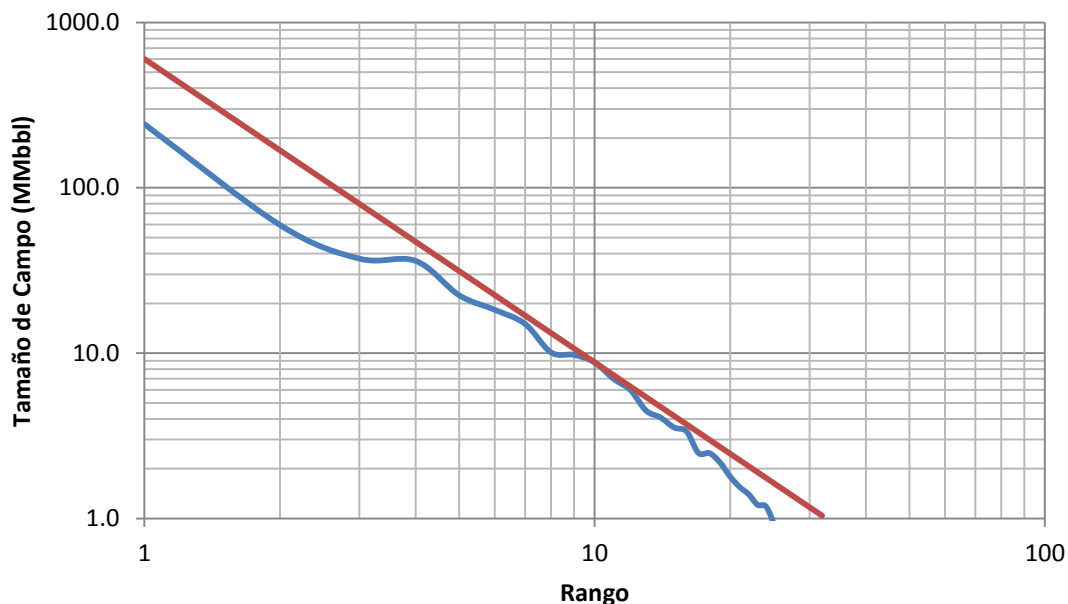


Figura 4-4. Análisis fractal para la cuenca Caguán-Putumayo.

La línea azul corresponde a los datos observados de producción acumulada y reservas de cada campo y la línea roja corresponde a la tendencia fractal que envuelve las observaciones.

Se determinó un total de 557 MMbbl por descubrir (Tabla 4-2) bajo las actuales condiciones en la cuenca Caguán-Putumayo. De acuerdo a la Figura 4-4, la cuenca podría llegar a albergar al menos dos nuevos campos con tamaños mayores a 50 MMbbl.

Tamaños (MMbbl)	Campos posibles	Volúmenes por descubrir (MMbbl)
$200 \leq \text{Tamaño} < 500$	1	358.5
$50 \leq \text{Tamaño} < 200$	1	108.9
$20 \leq \text{Tamaño} < 50$	2	62.8
$5 \leq \text{Tamaño} < 20$	2	10.7
Tamaño < 5		16.1
	TOTAL	557.0

Tabla 4-2. Distribución por tamaño (recursos por descubrir) en la cuenca Caguán-Putumayo.

4.4.3 Valle Medio del Magdalena

Los resultados obtenidos para esta cuenca se presentan en la Figura 4-5 y en la Tabla 4-3.

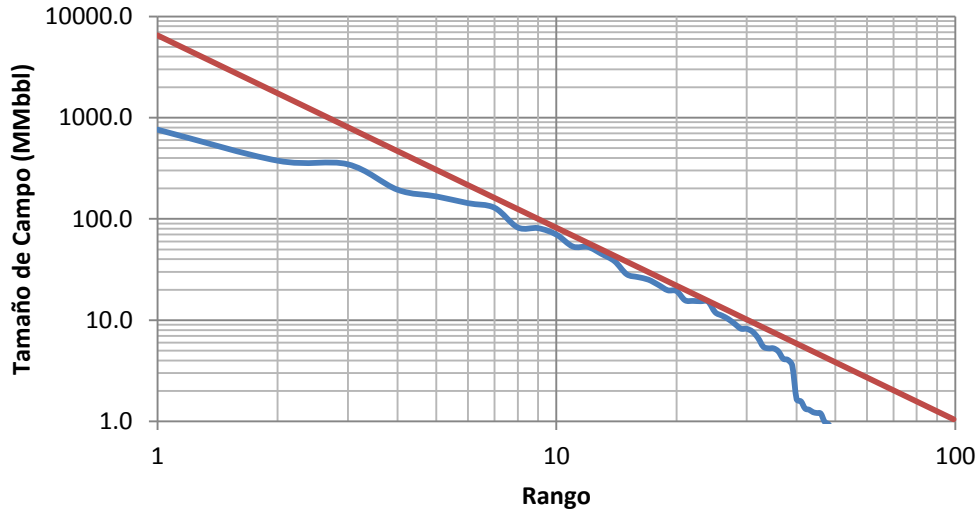


Figura 4-5. Análisis fractal para la cuenca Valle Medio del Magdalena.

Para la cuenca Valle Medio de Magdalena se espera aun encontrar aproximadamente 8,325 MMbbl (Tabla 4-3). Según la Figura 4-5, la cuenca podría llegar a contener al menos ocho campos con tamaños mayores a 500 MMbbl.

Tamaños (MMbbl)	Campos posibles	Volúmenes por descubrir (MMbbl)
500 ≤ Tamaño < 1000	8	5,739.5
200 ≤ Tamaño < 500	5	1,825.8
100 ≤ Tamaño < 200	3	516.6
50 ≤ Tamaño < 100	1	93.4
20 ≤ Tamaño < 50	1	35.3
10 ≤ Tamaño < 20	2	22.4
5 ≤ Tamaño < 10	2	19.0
Tamaño < 5		73.1
	TOTAL	8,325.1

Tabla 4-3. Distribución por tamaño (recursos por descubrir) en la cuenca Valle Medio del Magdalena.

4.4.4 Valle Superior del Magdalena

La distribución presentada por los campos en esta cuenca se muestra en la Figura 4-6. En la Tabla 4-4 se listan los datos extraídos del gráfico.

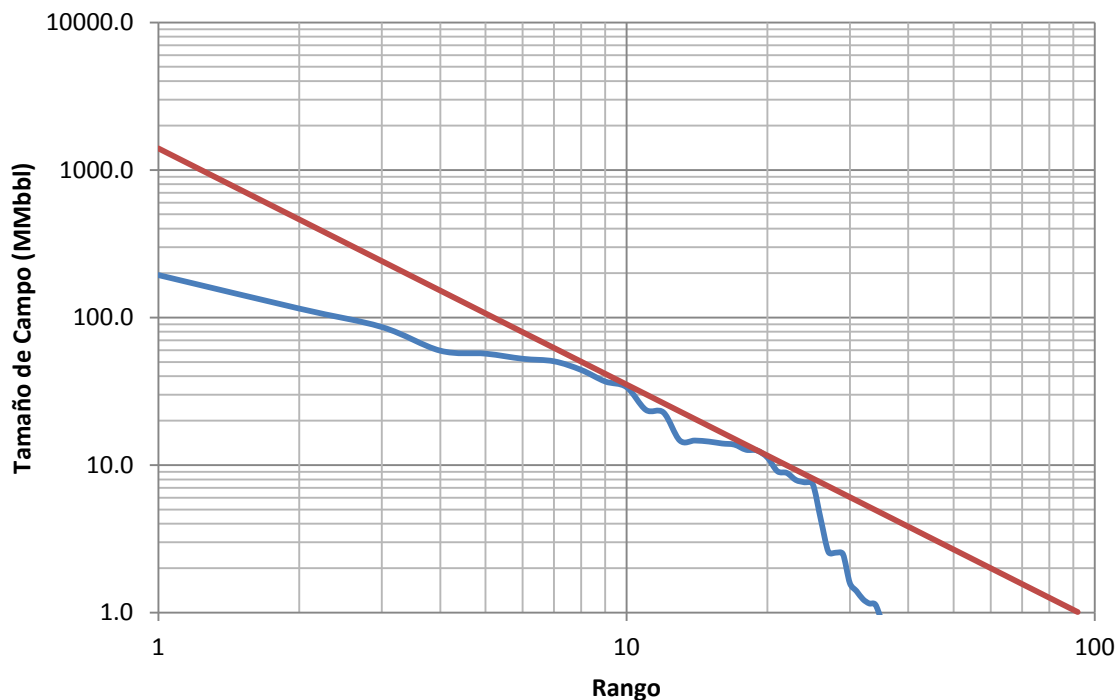


Figura 4-6. Análisis fractal para la cuenca Valle Superior del Magdalena.

Para la cuenca Valle Superior de Magdalena se estiman 2,099 MMbbl en recursos por incorporar. Según la distribución hallada, podría esperarse al menos 16 nuevos campos con tamaños superiores a 100 MMbbl (Figura 4-6).

Tamaños (MMbbl)	Campos posibles	Volúmenes por descubrir (MMbbl)
$100 \leq \text{Tamaño} < 200$	15	1,553
$50 \leq \text{Tamaño} < 100$	4	336.4
$20 \leq \text{Tamaño} < 50$	1	22.3
$10 \leq \text{Tamaño} < 20$	2	23.5
$5 \leq \text{Tamaño} < 10$	1	5.8
Tamaño < 5		158.5
	TOTAL	2,099.4

Tabla 4-4. Distribución por tamaño (recursos por descubrir) en la cuenca Valle Superior del Magdalena.

La Tabla 4-5 presenta un resumen con la información de reservas y producción acumulada a 31 de Diciembre de 2010, compilada con los datos suministrados por la ANH para las cuatro cuencas consideradas, además, las estimaciones fractales realizadas.

Cuenca	Producción Acumulada	Reservas	YTF	Reservas + YTF
	(MMbbl)			
Llanos Orientales	3,039	1,828	7,221	9,049
Caguán-Putumayo	342	162	557	719
Valle Medio del Magdalena	1,950	915	8,325	9,240
Valle Superior del Magdalena	688	258	2,099	2,358

Tabla 4-5. Resumen del análisis fractal y la información de reservas por cuenca.

Como se explicó anteriormente, para el resto de las cuencas no fue posible determinar el hidrocarburo por descubrir a partir de esta aproximación ya que no se cuenta con suficientes datos.

4.4.5 YFT total para Crudo en Colombia

Con la información disponible de las cuatro cuencas anteriores y datos adicionales de otras (Valle Inferior del Magdalena, Cordillera Oriental y Catatumbo), se estimó el hidrocarburo por descubrir para Colombia. En total se usaron 262 campos pertenecientes a las siete cuencas mencionadas a lo largo de este capítulo. La Figura 4-7 y la Tabla 4-6 presentan los resultados obtenidos para tres escenarios (Alto, Medio y Bajo).

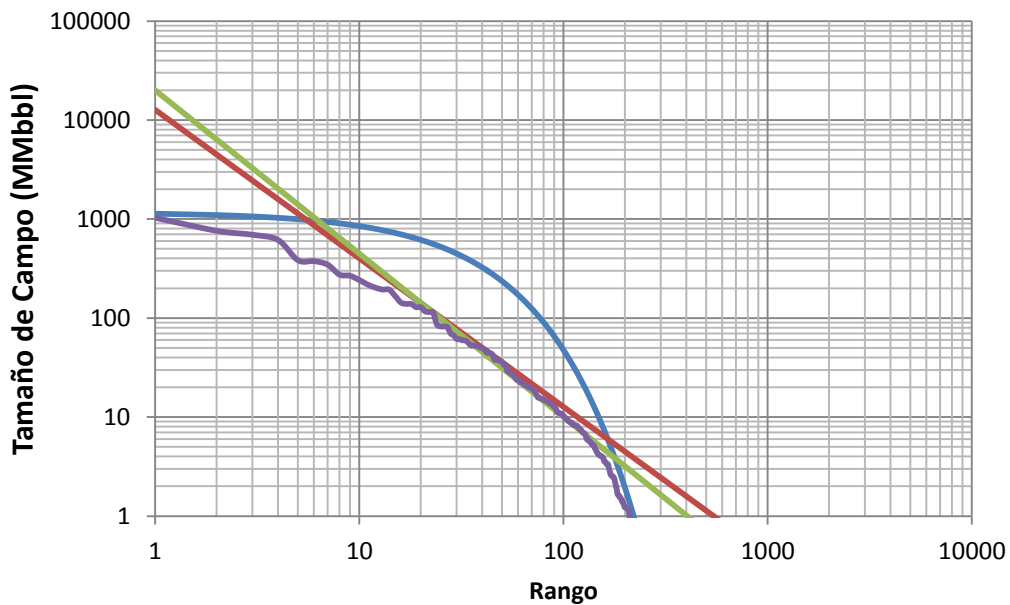


Figura 4-7. Análisis fractal para crudo en Colombia. La línea roja corresponde al escenario Bajo; la línea verde representa el escenario Medio, y la línea azul sugiere el escenario Alto.

Escenario	Volúmenes por descubrir (MMbbl)
Bajo	22,797.6
Medio	26,072.4
Alto	33,145.9

Tabla 4-6. Escenarios del recurso por descubrir para aceite en Colombia.

4.4.6 YTF total para Gas en Colombia

Los datos de reservas en 48 campos pertenecientes a siete cuencas sedimentarias del país (Catatumbo, Valle Inferior del Magdalena, Valle Medio del Magdalena, Valle Superior del Magdalena, Cordillera Oriental, Llanos Orientales y Guajira Offshore) permitieron estimar el gas por descubrir. Los resultados de esta estimación se muestran en la Figura 4-8 y en la Tabla 4-7, donde se presentan tres escenarios posibles (Alto, Medio y Bajo).

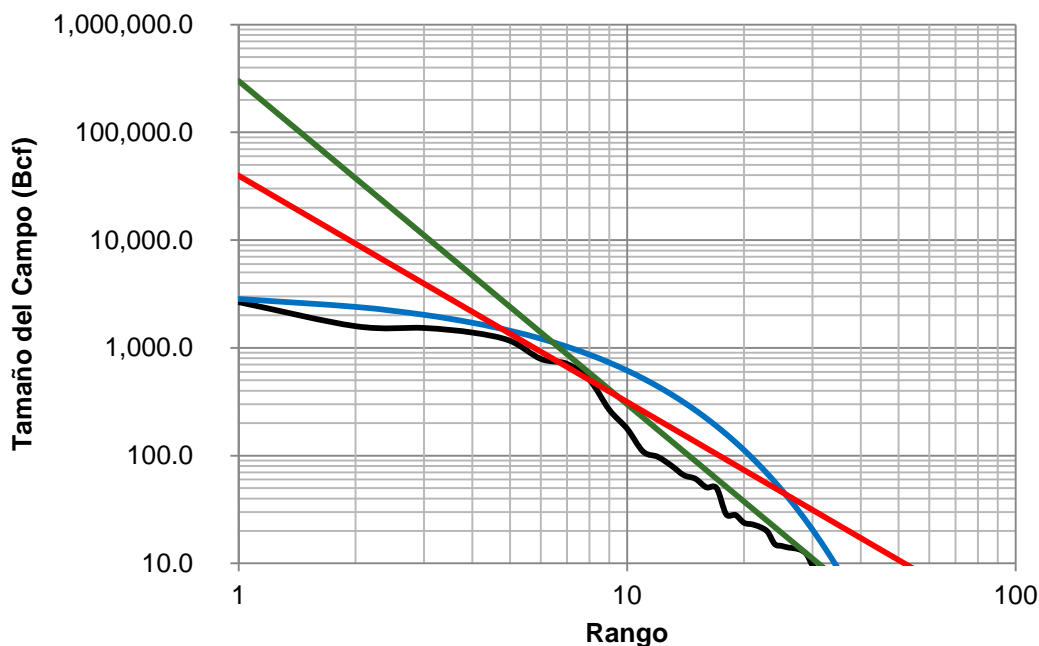


Figura 4-8. Análisis fractal para gas en Colombia.

Escenario	Volúmenes por descubrir (Bcf)
Bajo	6,615.1
Medio	49,917.9
Alto	348,984.6

Tabla 4-7. Escenarios del recurso por descubrir para gas en Colombia.

La Tabla 4-8 presenta el resumen del análisis fractal para el escenario más pesimista, realizado para crudo y gas total en Colombia e información de reservas a 31 de Diciembre de 2010.

Cuenca	Reservas	YTF	Reservas + YTF
Crudo (MMbbl)	3,272	22,798	26,069
Gas (Tcf)	7.06	6.62	13.68

Tabla 4-8. Resumen del análisis fractal y la información de reservas para Colombia.

4.5 CONCLUSIONES

- A partir de la metodología fractal se pudo determinar los recursos de hidrocarburo por descubrir para cuatro (4) cuencas sedimentarias de Colombia donde se tuvo información mínima requerida: Llanos Orientales, Caguán – Putumayo, Valle Medio del Magdalena y Valle Superior del Magdalena.
- Se estiman recursos por encontrar de 7,221 MMbbl para la cuenca Llanos Orientales, 8,325 MMbbl para Valle Medio del Magdalena, 2,099 MMbbl para Valle Superior de Magdalena y 557 MMbbl para Caguán – Putumayo.
- De igual manera, y a partir de los datos conocidos para toda Colombia, se lograron estimar recursos por descubrir de crudo y gas del orden de 22,798 MMbbl y 6.62 Tcf, respectivamente.

4.6 BIBLIOGRAFIA

Ahlbrandt, T. S. (2005). Comparison of Methods Used to Estimate Conventional Undiscovered Petroleum Resources: World Examples. *Natural Resources Research*, 14(3), 187-210.

Laherrere, J. (2000). Distribution of Field Sizes in a Petroleum System: Parabolic Fractal, Lognormal or Stretched Exponential?. *Marine and Petroleum Geology*, 7(4), 539 -546.

4.7 ANEXOS

Archivo digital “YTF_Fractal.xlsx”. En el centro documental de la ANH

5 HIDRATOS DE GAS METANO

5.1 GENERALIDADES

Los hidratos de gas son sólidos cristalinos compuestos de una molécula de gas rodeada por moléculas de agua y se forman a condiciones de altas presiones y bajas temperaturas. Normalmente se encuentran en el espacio poroso de los sedimentos, y puede formar cemento, nódulos, venas o capas (Popescu *et al.*, 2006). Los hidratos de gas pueden contener en su estructura diferentes tipos de gases (dióxido de carbono, nitrógeno, y sulfuro de hidrogeno, entre otros), pero la mayoría de los hidratos de gas natural consisten principalmente de metano (Kvenvolden, 1995).

Con condiciones favorables de presión y temperatura, y la disponibilidad de metano libre y agua, los hidratos de gas se pueden formar y permanecer estables (Sloan, 1990).

5.1.1 Origen y Formación

La formación de hidratos requiere de un ambiente anóxico saturado de gas metano y moléculas de agua (puede ser el espacio poroso o las fracturas de un yacimiento convencional), y de unas condiciones de temperatura y presión que permitan la integración estable de estas dos fases.

Normalmente dichas condiciones se presentan en sedimentos de plataforma continental a lo largo de sus márgenes oceánicas, o (2) en altas latitudes (Kvenvolden, 1988). En estas zonas, el gas biogénico, formado en una etapa temprana de diagénesis de la materia orgánica, o el termogénico, asociado a procesos de migración desde acumulaciones profundas, es forzado hasta solubilizarse en el agua presente (Sloan & Carolyn, 1998). Si la deposición de sedimentos y materia orgánica continúa, la presión aumentaría, y la zona con posibilidad para la acumulación de hidratos podría alcanzar una profundidad y un espesor adecuado, conforme avanza el ciclo de generación y disolución de metano.

El cambio de fase del líquido compuesto por agua y gas al hidrato sólido solo se da a bajas temperaturas y/o altas presiones, en una zona denominada de “estabilidad de hidratos de metano” (Figura 5-1). Por lo anterior, el espesor de esta zona va a depender del gradiente geotérmico y la columna de agua y roca que la cubre (Kvenvolden, 1988). Otros parámetros que controlan la zona de estabilidad son la temperatura del fondo del mar, la composición del gas, la salinidad del agua y la geología local.

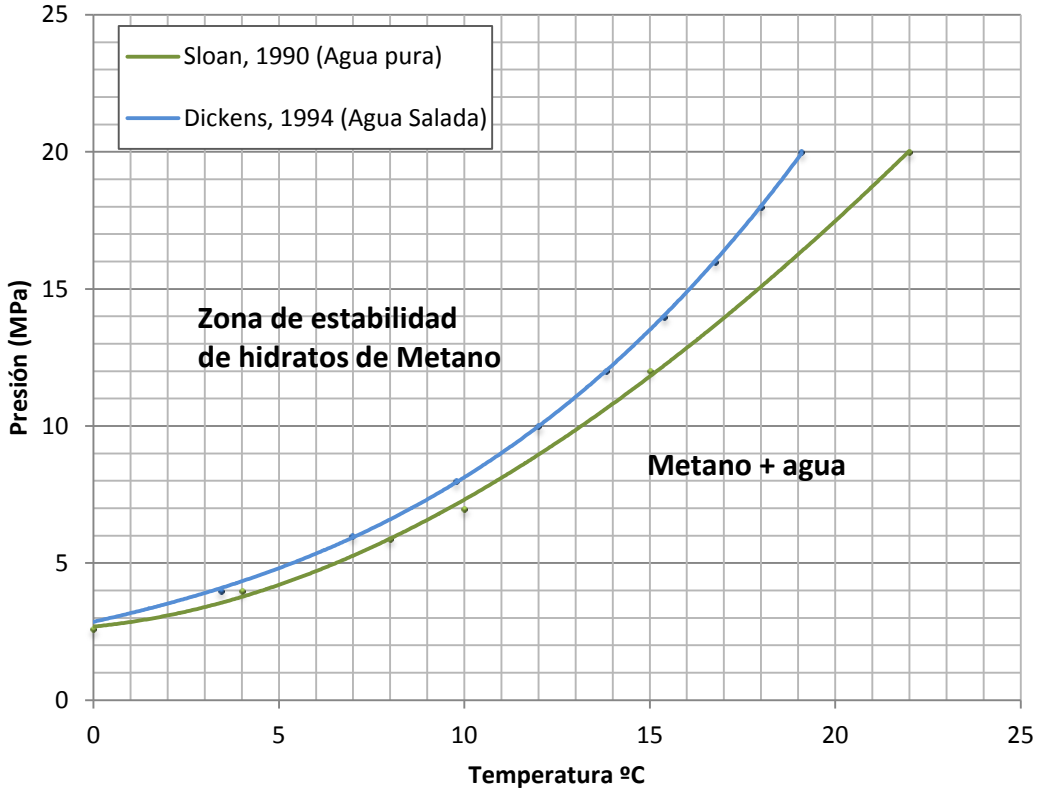


Figura 5-1. Presiones y temperaturas de las curvas de estabilidad para la base de la zona de hidratos de gas.

Ambas curvas son para solo gas metano en el hidrato.

5.1.2 Reflector Simulador de Fondo (Bottom Simulating Reflector - BSR)

El primer indicador de la presencia de hidratos en sedimentos marinos es el BSR observado en secciones de sísmica de reflexión. Este reflector, producto del contraste negativo de impedancias entre los sedimentos que contienen hidratos y los sedimentos inferiores libres de hidratos, marca la base de la zona de estabilidad por debajo del fondo oceánico.

El BSR es aproximadamente paralelo al fondo oceánico y se puede observar fácilmente en zonas de pendiente cortando los reflectores estratigráficos, además generalmente, es de polaridad inversa al reflector del fondo oceánico (Figura 5-2), sin embargo, si éste es paralelo a los estratos, puede ser difícil de identificar.

Algunos autores señalan que los hidratos de gas pueden estar presentes incluso cuando no se identifica BSR en la sísmica de reflexión (Yuan *et al.*, 1998).

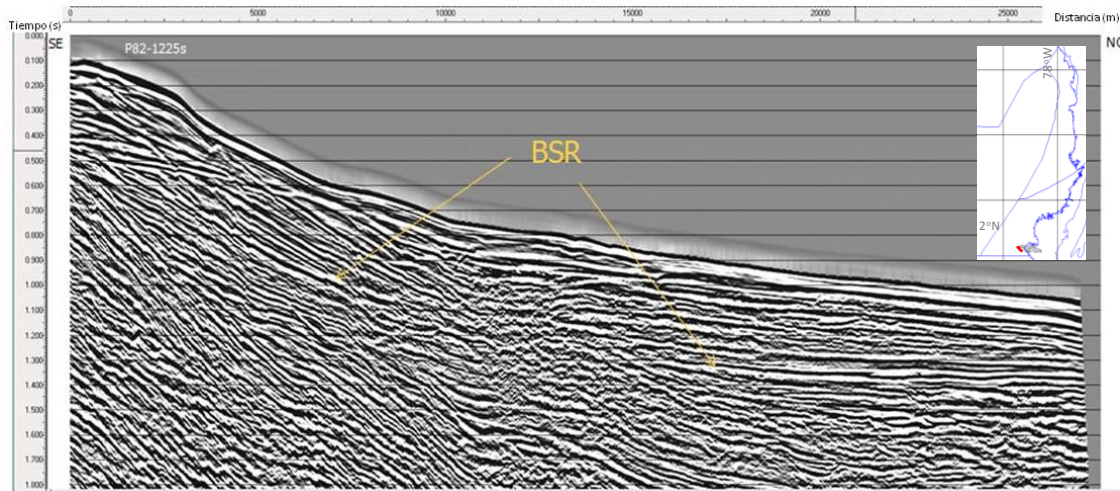


Figura 5-2. Características del BSR identificado en una sección sísmica ubicada al sur del Pacífico Colombiano.

La marca roja en el mapa de la esquina superior derecha indica la ubicación de esta línea. Para el BSR sugerido con las flechas naranjas, se observa una fuerte amplitud, inversa a la del reflector del fondo oceánico. También se puede ver como este atraviesa los reflectores estratigráficos superiores e inferiores.

Las características del BSR permiten obtener un mapa de la distribución regional de hidratos, y el análisis del BSR y la velocidad de las estructuras proveen información semi-cuantitativa sobre la cantidad y distribución de los mismos, así como la cantidad de gas libre bajo la zona de estabilidad de hidratos (Yuan *et al.*, 1998).

5.1.3 Distribución de Hidratos de Gas a Nivel Mundial

Alrededor del mundo se ha inferido la presencia de hidratos de gas en unas 50 zonas (Figura 5-3), sin embargo, solo un número limitado de acumulaciones de hidratos de gas ha sido examinado en detalle. Existen cinco acumulaciones de hidratos de gas que han sido muy bien estudiadas. Dichas acumulaciones se encuentran distribuidas en zonas marinas y en zonas de hielo (permafrost), así: (1) Blake Ridge, a lo largo del margen continental sureste de EEUU; (2) Cascadia, a lo largo del margen continental de la costa del Pacífico de Canadá; (3) en la costa Este del Japón, Nankai; (4) al norte de Alaska, y (5) en el delta del Río Mackenzie del norte de Canadá (Collet, 2002).

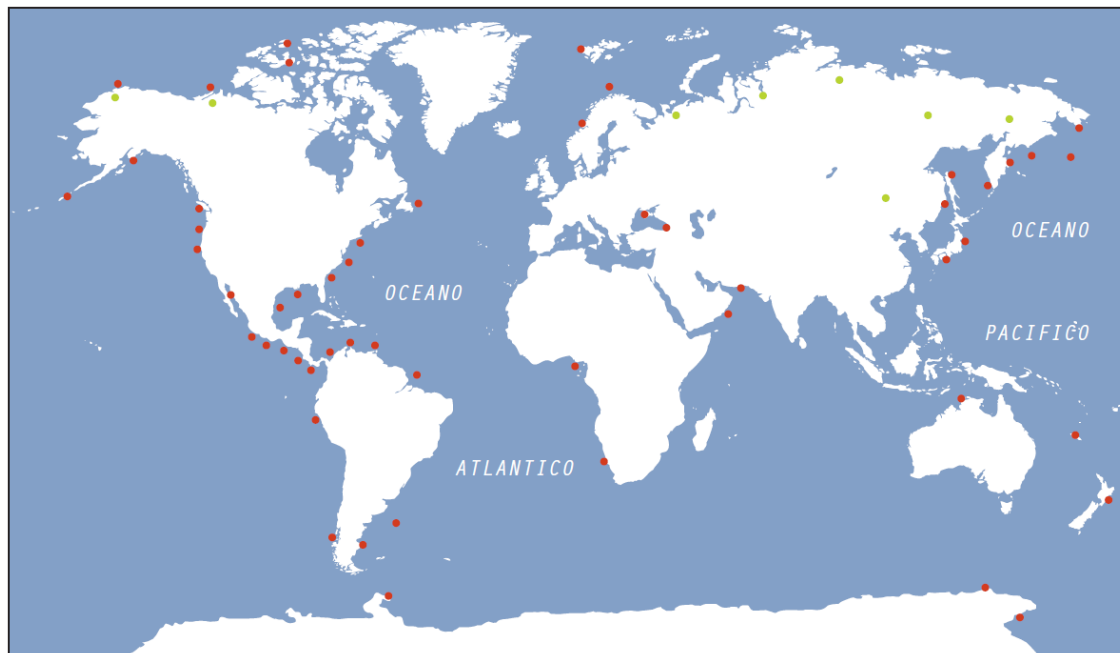


Figura 5-3. Ubicación de zonas de hidratos de gas inferidas y conocidas alrededor del mundo. En círculos rojos las presentes en márgenes continentales y en verdes las de zonas continentales. Modificado de Collet (2002).

Las estimaciones mundiales de la cantidad de gas en yacimientos de hidratos varía de 14 a 34,000 trillones de m³ en zonas de hielo y de 3,100 a 7'600,000 trillones de m³ en sedimentos oceánicos (Tabla 5-1). Se puede observar que la cantidad estimada es mucho mayor que las reservas de gas natural remanentes, 187.1 trillones de m³, compiladas para el año 2010 por BP (BP Global, 2011).

Cantidad de gas	Referencia
Gas contenido en Hidratos de gas en zonas terrestres	
1.4x10 ¹³	Meyer (1981)
3.1x10 ¹³	McIver (1981)
5.7x10 ¹³	Trofimuck <i>et al.</i> (1977)
7.4x10 ¹³	MacDonald (1900)
3.4x10 ¹⁶	Dobrynin <i>et al.</i> (1981)
Gas contenido en Hidratos de gas en océanos	
3.1x10 ¹⁵	Meyer (1981)
5-25 x 10 ¹⁵	Trofimuck <i>et al.</i> (1977)
2x10 ¹⁶	Kvenvolden (1988)
2.1x10 ¹⁶	MacDonald (1900)
4x10 ¹⁶	Kvenvolden & Claypool (1988)
7.6x10 ¹⁸	Dobrynin <i>et al.</i> (1981)

Tabla 5-1. Estimaciones mundiales de gas en hidratos. Todos los valores en m³. Modificado de Collet (2002).

5.2 DATOS E HIPOTESIS

5.2.1 Datos Internacionales

Para la estimación del potencial de gas en hidratos se revisaron varias bases de datos mundiales que recogen información sobre las distribuciones de saturación y rendimiento volumétrico de hidratos

de gas. Finalmente, por analogía genética y ambiental, se acogieron los datos reportados por Collett (1995) para la estimación de recursos de EEUU, específicamente en la zona del Golfo de México.

5.2.2 Datos Nacionales

Fueron compilados datos sísmicos e información de pozos a lo largo de las márgenes continentales colombianas, provenientes de las bases a cargo de la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH). En total se contó con 807 líneas sísmicas (aproximadamente 39,000 km) y 24 pozos con sus correspondientes registros (Figura 5-4).

Adicionalmente se realizó una búsqueda de información sísmica del Caribe y Pacífico Colombiano correspondiente a cruceros y proyectos internacionales ejecutados en estas zonas. Un total de 55 líneas (aproximadamente 3000 km) fueron incorporadas al estudio (Figura 5-4). Dicha sísmica corresponden a los proyectos DSDP93GC, IG2408, IG2401 e IG2901 solicitados al *University of Texas, Institute for Geophysics*; y el proyecto *Charles Darwin CD40* de 1989, solicitado al *British Oceanographic Data Center*.

Toda la información recopilada se integra en el proyecto digital (software Kingdom Suite) “*GasHydrates.tks*” el cual hace parte integral de este estudio. En éste además, se presentan los mapas del BSR, del tope de la zona de hidratos, del fondo oceánico, de velocidades usados para la conversión a profundidad de los horizontes y los polígonos de las zonas donde se interpretó la presencia de BSR.

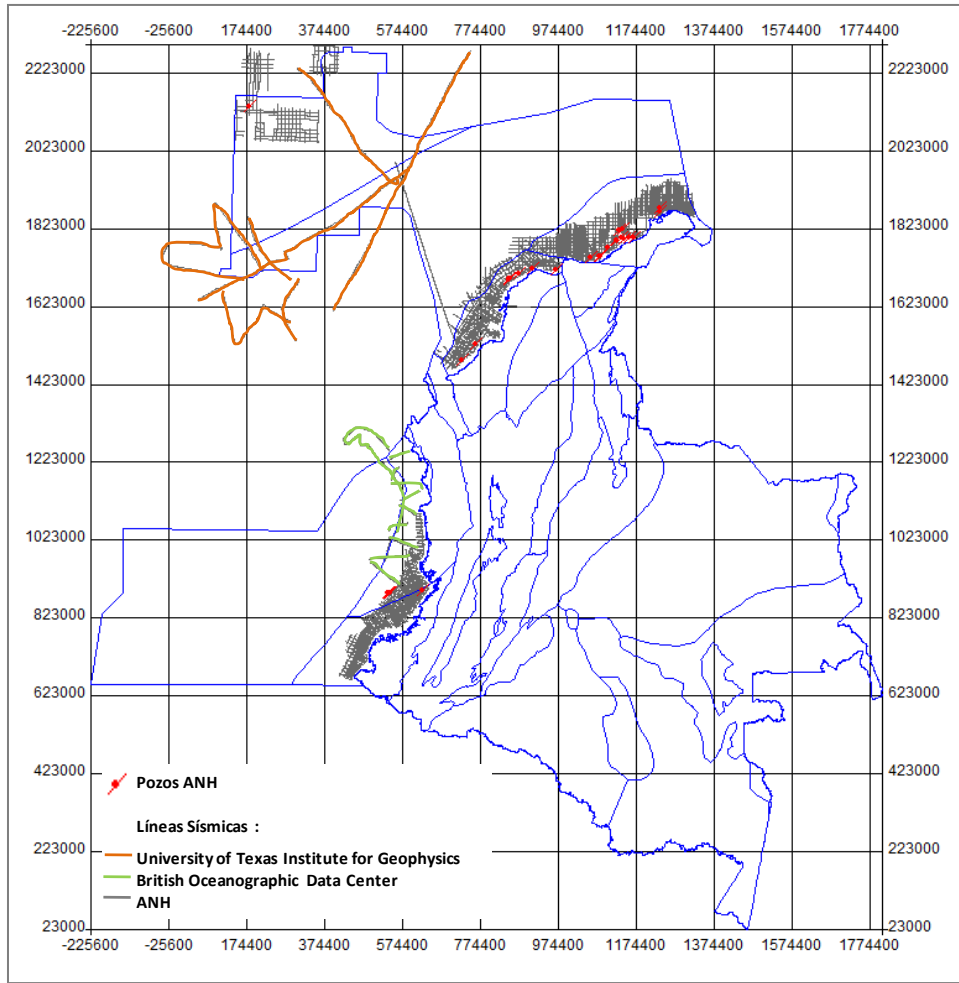


Figura 5-4. Líneas sísmicas y pozos usados para la estimación del potencial de hidratos de gas.

5.2.3 Hipótesis

El potencial de gas en hidratos en las cuencas marinas de Colombia fue evaluado bajo las siguientes hipótesis:

5.2.3.1 Hipótesis 1

Las áreas con potencial de gas en hidratos se restringe a las zonas donde se puede interpretar el Reflector Simulador de Fondo (BSR).

5.2.3.2 Hipótesis 2

El espesor de la zona de hidratos de gas se puede obtener con el mapa isópaco generado por el BSR, base de la zona de estabilidad de hidratos, y un tope estimado para las condiciones de presión y temperatura del fondo oceánico que garanticen la estabilidad de la molécula.

5.2.3.3 Hipótesis 3

La distribución para los valores de saturación de hidratos de gas y su rendimiento volumétrico pueden ser tomados de zonas análogas.

5.3 METODOLOGIA

Para estimar el volumen de gas que puede estar contenido en una acumulación de hidratos de gas en las cuencas marinas de Colombia se utilizó la siguiente ecuación:

$$HG = 0.035 * A * h * \varphi * s_{hg} * G_{hg}$$

Ecuación 5-1. Estimación del potencial de Hidratos de gas.

HG : Volumen de Gas (Tcf).

A : Área de Ocurrencia de Hidratos de Gas (km^2).

h : Espesor del Yacimiento (m).

φ : Porosidad del Yacimiento (v/v).

s_{hg} : Grado de Saturación de Hidratos de Gas (v/v).

G_{hg} : Rendimiento Volumétrico de Gas en Hidratos (v/v).

En esta estimación se realizaron las siguientes actividades en cada una de las cuencas marinas:

- Se realizó la carga de la información sísmica y de pozos en un proyecto de Kingdom Suite.
 - Para la carga de las líneas sísmicas obtenidas del proyecto Charles Darwin CD40 (1989), las coordenadas de las líneas sísmicas fueron estimadas de los archivos de navegación e informe del crucero.
- Se realizó la interpretación del BSR y del fondo oceánico.
- Se generaron los polígonos de las áreas donde se interpretó el BSR.
- Se realizó la conversión a profundidad y se generaron los mapas de las superficies interpretadas. Las velocidades usadas para la conversión a profundidad fueron:
 - Para convertir el fondo oceánico a profundidad se utilizó una velocidad constante de 1500 m/s en todas las zonas.
 - En el Caribe Colombiano se usaron las curvas tiempo-profundidad de pozos disponibles para obtener un mapa de velocidad del BSR.
 - En el Pacífico Colombiano se usaron las funciones de velocidad extraídas del trabajo de (Minshull *et al.*, 1994) además de un pozo ubicado en la zona para obtener el mapa de velocidad del BSR. Dicho procedimiento fue acogido debido a la poca información de pozos en esta zona (Figura 5-5).

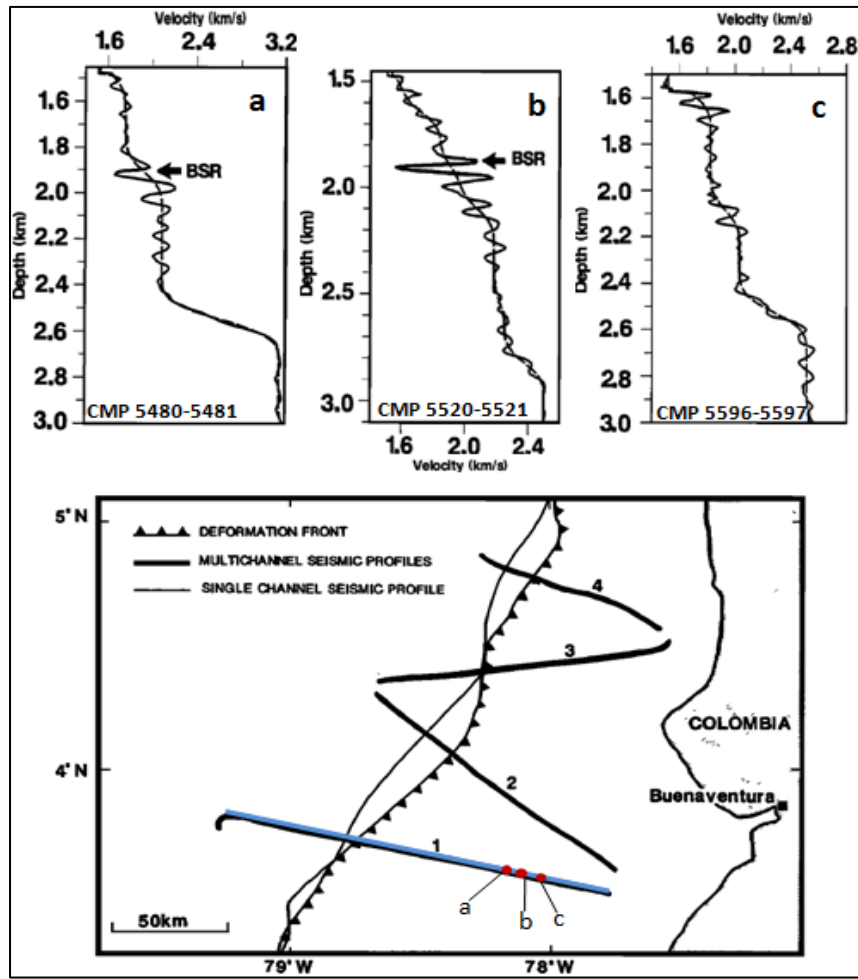


Figura 5-5. Funciones de velocidad tomadas para la conversión a profundidad en el Pacífico Colombiano. Las funciones de velocidad fueron obtenidas mediante una inversión de la ecuación de ondas en algunos CMP de la línea 1 (línea azul en el mapa inferior). La ubicación aproximada de los CMP se puede observar con los círculos rojos en el mapa inferior. Modificado de Minshull et al. (1994).

- Se estimó el tope de la zona de hidratos de gas con la Ecuación 5-4 modificada de Dickens et al. (1994), que define las condiciones de presión y temperatura de estabilidad para hidratos de metano en agua salada, así:
 - Se tomaron los valores de profundidad del fondo oceánico del mapa generado para este reflector en las cuencas marinas.
 - Se calcularon las presiones y temperaturas del fondo oceánico, a partir de las ecuaciones 5-2 y 5-3:

$$P_{fo} = P_{atm} + \rho_{agua} * g * h_{fo}$$

Ecuación 5-2. Presión en el fondo oceánico.

$$T_{fo} = 295.1 * h_{fo}^{-0.6}$$

Ecuación 5-3. Temperatura en el fondo oceánico.

P_{fo} : Presión del fondo oceánico (MPa)

T_{fo} : Temperatura del fondo oceánico normalizada al intervalo

$$3\text{ °C} < T_{fo} < 6.5\text{ °C}.$$

P_{atm} : Presión atmosférica (Mpa)

ρ_{agua} : Densidad del agua. 1,030 Kg/m³.

h_{fo} : Profundidad del fondo oceánico (m)

g : Gravedad (m/s²).

- Se estimó la profundidad hasta la cual el fondo oceánico, por sus condiciones de presión y temperatura, puede ser considerado como el tope de la zona de hidratos de gas (Ecuación 5-4). La Figura 5-6 presenta un ejemplo de las presiones y temperaturas obtenidas para el fondo oceánico en el Caribe Colombiano, y la base de la zona de estabilidad de hidratos definida también de la Ecuación 5-4.

$$\frac{1}{T + 273.15} = 3.79 \cdot 10^{-3} - 2.83 \cdot 10^{-4} \log(P)$$

Ecuación 5-4. Ecuación para las condiciones de estabilidad de hidratos de gas en agua salada, Modificada de Dickens et al. (1994)

T : Temperatura (°C).

P : Presión (MPa).

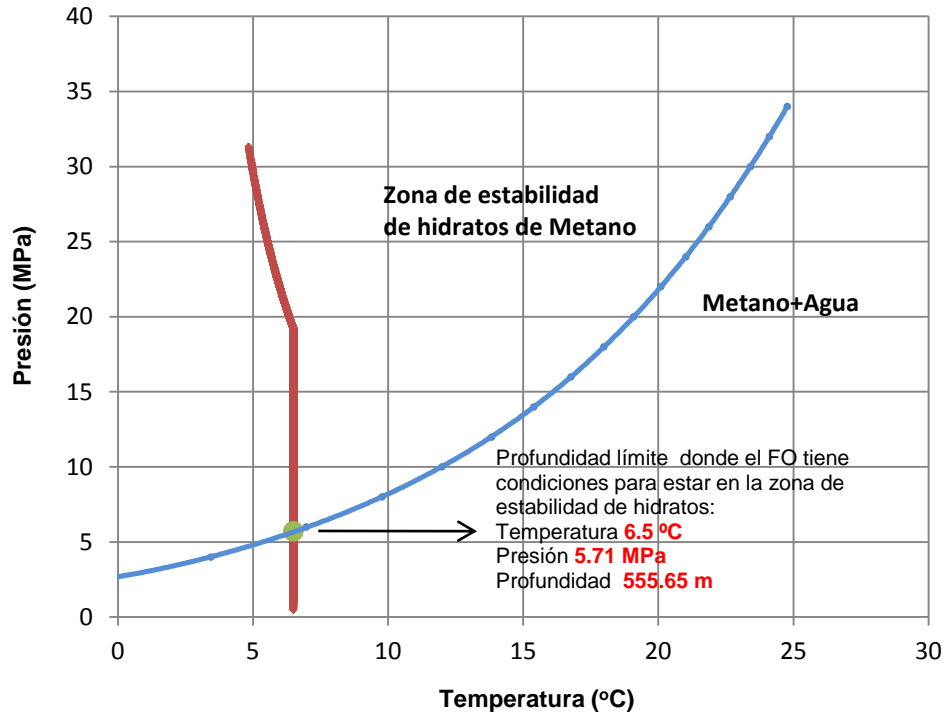


Figura 5-6. Presiones y temperaturas del fondo oceánico (FO) en el Caribe Colombiano y condiciones de estabilidad de hidratos definidas por la ecuación de Dickens et al. (1994).

La línea azul representa la base de la zona de estabilidad inferida de la Ecuación 4-4. La línea roja corresponde a las presiones y temperaturas del FO en las zonas donde se interpretó BSR. Se observa que a partir de cierta profundidad del FO, no se garantiza la estabilidad del hidrato.

- Para profundidades del fondo oceánico mayores a 555.65 m se cumplen las condiciones de presión y temperatura necesarias para entrar en la zona de estabilidad de hidratos, en consideración, el fondo oceánico puede ser establecido como tope de hidratos para esa área (Figura 5-6).
Lo anterior sugiere que en estas zonas el gradiente de presión hidrostática es suficiente para garantizar la estabilidad, en las demás zonas la presión es muy baja o la temperatura es muy alta para garantizarla.
- Para todos los puntos del mapa de fondo oceánico en los que la profundidad fue menor a 555.65 m, se calculó con la Ecuación 5-5 el Δh necesario para entrar en la zona de estabilidad (Figura 5-7).

$$\Delta h = \frac{\rho_{agua}}{\rho_{sedimentos\ marinos}} * (555.56 - h_{fo})$$

Ecuación 5-5. Delta de profundidad necesario para entrar en la zona de estabilidad de hidratos.

La variación de profundidad requerida para que los puntos del fondo oceánico por encima de 555.65 m entren en la zona de estabilidad es mínima. En estos puntos el tope de la zona de hidratos debe estar más profundo, en medio de capas de sedimentos, lo cual incorpora el gradiente litostático a la presión de estabilidad.

La Ecuación 5-5 aplica un factor derivado de la relación entre la densidad del agua y la de los sedimentos marinos. Este factor oscila entre 0.52 y 0.6, y trata de afectar el espesor considerado por debajo del fondo oceánico, con gradiente de presión mayor al hidrostático (sedimentos marinos), para que la presión total en esas zonas aumente de modo proporcional.

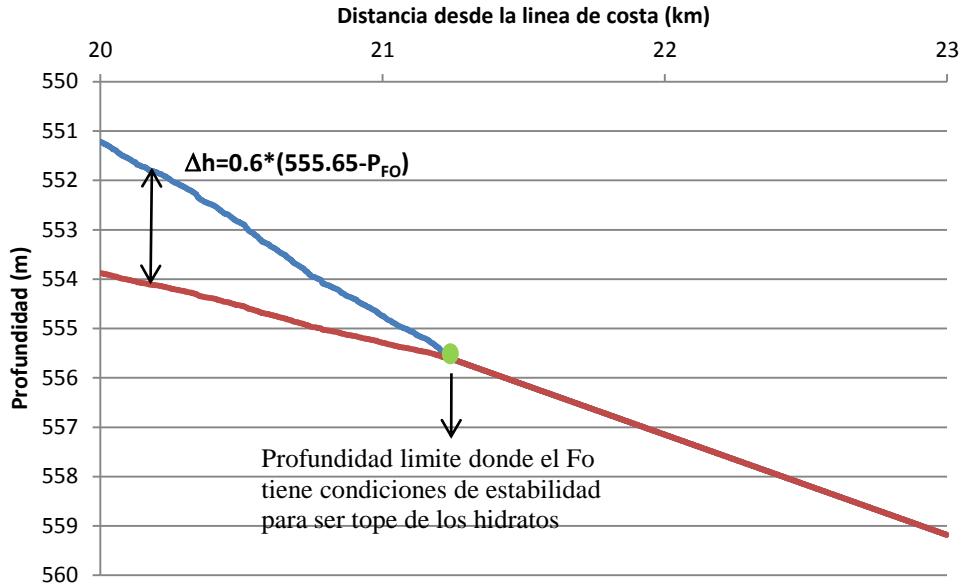


Figura 5-7. Estimación del tope de la zona de hidratos para profundidades del fondo oceánico menores a 555.65 m.

En azul el fondo oceánico (FO). En rojo el tope de la zona de estabilidad de hidratos de metano. A partir de los 555.65 m el FO puede ser considerado tope para la zona de estabilidad.

- Con los Δh calculados en todos los puntos donde el fondo oceánico se encontraba a una profundidad menor a 555.65 m, se estimaron nuevamente las presiones y temperaturas (Figura 5-8) del tope de la zona de hidratos de gas a partir de las ecuaciones 5-6 y 5-7.

$$P_{tzh} = P_{fo} + \rho_{sedimentos} * g * \Delta h$$

Ecuación 5-6. Presión del tope de la zona de hidratos.

$$T = \frac{1}{3.79 \cdot 10^{-3} - 2.83 \cdot 10^{-4} \log(P_{tzh})} + 273.15$$

Ecuación 5-7. Temperatura del tope de la zona de hidratos.

P_{tzh} : Presión en el tope de la zona de hidratos (Mpa)

$\rho_{sedimentos}$: Densidad de los sedimentos marinos.

Aproximadamente 1900 kg/m³

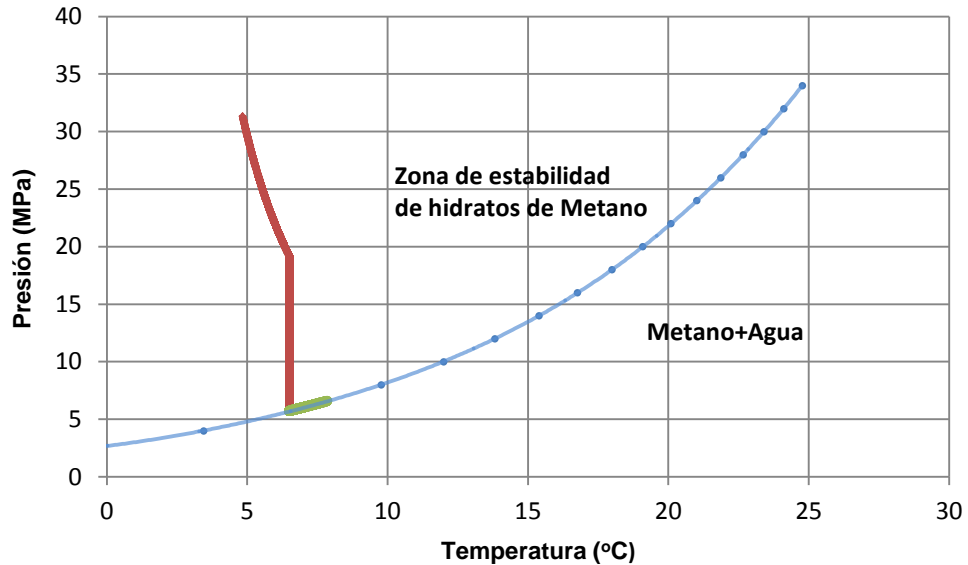


Figura 5-8. Presiones y temperaturas para el tope de la zona de hidratos en el Caribe Colombiano y condiciones de estabilidad de hidratos definidas por la ecuación de Dickens et al. (1994). La línea roja corresponde a las presiones y temperaturas del FO en las zonas donde se interpretó BSR. La línea verde a los puntos estimados incluyendo el Δh .

- Finalmente, con los puntos del fondo oceánico de profundidad mayor a 555.65 m, y los puntos recalculados por debajo del fondo oceánico (la línea verde en el ejemplo de la Figura 5-8), en zonas donde este último estaba por encima de los 556.65 m de profundidad, se calculó el mapa para el tope de los hidratos de gas.
- Se calculó el isópaco entre el BSR y el tope de la zona de hidratos de gas.
- Se estimó el volumen de la zona de hidratos de gas con el polígono del área y el isópaco.
- Se ajustó una distribución de probabilidad a los valores de porosidad efectiva en registros de pozos en el Caribe colombiano, considerando solo el intervalo de profundidad definido por el tope y la base de la zona de estabilidad de hidratos de gas. Esta distribución se usó para el cálculo en todas las cuencas.
- Se realizó una revisión bibliográfica para determinar la distribución de los valores Grado de saturación de hidratos de gas y Rendimiento volumétrico de gas en hidratos, ya que no se cuenta con estos datos en la zona.
- Se realizaron la simulación Montecarlo usando como variables aleatorias la porosidad, la saturación de hidratos de gas y el rendimiento volumétrico de hidratos de gas. El volumen derivado del análisis de las secciones sísmicas fue incorporado como un parámetro constantes dentro de la simulación.

5.4 RESULTADOS

Algunos de los parámetros utilizados para el cálculo del recurso mediante la Ecuación 5-1 fueron calculados, a otros se les asignaron funciones de probabilidad mediante un análisis estadístico. En general, las variables aleatorias fueron producto del análisis de distribución de datos conocidos de la zona o de análisis de valores usados en estudios mundiales.

5.4.1 Áreas de Ocurrencia de Hidratos de Gas

Las áreas consideradas en el cálculo fueron aquellas donde las líneas sísmicas permitieron identificar la presencia de BSR (Tabla 5-2, Figura 5-9).

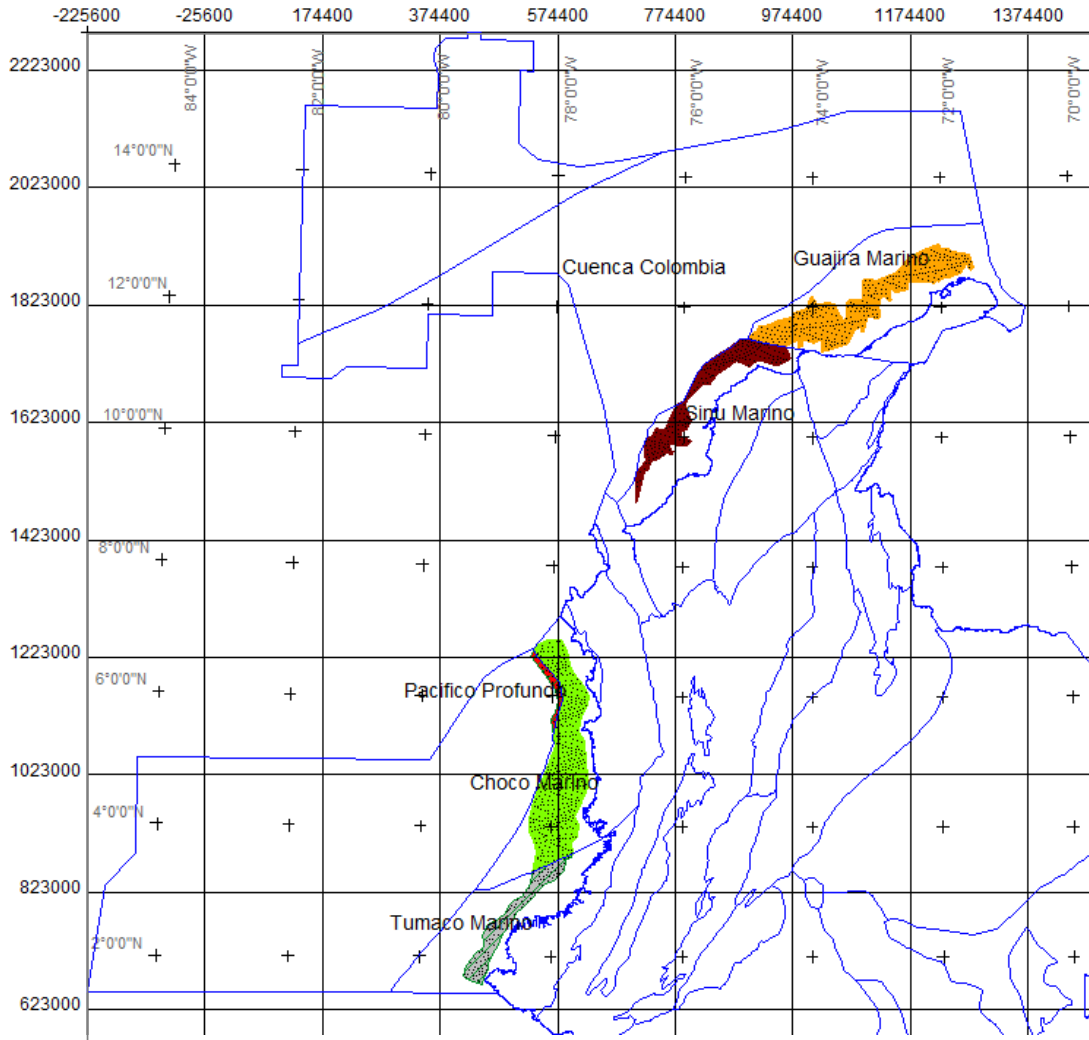


Figura 5-9. Polígonos de áreas interpretadas BSR.

En el Caribe se observan los polígonos de las cuencas Guajira Offshore en naranja, Sinú Offshore en Marrón y Cuenca Colombia en rosado. Éstos definen una franja paralela a la costa que se adelgaza hacia el suroeste, presentando un ancho que varía desde aproximadamente 60 km a 1 Km de noreste a suroeste. En el Pacifico se observan los polígonos de Choco Offshore en verde, Tumaco Offshore (gris) y Pacifico Profundo (rojo), de igual forma se define una franja paralela a la costa que se adelgaza de Norte a Sur, con un ancho que varía aproximadamente de 80 km a 20 km de Norte a Sur.

5.4.2 Espesor del Yacimiento

88

La distribución potencial del recurso se restringe a las laderas continentales, reduciéndose a media que aumenta la pendiente del fondo oceánico. En el Caribe y Pacífico Colombiano se presenta el BSR en una franja paralela a la costa (Figuras 5-10 y 5-11) que alcanza en algunas zonas anchos de hasta 80 km. En ambos casos se observa que el BSR se profundiza en dirección perpendicular a la costa.

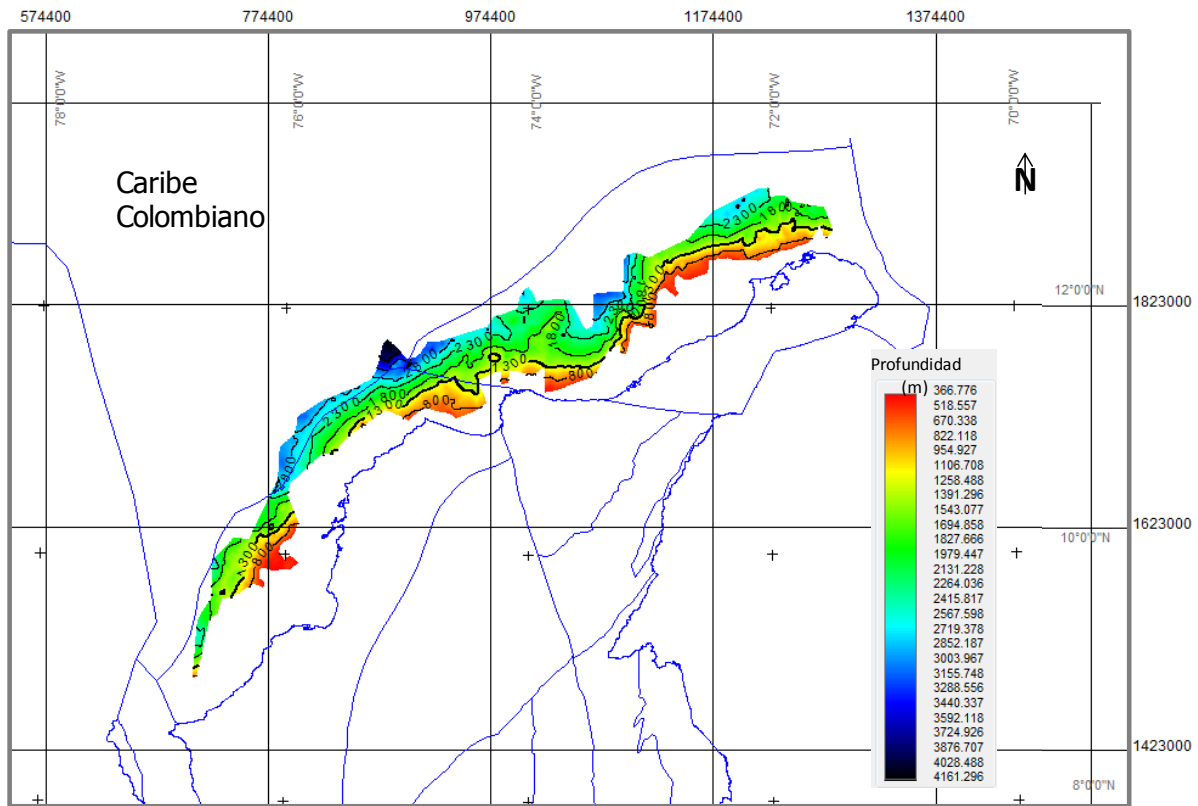


Figura 5-10. Mapa de BSR para en el Caribe Colombiano.

Se observan que el BSR se restringe a una franja paralela a la costa que se adelgaza hacia el suroeste en la Cuenca Sinú Offshore, su profundidad varía desde unos 0.3 km en la zona más cercana a la costa, y a medida que se aleja de la línea de costa se hace más profundo, alcanzando unos 4 km en la Cuenca Colombia.

Evaluación del volumen total de hidrocarburos y potencial por descubrir en Colombia

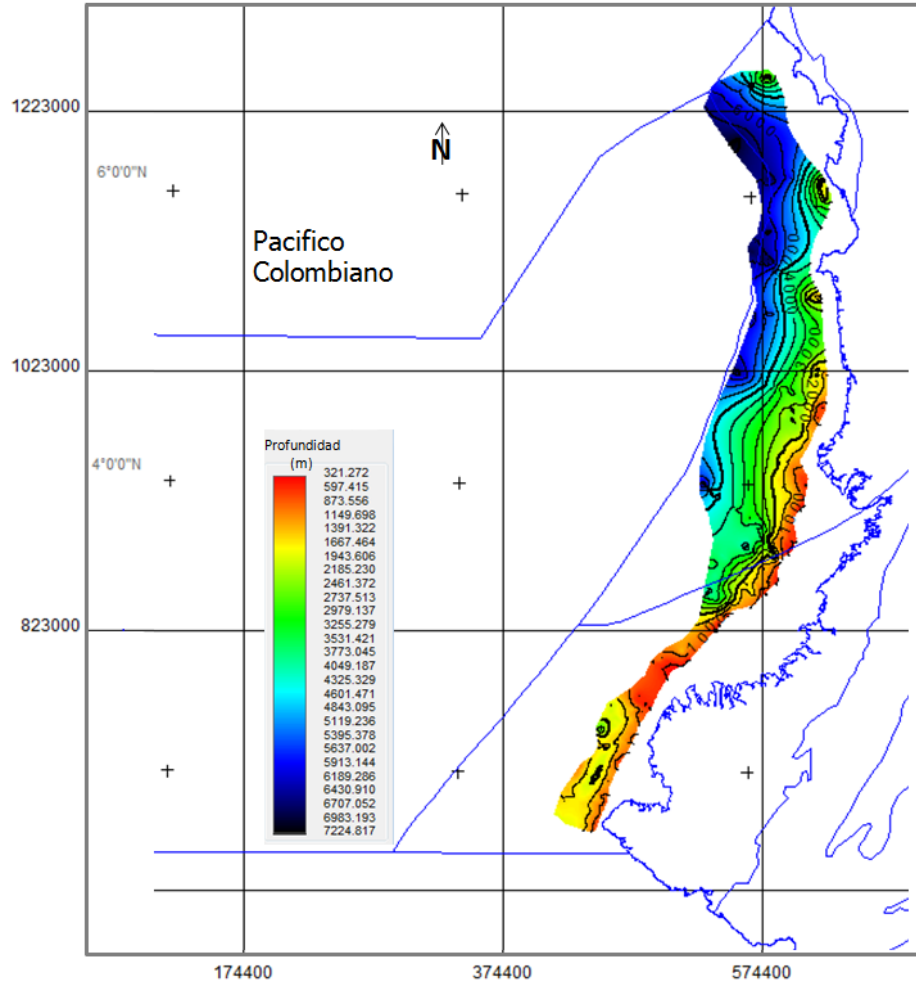


Figura 5-11. Mapa de BSR para en el Pacifico Colombiano.

El BSR se presenta en una franja paralela a la costa que se adelgaza hacia el sur, su profundidad varía desde unos 0.3 km en la zona más cercana a la costa y a medida que se aleja de la línea de costa se hace más profundo, llegando en a unos 7 km al norte en la cuenca Pacifico Profundo.

Las figuras 5-12 a 5-29 presentan los mapas de distribución del BSR, tope de la zona de hidratos e isópacos para las cuencas marinas Colombianas. A partir de los datos de espesor y distribución areal del BSR, se calcularon los volúmenes usados para la estimación del recurso en cada una de las cuencas, estos datos se presentan en la Tabla 5-2.

	Área (km ²)	Espesor mínimo-máximo (km)	Volumen (km ³)
Choco Offshore	22404.33	0.004 - 4.81	40731.63
Cuenca Colombia	2042.33	0.397 - 1.27	1635.12
Guajira Offshore	18873.14	0.0002 - 1.46	10529.41
Pacifico Profundo	1308.37	1.97 - 3.17	3271.65
Sinú Offshore	10248.28	0.0009 - 1.14	5189.15
Tumaco Offshore	6374.35	0.009 - 2.49	4623.07

Tabla 5-2. Dimensiones de las zonas consideradas para el cálculo del potencial de hidratos de gas

5.4.2.1 Guajira Offshore

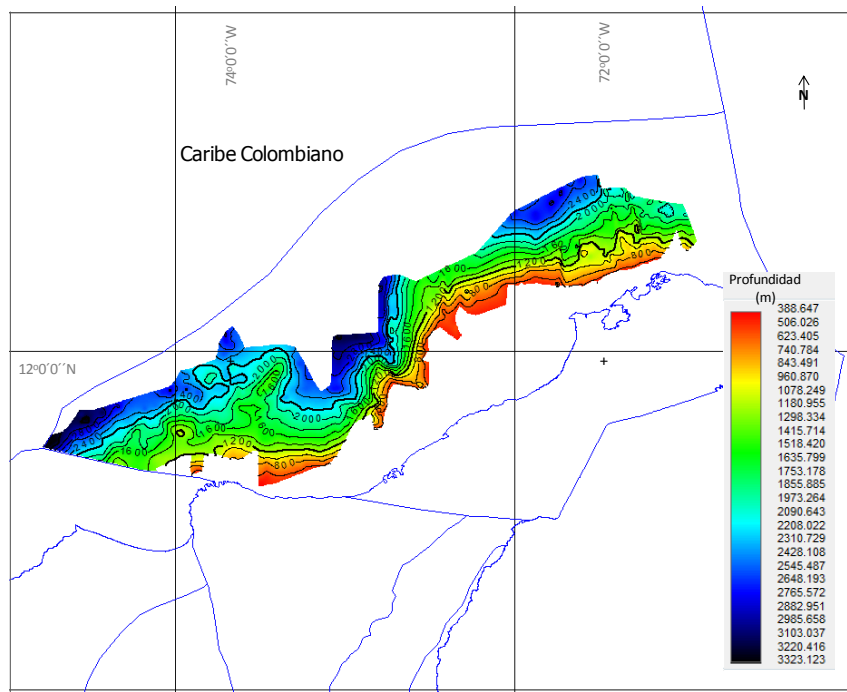


Figura 5-12. Mapa del BSR para la cuenca Guajira Offshore. El BSR en esta cuenca presenta profundidades entre 0.4 km en la zona cercana a la costa y 3 km en la zona más alejada.

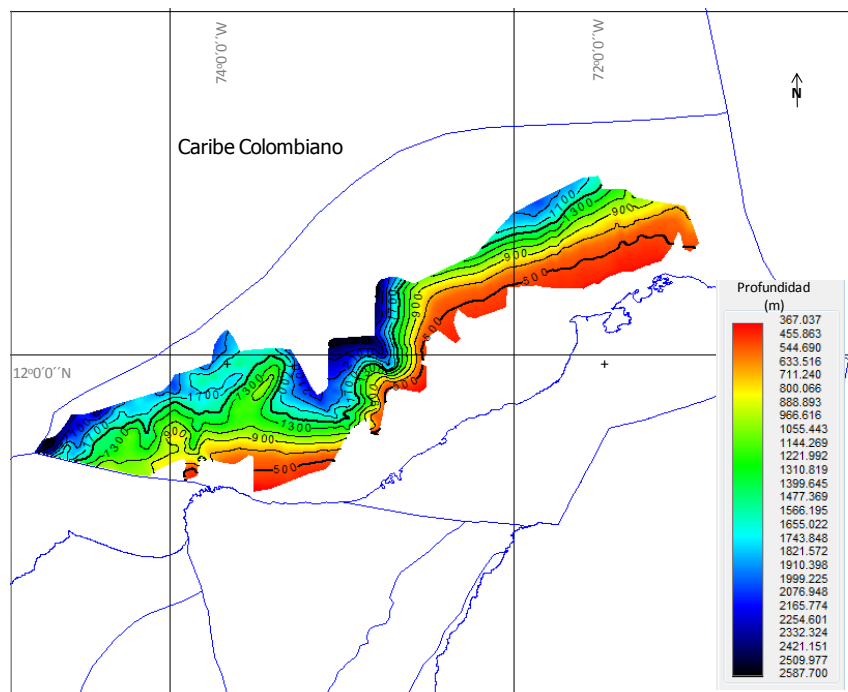


Figura 5-13. Mapa del tope de la zona de hidratos para la cuenca Guajira Offshore. El tope de hidratos sigue la tendencia del BSR, con profundidades desde los 0.3 km hasta unos 2.5 km.

Evaluación del volumen total de hidrocarburos y potencial por descubrir en Colombia

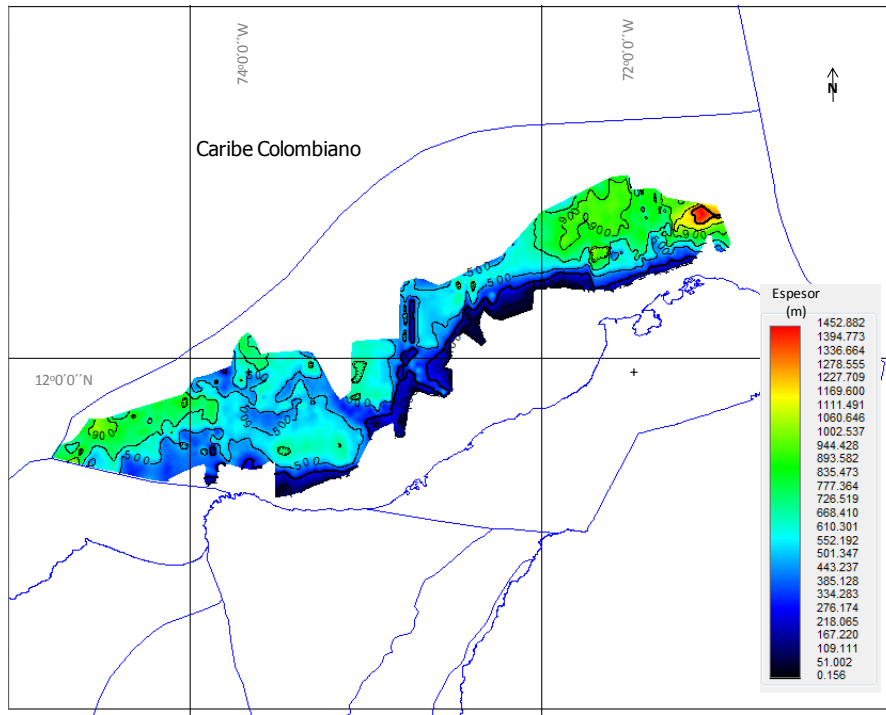


Figura 5-14. Mapa isópaco de la zona de hidratos para la cuenca Guajira Offshore. Para esta cuenca los espesores tienen un amplio rango de variación, desde unos pocos metros en la zona cercana a la costa hasta unos 1000 m hacia el Norte, donde el BSR y el tope de hidratos son más profundos.

5.4.2.2 Sinú Offshore

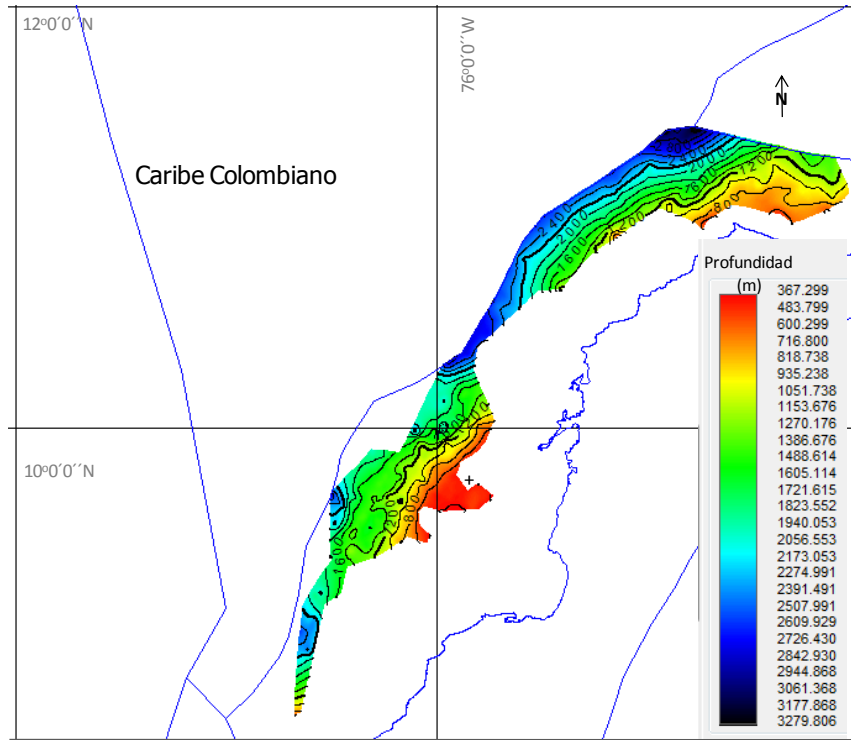


Figura 5-15. Mapa del BSR para la cuenca Sinú Offshore. En esta cuenca el BSR presenta profundidades que varían desde unos 0.4 km en la zona más cercana a la costa hasta unos 3 km al norte.

Evaluación del volumen total de hidrocarburos y potencial por descubrir en Colombia

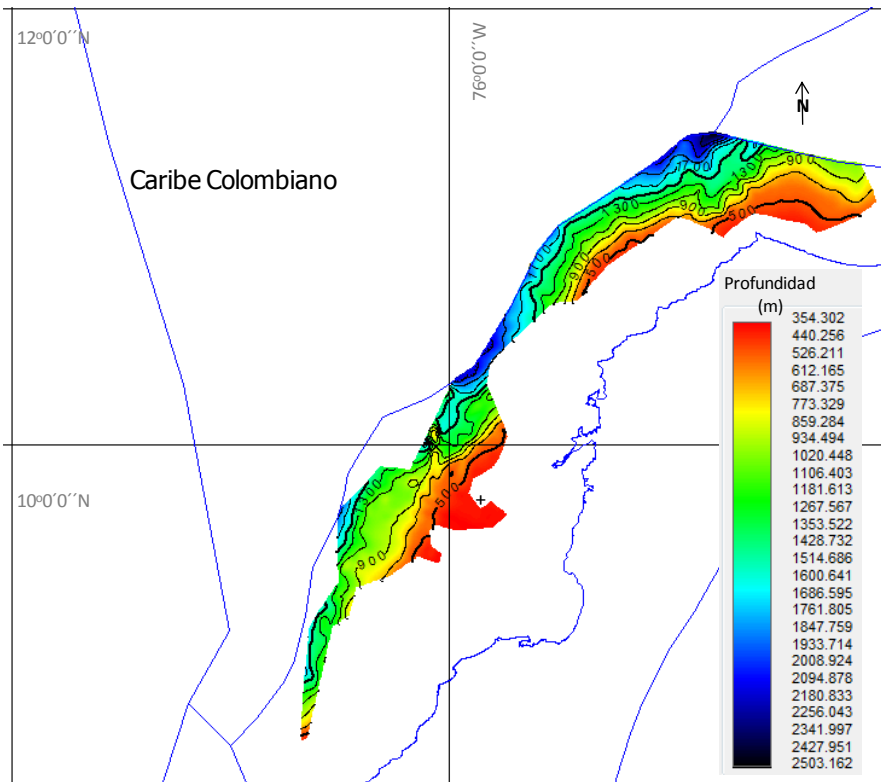


Figura 5-16. Mapa del tope de la zona de hidratos para la cuenca Sinú Offshore. El tope de hidratos presenta la misma tendencia del BSR, con profundidades que varían desde 0.3 km hasta unos 2.5 km.

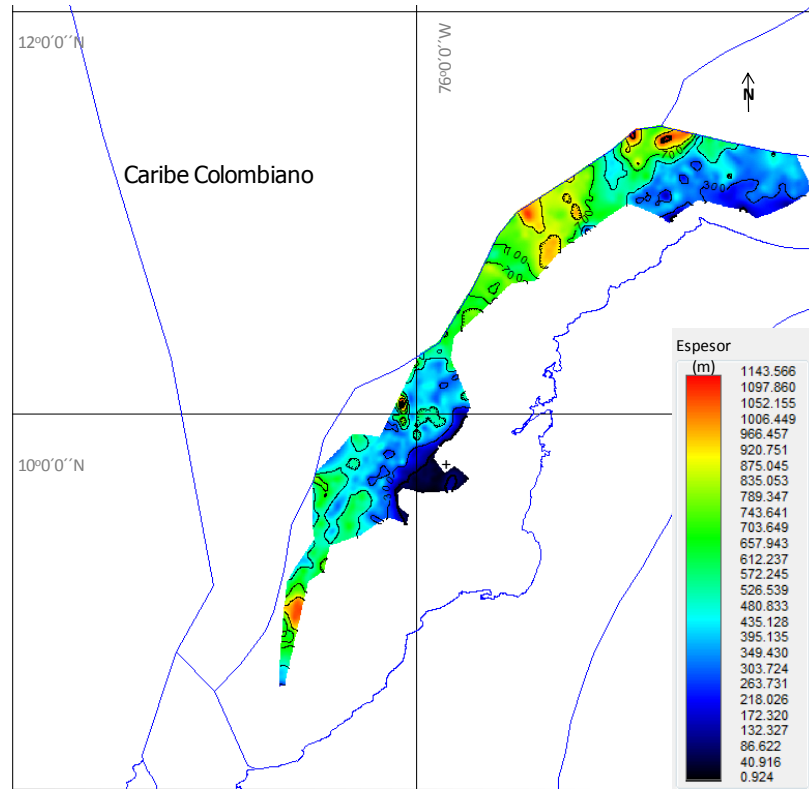


Figura 5-17. Mapa isópaco de la zona de hidratos para la cuenca Sinú Offshore. Los espesores presentan un rango de variación desde unos pocos metros en las zonas más cercanas a la costa hasta unos 1000 m, presentándose los mayores espesores en la zona central de la cuenca.

5.4.2.3 Cuenca Colombia

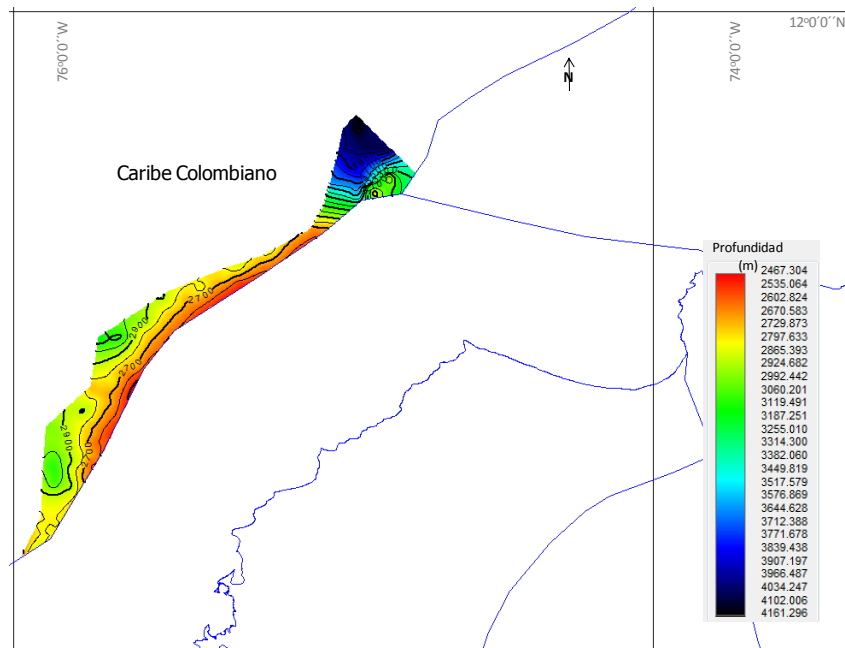


Figura 5-18. Mapa del BSR para la cuenca Colombia.

Evaluación del volumen total de hidrocarburos y potencial por descubrir en Colombia

Se puede observar que el BSR se profundiza a medida que se aleja de la costa en dirección perpendicular, llegando a unos 4 km en las zonas más profundas.

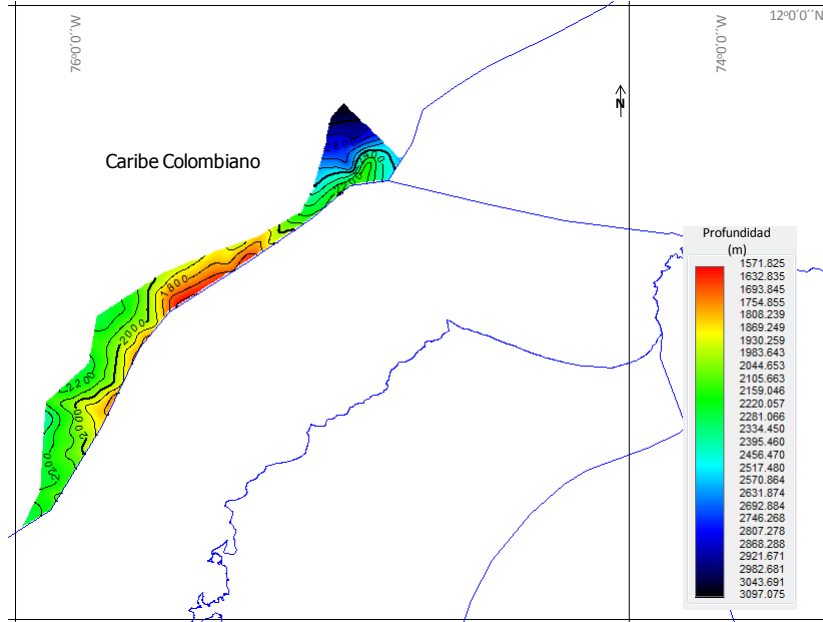


Figura 5-19. Mapa del tope de la zona de hidratos para la cuenca Colombia. El tope de la zona de hidratos presenta la misma tendencia del BSR llegando a profundidades de 3 km aproximadamente en la zona más distal a la costa.

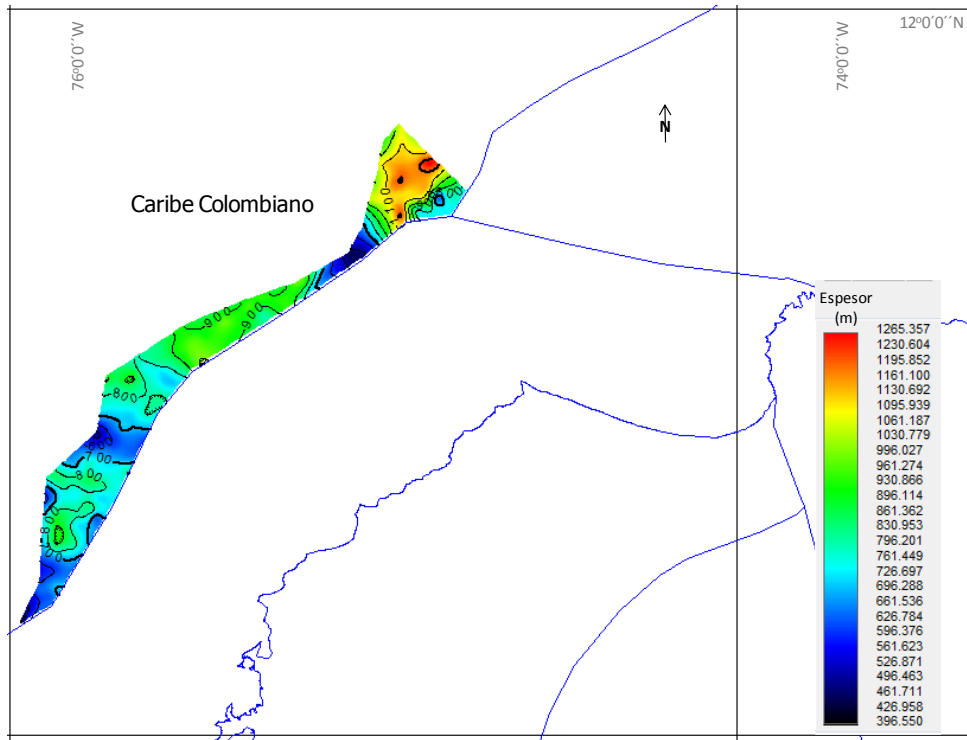


Figura 5-20. Mapa isópaco de la zona de hidratos para la cuenca Colombia. Los espesores en esta zona varían de 300 m a 1200 m aproximadamente. Los mayores espesores se dan al Norte, donde el BSR y tope de la zona de hidratos encuentran más profundos.

Evaluación del volumen total de hidrocarburos y potencial por descubrir en Colombia

5.4.2.4 Chocó Offshore

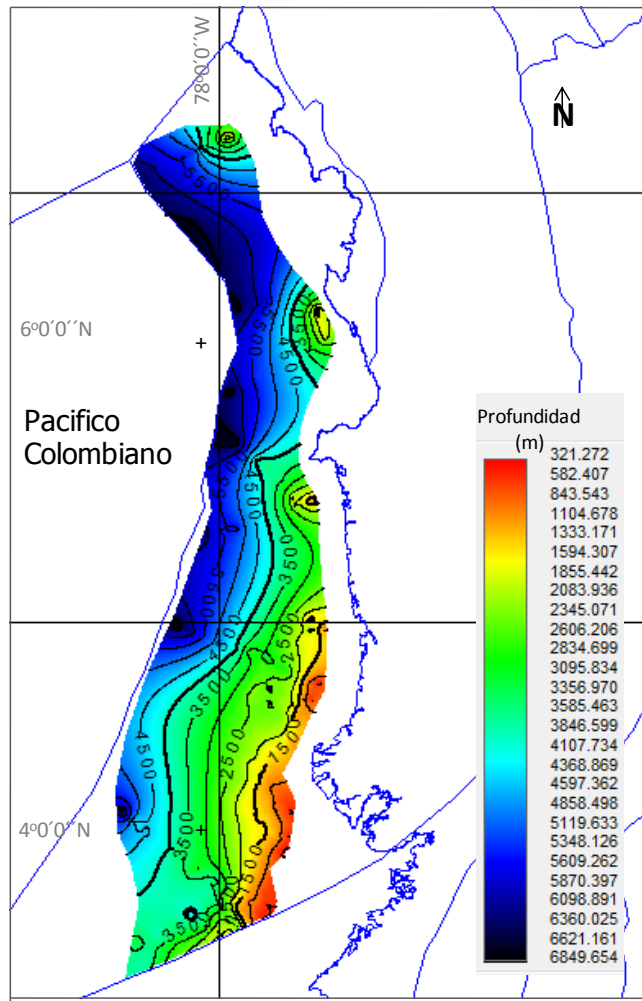


Figura 5-21. Mapa del BSR para la cuenca Chocó Offshore. El BSR se presenta con profundidades que varían desde los 0.3 km en la zona cercana a la costa, aumentando en dirección perpendicular a ésta hasta llegar a unos 6.5 km.

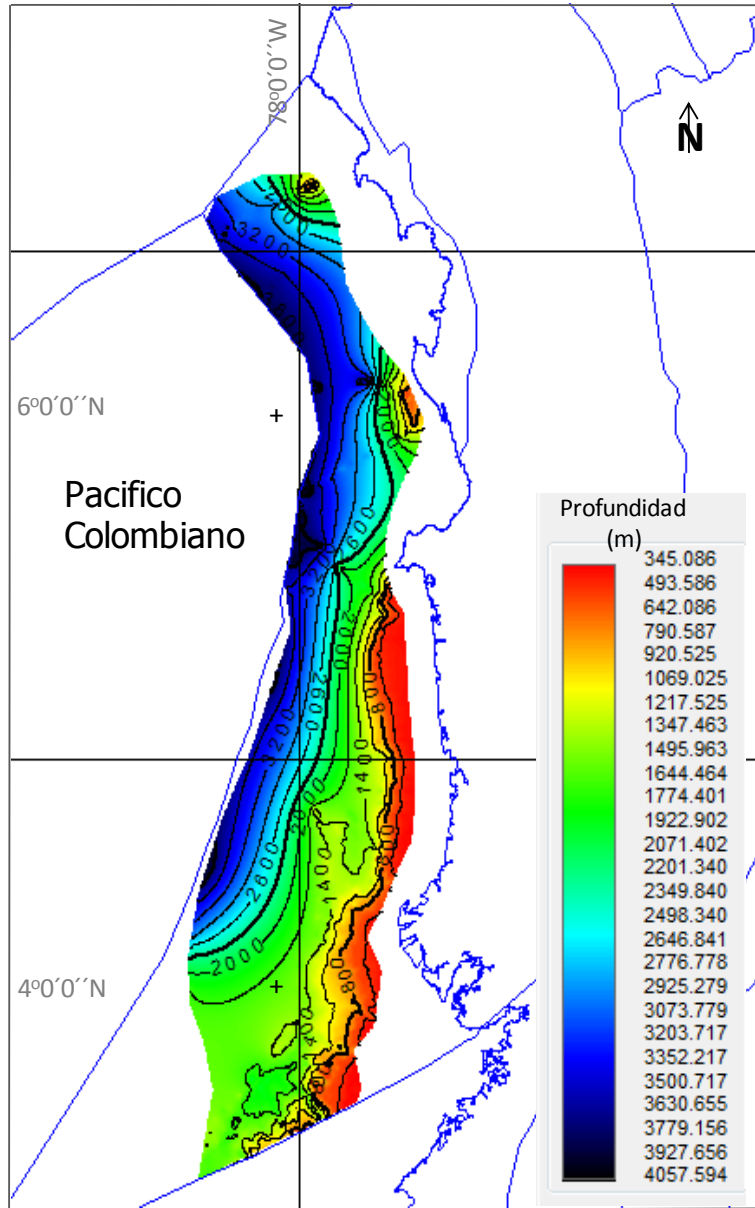


Figura 5-22. Mapa del tope de la zona de hidratos para la cuenca Chocó Offshore. El tope de la zona de hidratos tiene la misma tendencia del BSR, variando en profundidad desde 0.3 km en la zona cercana a la costa hasta 4 km en la zona más lejana.

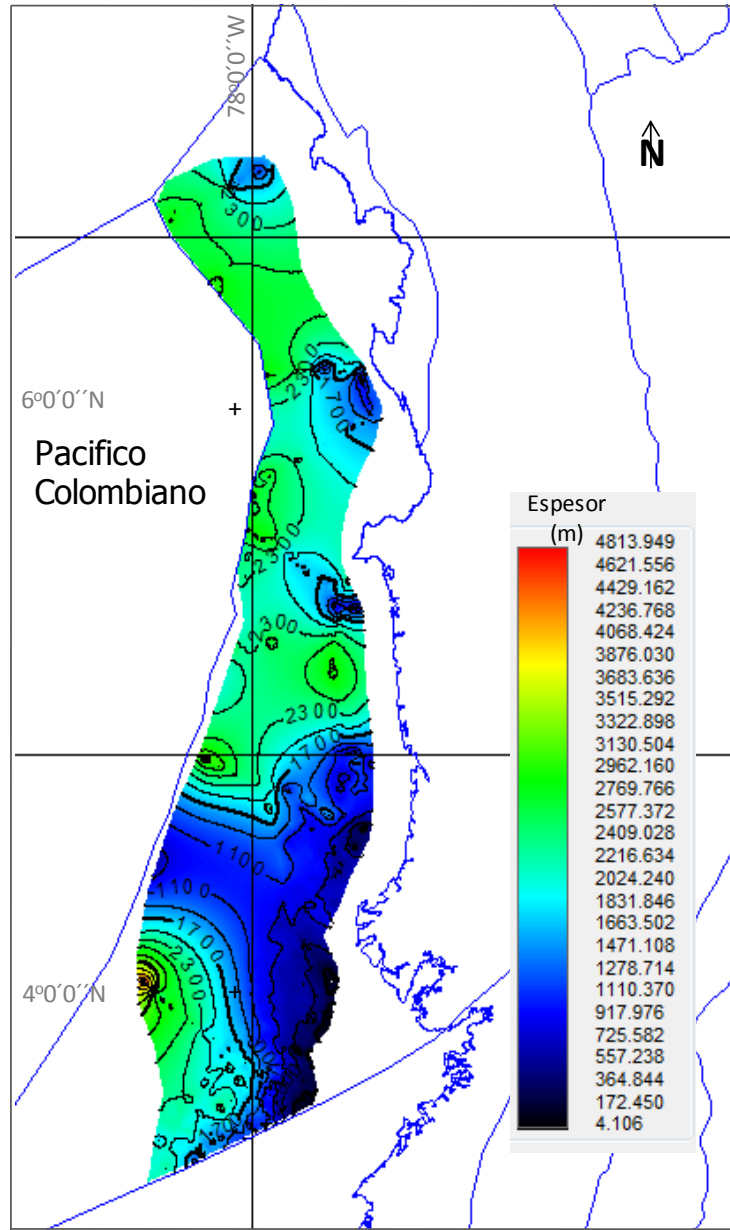


Figura 5-23. Mapa isópaco para la cuenca Choco Marino. El espesor de la zona de hidratos varía desde unos pocos metros en la zona cercana a la costa llegando hasta unos 3000 m al suroeste.

5.4.2.5 Tumaco Offshore

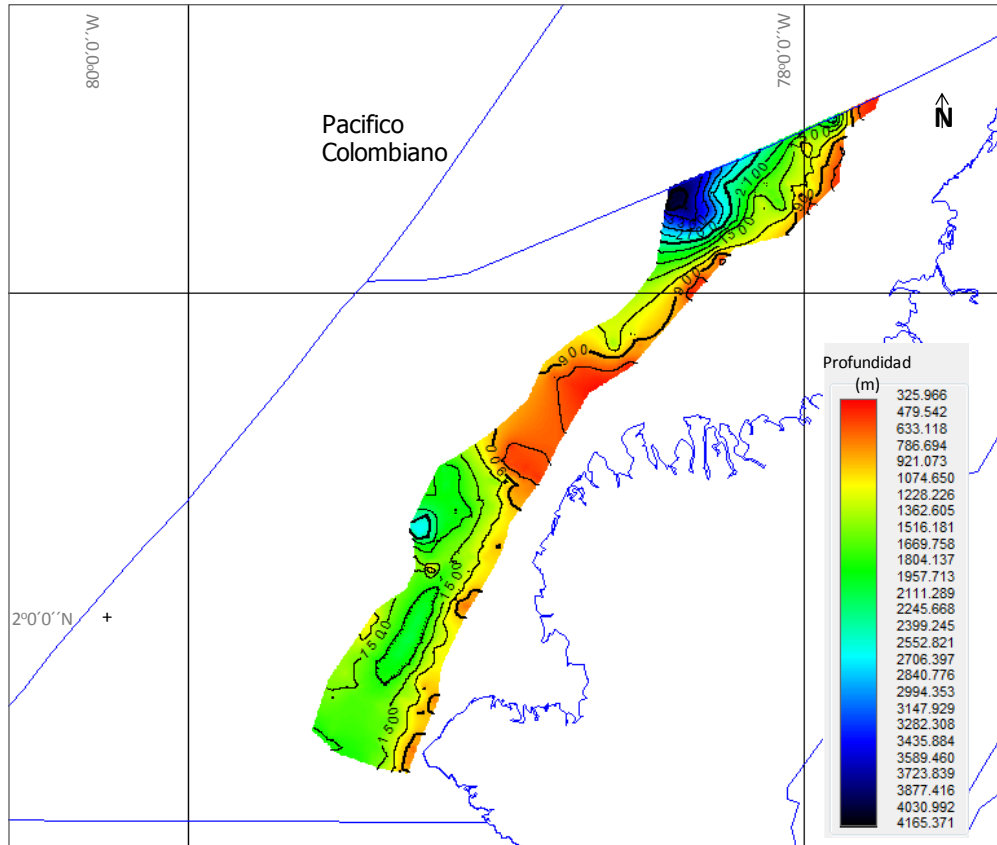


Figura 5-24. Mapa del BSR para la cuenca Tumaco Offshore. El BSR alcanza profundidades desde 0.3 km en la zona cercana a la costa hasta unos 4 km al noroeste. Se observa un alto en la parte central de la cuenca.

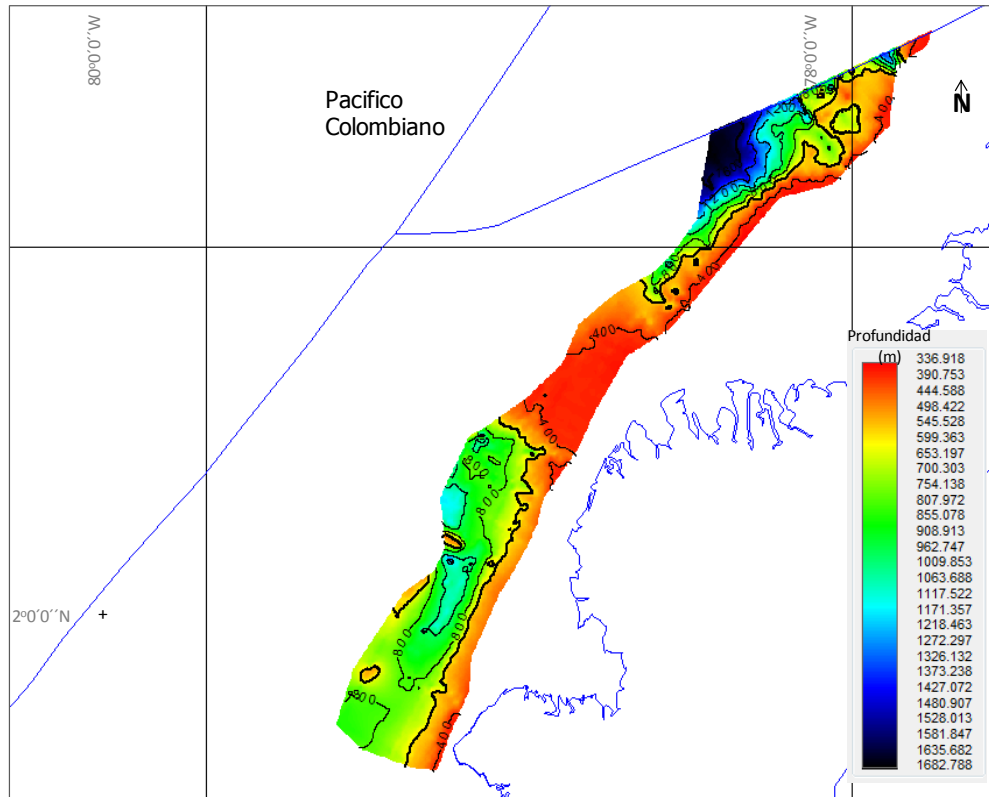


Figura 5-25. Mapa del tope de la zona de hidratos para la cuenca Tumaco Offshore. El tope de la zona de hidratos presenta igualmente un alto en la parte central de la cuenca, y varía en profundidades desde unos 0.3 km hasta 1.5 km.

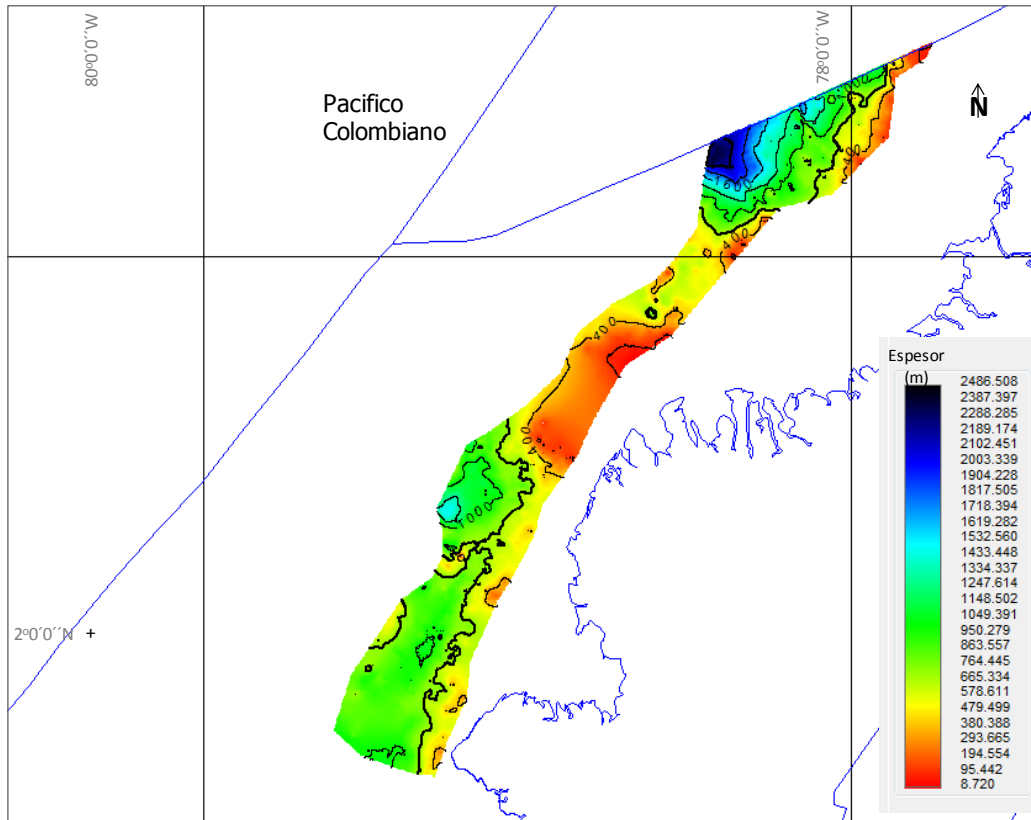


Figura 5-26. Mapa isópaco para la cuenca Tumaco Offshore.

Los espesores varían desde unos pocos metros en la zona cercana a la costa hasta unos 2 km al noroeste donde el BSR y el tope son más profundos. Se identifica una disminución de los espesores en la parte central

5.4.2.6 Pacífico Profundo

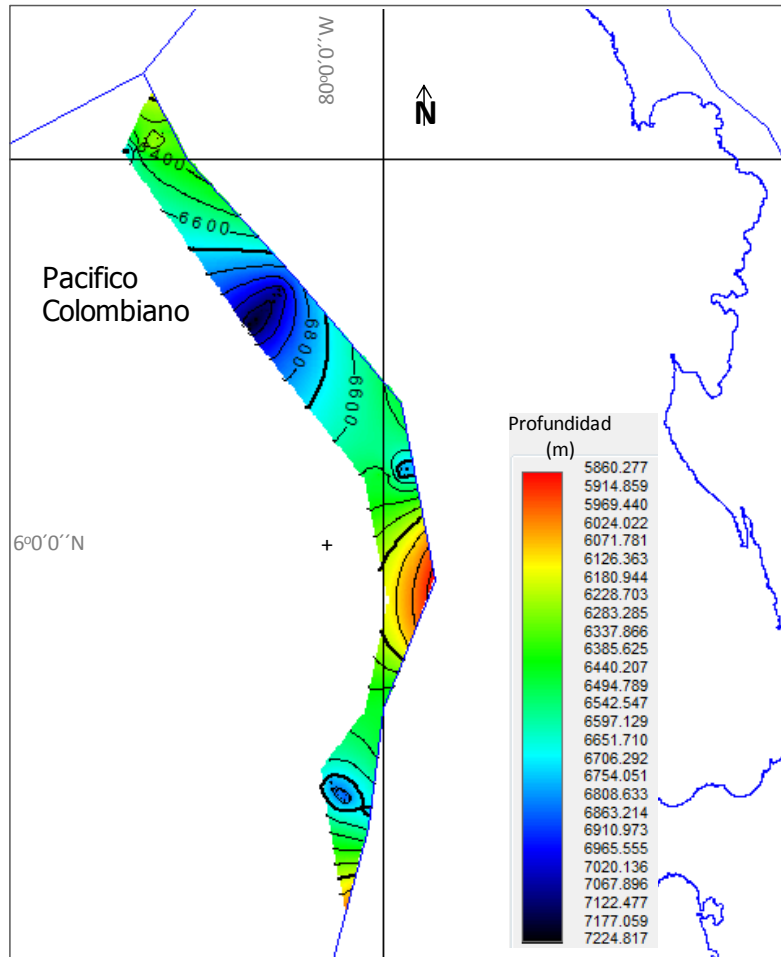


Figura 5-27. Mapa del BSR para la cuenca Pacifico Profundo. El BSR en esta cuenca es más profundo, variando desde 6 km hasta 7 km, esto es debido a que nos encontramos la parte más distanciada de la costa donde las profundidades son mayores.

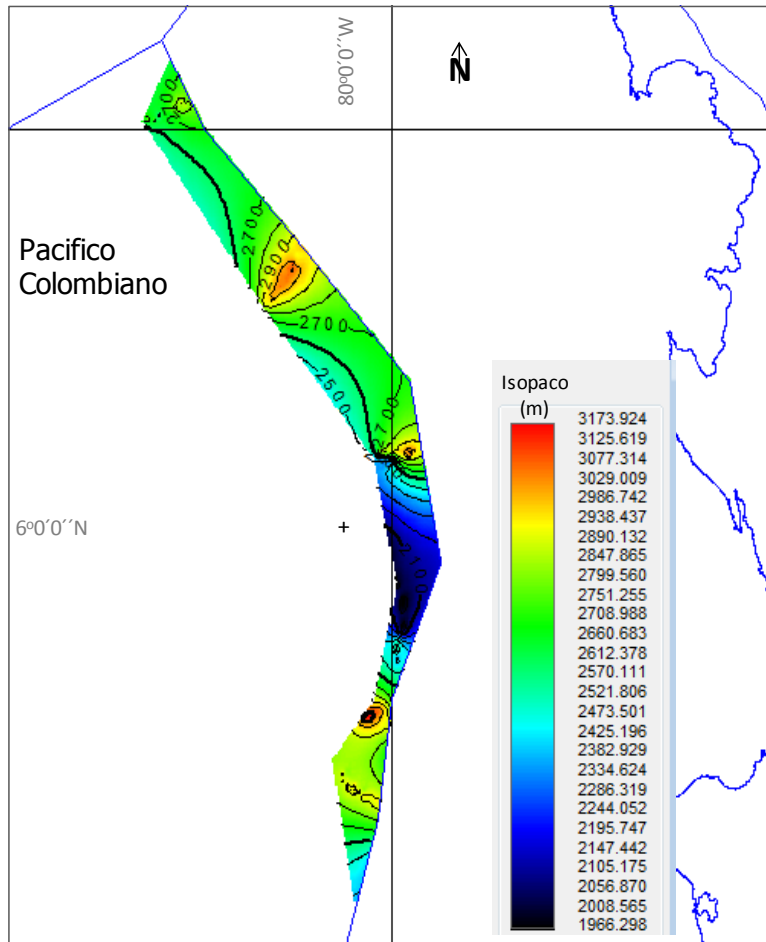


Figura 5-29. Mapa isópaco para la cuenca Pacífico Profundo.

El espesor de la zona de hidratos en esta cuenca varía de 2 km a 3 km aproximadamente, ésta presenta los mayores espesores debido a que se encuentra en la zona donde el BSR es más profundo.

5.4.3 Porosidad del Yacimiento

Para los valores de porosidad se estimó una función de distribución, de acuerdo a los datos en los registros de porosidad efectiva de 22 pozos. La mayoría de los pozos disponibles no están dentro de las áreas de ocurrencia de hidratos (Figura 5-30), sin embargo, dichos pozos se constituyen en la única información disponible para el cálculo de la distribución de porosidad. En general se observó una variación de la porosidad con la profundidad similar en toda la zona analizada, lo cual se asume representativo de toda la zona con presencia de hidratos.

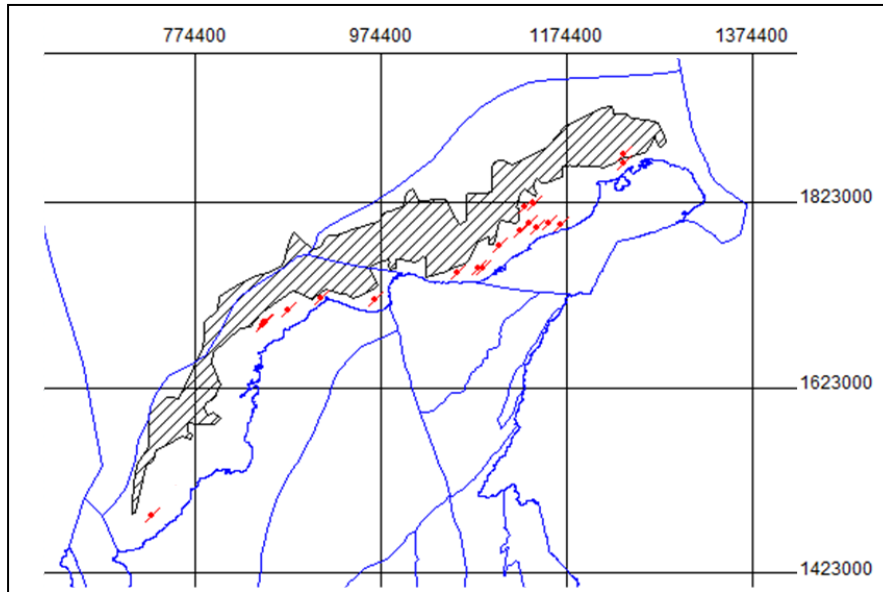


Figura 5-30. Pozos con registros de porosidad efectiva.

El intervalo de valores analizado corresponde al intervalo entre los 4,161.3 m y 354.3 m de profundidad, la máxima profundidad estimada para BSR y la mínima profundidad para el tope de los hidratos respectivamente. No fueron tomados para la estimación de la distribución los valores de porosidad menores a 3%, por considerar que estos no son valores esperados en una roca y pueden deberse a errores en la toma de registros o en el cálculo de porosidad efectiva. La distribución que mejor se ajustó a los datos fue de tipo Weibull (Tabla 5-3).

PARAMETROS ESTIMADOS				PRUEBA DE BONDAD DE AJUSTE					
\hat{x}	INTERVALO DE CONFIANZA		\hat{y}	INTERVALO DE CONFIANZA		HIPOTESIS NULA	P	ESTADISTICO	G.L
0.12	0.12	0.12	1.67	1.66	1.68	No se rechaza	M.B.	5.01	0

Tabla 5-3. Parámetros de ajuste y resultados de la prueba de bondad aplicada a los datos de Porosidad para la determinación de la distribución estadística usada en la estimación del potencial de hidratos de gas.

Los parámetros estimados \hat{x} y \hat{y} corresponden para la distribución Weibull a los parámetros “a” y “b” respectivamente. La abreviación M.B hace referencia a probabilidades muy bajas de aceptación o rechazo de la hipótesis nula.

5.4.4 Grado de Saturación de Hidratos de Gas

Se realizó una revisión de los valores de saturación de hidratos de gas estimados en trabajos a nivel mundial. Fue fundamental para este trabajo la función de distribución usada para el cálculo de recursos de hidratos por el USGS en el Golfo de México (Collet, 1995). Tabla 5-4.

Fractil	100	95	75	50	25	5	0
Saturación de hidratos de gas	2	3.2	8	14	20.5	25.7	27

Tabla 5-4. Parámetros de la distribución de saturación de hidratos de gas. Tomados de Collet (1995).

5.4.5 Rendimiento Volumétrico de Gas en Hidratos

El rendimiento volumétrico describe cuanto gas libre es almacenado en los hidratos de gas. Si la estructura del hidrato de gas está completamente llena con metano, 1 m³ de hidratos podría

contener 172 m³ de metano a condiciones estándar de presión y temperatura, pero muchos investigadores consideran que este escenario no es encontrado en la naturaleza. Sin embargo, los hidratos de gas no son estables si la estructura tiene menos de 70% de gas, lo cual implica un rendimiento de por lo menos 139 m³ de metano (Collet, 1995).

En el presente trabajo se acogió un rango de pesimista a moderado, es decir, una variación de 139 m³ que corresponde a un 70% de ocupación de metano en los hidratos de gas, a 164 m³ que corresponde a un 90%. La distribución para dicho rango fue tomada de Collet (1995) y se presenta en la Tabla 5-5.

Fractil	100	95	75	50	25	5	0
Rendimiento Volumétrico de gas en Hidratos	139	140.3	145.3	151.5	167.8	162.8	164

Tabla 5-5. Parámetros de la distribución de rendimiento volumétrico de hidratos de gas. Tomados de Collet (1995).

5.4.6 Potencial de Hidratos de Gas

Considerando las hipótesis mencionadas y todas las variables de la Ecuación 5-1 anteriormente descritas, se realizó el cálculo del potencial de gas asociado a hidratos en las cuencas marinas colombianas a partir de la aproximación probabilística del método Montecarlo. La Tabla 5-6 presenta los resultados obtenidos luego de descontar las zonas de restricción por presencia de reservas ambientales.

Cuenca	Gas en hidratos (Tcf)		
	P ₁₀	P ₅₀	P ₉₀
Choco Marino	46.87	11.79	3.03
Cuenca Colombia	1.91	0.48	0.12
Guajira Marino	12.18	3.08	0.79
Pacifico Profundo	3.68	0.93	0.24
Sinú Marino	5.75	1.45	0.37
Tumaco Marino	5.23	1.32	0.34
Total Colombia	75.63	19.04	4.89

Tabla 5-6. Estimación del gas potencial en hidratos. Estos resultados están afectados por los factores ambientales de la Tabla 2-1.

Los resultados de las Cuencas Colombia y Pacifico Profundo se encuentran subestimados debido a que no se cuenta con una cobertura sísmica adecuada que permita realizar una estimación más precisa del potencial de hidratos de metano en las mismas.

Al sur de la cuenca Los Cayos, en el límite con la cuenca Colombia, se encuentra el escarpe de Hess. En esta zona las profundidades varían de 0.5 km a 3 km en dirección noroeste sureste en una franja de aproximadamente 200 km (Figura 5-31), que podría almacenar hidratos de gas como se ha encontrado en la costa del Caribe Colombiano. Sin embargo, en las pocas líneas sísmicas de dirección noroeste a sureste que cubrían el escarpe de Hess no se pudo validar la presencia de

hidratos de gas mediante la interpretación del BSR, debido a que no se encontró ningún reflector que pudiera cumplir con certeza las condiciones necesarias.

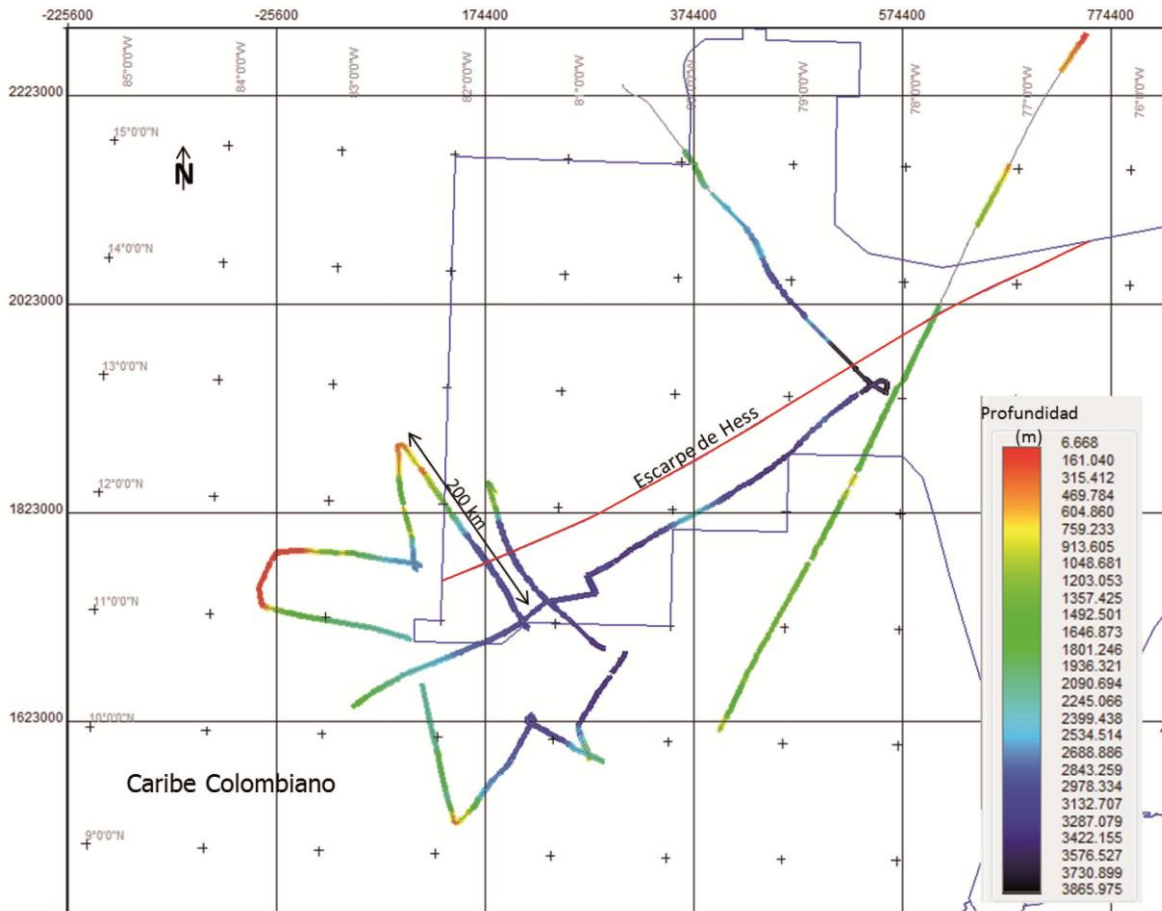


Figura 5-31. Líneas sísmicas disponibles en la zona límite entre la cuenca Los Cayos y Colombia. Se puede observar el aumento de profundidad en dirección noroeste sureste a lo largo de la pendiente producida por el escarpe de Hess (línea roja).

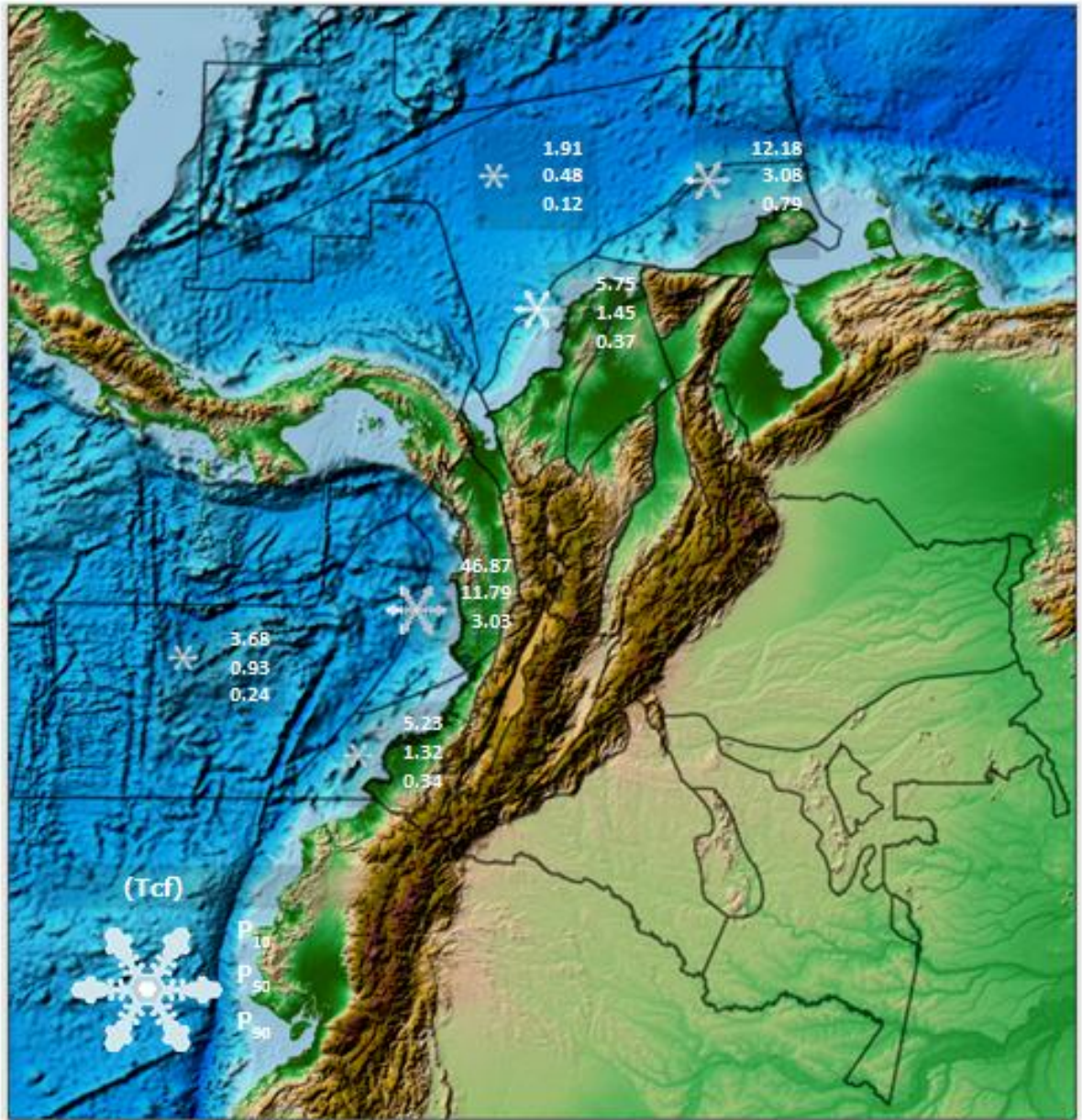


Figura 5-32. Potencial de gas en hidratos para las cuencas marinas de Colombia

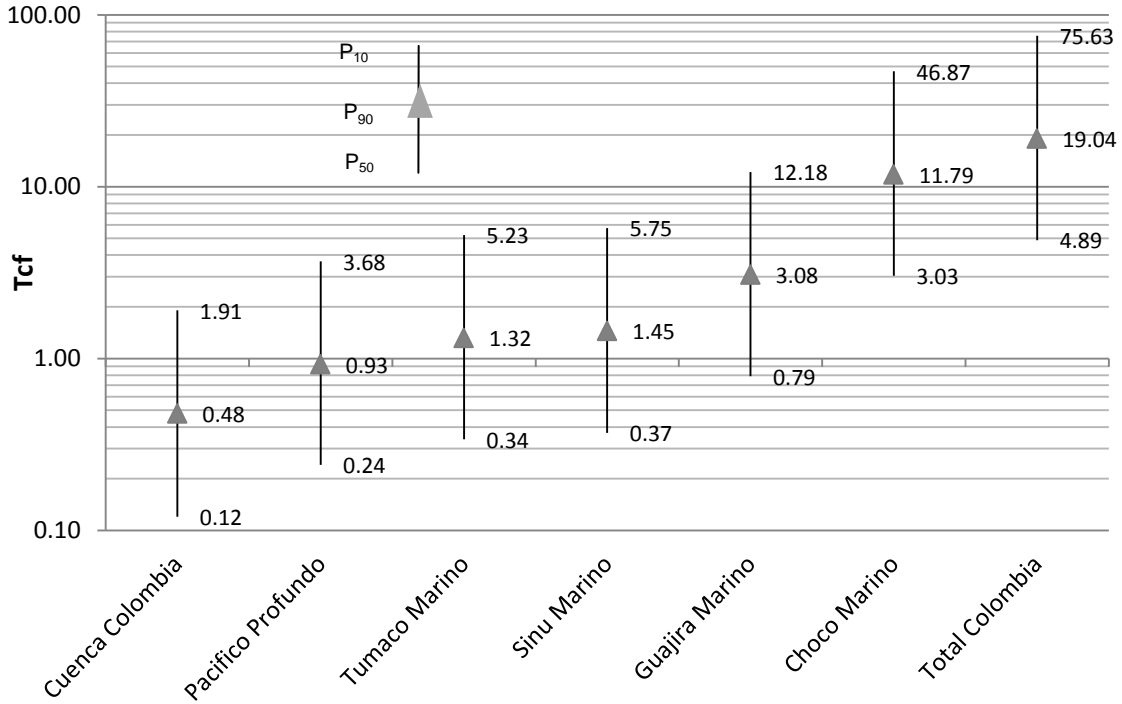


Figura 5-33. Potencial de gas en hidratos para las cuencas marinas de Colombia.

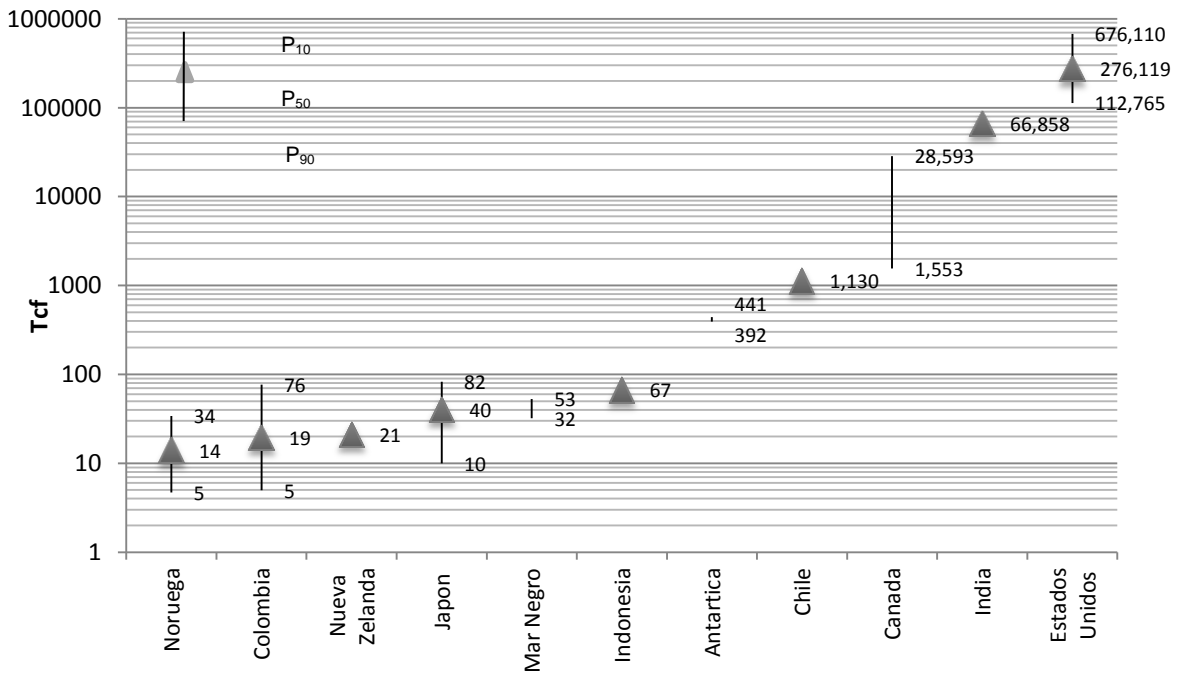


Figura 5-34. Potencial de hidratos de gas de Colombia comparado con el recurso estimado en otras partes del mundo

Evaluación del volumen total de hidrocarburos y potencial por descubrir en Colombia

5.5 ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD

El grado de influencia o peso de cada una de las variables aleatorias de la Ecuación 5-1 en el cálculo del potencial para las cuencas marinas de Colombia puede observarse en la (Figura 5-35).

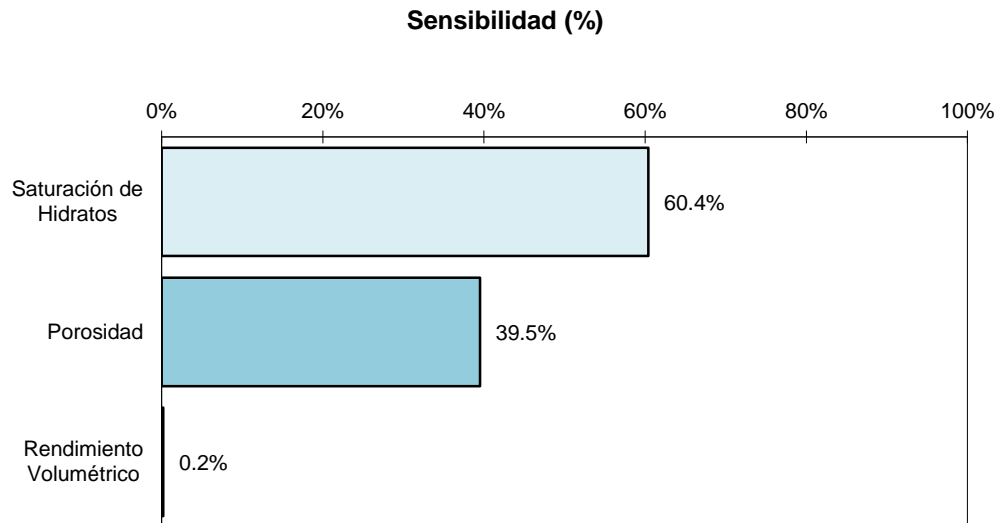


Figura 5-35. Análisis de sensibilidad para las variables utilizadas para la estimación del potencial de hidratos de gas.

El análisis de sensibilidad para todas las cuencas analizadas sugiere que los estudios de exploración de hidratos de gas en las cuencas colombianas deberán prestar mayor atención a las variables de saturación de hidratos (60.4%), porosidad (39.5%), y en menor grado al rendimiento volumétrico.

5.6 CONCLUSIONES

- De acuerdo a los cálculos de potencial realizados para hidratos de gas, la cuenca más prospectiva es Choco Offshore, seguida de Guajira Offshore y Sinú Offshore.
- Los resultados obtenidos en este trabajo para el potencial de gas metano en hidratos de gas (75.63 – 4.89 Tcf) son considerablemente menores a los valores estimados por D. Little (2008) y que alcanzaron los 400 Tcf.
- Parte del potencial de gas metano en hidratos de gas se encuentra en zonas de parque naturales (1.4 Tcf, 0.35 Tcf y 0.09 Tcf para P₁₀, P₅₀ y P₉₀ respectivamente).
- El potencial para las cuencas Colombia y Pacífico Profundo se encuentra subestimado debido a la poca información sísmica y de pozos disponible en estas.
- Podría existir hidratos de gas en la zona límite entre las cuencas de Los Cayos y Colombia. Sería necesario abordar con más información el análisis de su potencial.

5.7 BIBLIOGRAFIA

BP Global. (2011). *Statistical Review 2011*. Recuperado el 30 de Junio de 2011, de <http://www.bp.com/statisticalreview>

Camerlenghi, A. (2009). Hidratos de Metano: Cambio climático, energía y riesgo submarino. IX Trobada de Professorat de Ciències de la Terra i del medi ambient del Batxillerat.

Collet, T. (1995). Gas Hydrate Resources of the United States. *Geological Survey Digital Data Series*, 30.

Collet, T. (2002). Energy Resource Potential of Natural Gas Hydrates. *American Association of Petroleum Geologist Bulletin*, 86(11), 1971-1992.

D. Little, A. (2008). *Evaluation of Potential of Unconventional Energy Resources in Colombia*. Agencia Nacional de Hidrocarburos. Houston: Arthur D. Little Inc.

Dickens, G., & Quinby Hunt, M. (1994). Methane Hydrates Stability in Seawater. *Geophysical Research Letters*, 21 (19), 2115-2118.

Jackson, B. (2004). Seismic Evidence for Gas Hydrates in the North Makassar Basin, Indonesia. *Petroleum Geoscience*, 10(3), 227-238.

Kvenvolden, K. (1988). A Primer on the Geological Occurrence of gas Hydrate. *Geological Society London Special Publications*, 137, 9-30.

Kvenvolden, K. (1995). A Review of the Geochemistry of Methane in Natural Gas Hydrate. *Organic Geochemistry*, 23(11), 997-1008.

Lüdman, T., Wong, H., Konerding, P., Zillmer, M., Peterson, J., & Flüh, E. (2004). Heat flow and quantity of methane deduced from a gas hydrate field in the vicinity of the Dnieper Canyon, northwestern Black sea. *Geo-Marine Letters*, 24(3), 182-193.

Majorowicz, J., & Osadetz, K. (2001). Gas Hydrate Distribution and Volume in Canada. *American Association of Petroleum Geologists Bulletin*, 85 (7), 1211-1230.

Master, C., & Root, D. (1991). Resource constraints in petroleum production potential. *Science*, 253(5016), 146-152.

Milkov, A., & Sassen, R. (2001). Estimate of Gas Hydrate Resource, Northwestern Gulf of Mexico Continental Slope. *Marine Geology*, 179(1), 71-83.

Minshull, T., Singh, S., & Westbrook, G. (1994). Seismic Velocity Structure at a Gas Hydrate Reflector, Offshore Western Colombia, from Full Waveform Inversion. *Journal Of Geophysical Research*, 99(B3), 4715-4734.

Morales, E. (2003). Methane Hydrates in the Chilean Continental Margin. *Electronic Journal of Biotechnology*, 6(2), 80-84.

Pecher, I., Henry, S., Gorman, A., & Fohrmann, M. (2004). Gas Hydrates on the Hikurangi and Fiordland Margins, New Zealand. *American Association of Petroleum Geologists Hedberg conference*. Vancouver.

Popescu, I., De Marc, B., Leericolais, G., Nouze, H., Poort, J., & Panin, N. (2006). Multiple Bottom-Simulating Reflections in the Black Sea: Potential Proxies of Past Climate Conditions. *Marine Geology*, 227(3), 163-176.

Sain, K., & Gupta, H. (2009). Gas Hydrates Future Potential Source of Energy in India. *Glimpses of Geoscience Research in India*, 244-250.

Senger, K. (2010). First order Estimation of In-place Gas resources at the Nyegga Gas Hydrate Prospect. *Norwegian Sea Energies*, 3, 2001-2026.

Sloan, E. (1990). Natural Gas Hydrate Phase Equilibria and Kinetics; Understanding the State of the Art. *Revue de l'Institut Français du Pétrole*, 45(2), 245-266.

Sloan, E., & Carolyn, K. (1998). *Clathrate hydrates of natural gases*. New York: Dekke.

Tanahashi, M. (2011). Present status of Japanese Methane Gas Hydrates Research and Development Program. Hydrate in Japan. *CCOP Hydrate Workshop*. Vietnam.

Thakur, N., & Rajput, S. (2010). *Exploration of Gas Hydrates*. New York: Springer.

Yuan, T., Nahar, K., Chand, R., Hyndman, R., Spence, G., & Chapman, N. (1998). Marine Gas Hydrates: Seismic Observations of Bottom-simulating Reflectors off the West Coast of Canada and the East Coast of India. *Geohorizons*, 3(1), 1-11.

5.8 ANEXOS

- Archivo digital "Hidratos de gas Colombia.xlsx" En el centro documental de la ANH
- Archivo digital "YTF_GasHydrates.zip" En el centro documental de la ANH

6 GAS ASOCIADO AL CARBÓN

6.1 GENERALIDADES

El gas metano es un elemento constituyente del carbón que se presenta en altas concentraciones dependiendo de la composición del mismo y de factores externos como temperatura, presión y condiciones geológicas (Ortega, 2008). Este tipo de gas es el llamado Gas Asociado al Carbón (GAC).

La extracción del gas presente en el carbón requiere de la desacuatación del mismo para reducir la presión, y permitir la liberación de las especies moleculares más móviles que incluyen mezclas de metano y etano (y algunas trazas de N_2 , CO_2 , entre otros).

6.1.1 Origen y Formación

El carbón se origina por la descomposición de plantas y material vegetal, como hojas, maderas, cortezas, entre otros. Éste es acumulado en ambientes reductores, en zonas pantanosas, lagunares o marinas de poca profundidad. Con el tiempo y una rápida tasa de enterramiento, se da un proceso de transformación y enriquecimiento en carbono del material vegetal y se forman capas con alto contenido orgánico. Es necesario que los niveles suprayacentes presenten porosidades y permeabilidades lo suficientemente bajas para preservar el ambiente anaerobio apropiado y continuar el proceso de carbonificación. Es importante destacar que se requieren más de diez metros de limos carbonosos para generar una capa de carbón de un metro de espesor.

6.1.2 Tipos de Carbón

Existen diversas clasificaciones del carbón, relacionadas todas con del grado de carbonificación o maduración del material vegetal que lo originan, el cual depende del tipo de materia orgánica, edad, profundidad, presión, temperatura, y condiciones geológicas en la cuenca de formación del mismo. Los carbones con valores más bajos de maduración y poca alteración del material vegetal parental son las hullas y turbas. Los lignitos y antracitas son carbones con mayor evolución.

La categoría de un carbón se mide en función de parámetros físicos y químicos como el contenido en materia volátil, carbono fijo, cenizas, humedad, poder calorífico, contenido de azufre, entre otros. A mayor rango, mayor es el contenido en carbono fijo y el poder calorífico, mientras que disminuyen la humedad natural y la cantidad de materia volátil. La Figura 6-1 ilustra la clasificación del carbón basada en rango y propiedades químicas (Stach, 1982).

Coal rank	Reflectance (%)	Volatile matter (%)	Carbon (% dry ash-free, vitrinite)	Bed moisture (%)
Peat		64	60	75
Lignite	0.3	60		
		56		35
Sub bituminous C		52		
	B	0.4	71	25
A		48		
	C	0.5	77	8-10
B		44		
		0.6		
A		40		
		0.7		
High-volatile bituminous		36		
		0.8		
A		32		
		1.0		
Medium-volatile bituminous		28	87	
		1.2		
B		24		
		1.4		
Low-volatile bituminous		20		
		1.6		
A		16		
		1.8		
Semi-anthracite		12		
		2.0		
Anthracite		8	91	
		3.0		
	4.0	4		

Figura 6-1. Clasificación del carbón basada en rangos y propiedades químicas como el porcentaje de reflectancia de vitrinita, materia volátil, cenizas y humedad. Tomado de Stach (1982).

6.1.3 Yacimientos de Gas Asociado a Carbón (GAC)

El gas en los yacimientos de Gas Asociado a Carbón (GAC) se almacena en los microporos y en planos de discontinuidad interna del carbón. Se distinguen dos sistemas de porosidad diferentes:

- Porosidad primaria es aquella que se desarrolla u origina en el momento de la formación de los mantos y comprende solo el espacio poroso de la matriz. Tiene capacidad de absorber gran cantidad de gas pero contribuye poco a la permeabilidad.
- Porosidad secundaria o por fracturas naturales, grietas y fisuras denominadas “cleats”; esta es la que más contribuye a la permeabilidad (Figura 6-2).

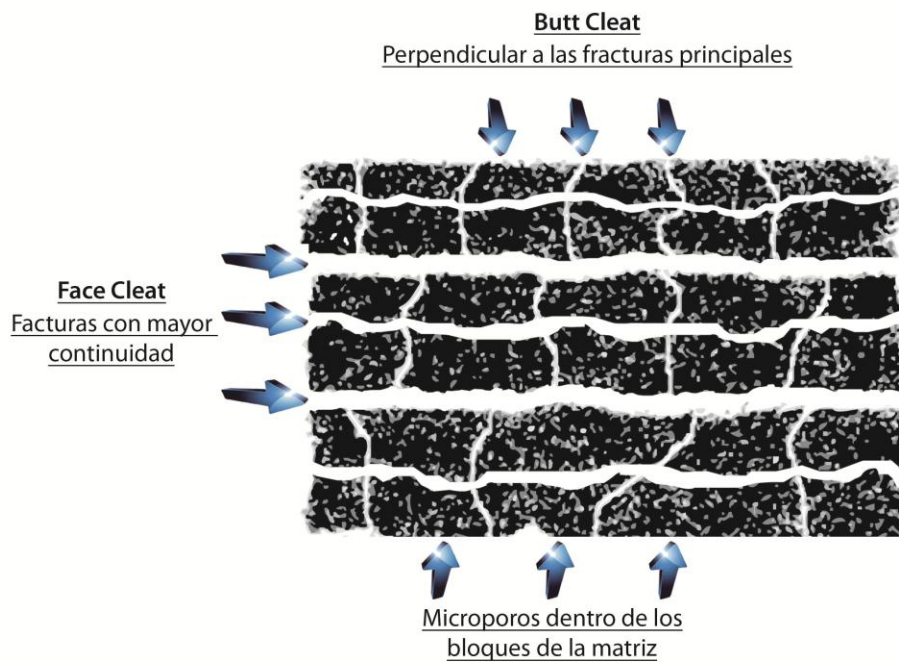


Figura 6-2. Esquema de la matriz de carbón, microporos y el sistema de fracturas naturales.

6.1.4 Gas Asociado a Carbón en el Mundo

En más de 40 países se ha investigado el potencial de Gas Asociado a Carbón (GAC), pero solo se han desarrollado proyectos comerciales en Australia, Canadá, China y la India. Los recursos de GAC estimados en todo el mundo son superiores a los 9,000 Tcf (Tabla 6-1).

País	Carbón (10 ⁹ ton)	GAC (Tcf)
Rusia	6500	600 - 4000
China	4000	1060 - 1240
USA	3970	400
Canadá	7000	200 - 2700
Australia	1700	300 - 500
Alemania	320	100
Inglaterra	190	60
Kazakhstan	170	40
Polonia	160	100
India	160	30
South África	150	30
Ucrania	140	60

Tabla 6-1. Reservas de GAC en el Mundo.
Tomada de Tonnsen & Miskimins (2010).

6.1.5 El Carbón en Colombia

A continuación se presenta las principales características de carbón colombiano, su distribución, composición y reservas como punto de referencia en la valoración del potencial de GAC. El mapa de provincias carboníferas de Colombia hace parte del Anexo 6-1.

6.1.5.1 Provincias Carboníferas Colombianas

El carbón se manifiesta a lo largo del territorio Colombiano, desde la Guajira hasta Leticia. La variación de sus propiedades ha permitido zonificar sus manifestaciones en 12 provincias carboníferas, evaluadas conforme al grado de conocimiento y condiciones geológicas en minas y afloramientos (INGEOMINAS, 2004). La Figura 6-3 y la Tabla 6-2 presentan una síntesis de las provincias Carboníferas de Colombia.

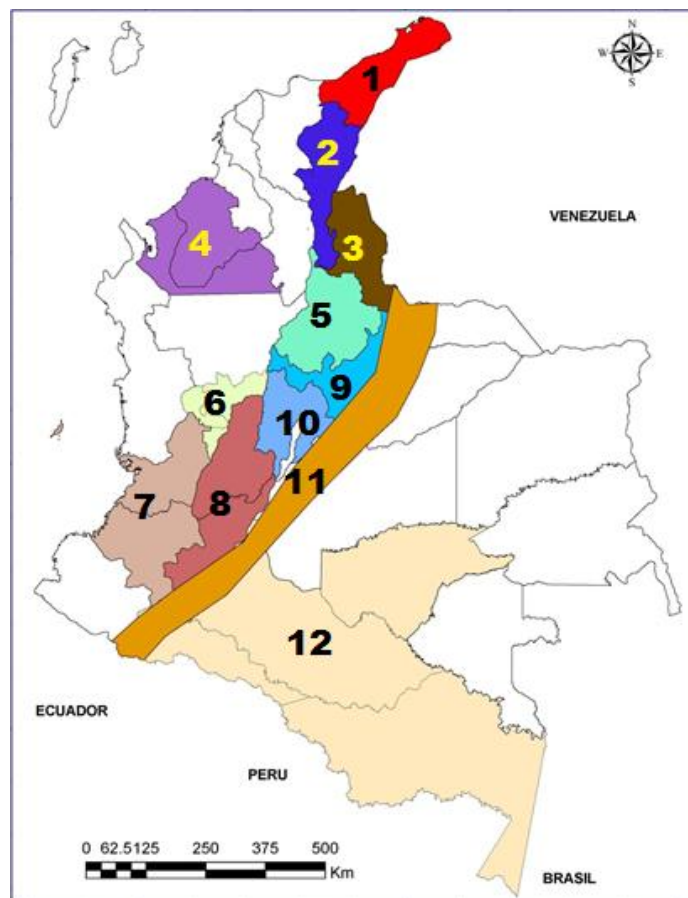


Figura 6-3. Provincias carboníferas colombianas:

1. Guajira; 2. Cesar; 3. Norte de Santander; 4. Córdoba - Norte de Antioquia; 5. Santander; 6. Antioqu coast - Antioquia; 7. Valle del Cauca - Cauca; 8. Huila - Tolima; 9. Boyacá; 10. Cundinamarca; 11. Borde Llanero; 12. Llanura Amazónica. Modificado de INGEOMINAS (2004). Cada zona o provincia se divide en áreas, sectores, bloques y minas de carbón. Las categorías de clasificación de los recursos mineros provienen de la certeza geológica y el grado de seguridad técnico - económica de las mismas (INGEOMINAS, 2004). Las propiedades físico-químicas de las principales provincias de carbones colombianos, como humedad (%), Cz- cenizas (%), MV - materia volátil (%), CF carbono fijo, St - contenido de azufre y el PC - poder calorífico, descritas en la Tabla 6-2, permiten relacionarlas con la clasificación de carbones propuesta por Stach (1982) en la Figura 6-1.

Zona	Área	Sector	Humedad (%)	Cz (%)	MV (%)	CF (%)	St (%)	PC (BTU/lb)
La Guajira	Cerrejón Norte		11.94	6.94	35.92	45.2	0.43	11,586
	Cerrejón Central							
	Cerrejón Sur							
Cesar	La Loma	Sinclinal La Loma	11.39	10.32	33.37	66.63	0.72	10,867
		El Boquerón	10.29	5.61	36.79	47.31	0.59	11,616
		El Descanso Sur						
	La Jagua de Ibirico	La Jagua	7.14	5.32	35.7	51.84	0.62	12,606
		Cerro Largo						
Córdoba-Norte de Antioquia	Alto San Jorge	San Pedro Sur	14.49	9.24	37.55	38.73	1.31	9,280
		San Pedro Norte	14.49	9.24	37.55	38.73	1.31	9,280
		Alto San Jorge	14.49	9.24	37.55	38.73	1.31	9,280
Antioquia-Antiguo Caldas	Venecia-Fredonia		11.64	8.11	40.06	40.2	0.48	10,426
	Amagá-Angelópolis	Amagá-Nechí	13.16	11.96	36.69	38.18	0.55	9,682
		Angelópolis						
	Venecia-Bolombolo	Rincón Santo	9.84	11.1	38.45	40.61	1.04	10,090
		Bolombolo	8.49	7.9	37.77	45.91	1.09	11,113
	Titiribí	Corcovado	7.25	7.92	37.99	46.84	0.72	11,767
		El Balsal						
	Río Sucio-Quinchía		4.08	15.56	31.75	48.61	1.8	10,713
	Aranzazu-Santágueda	Aranzazu	22.22	28.69	30.33	18.76	0.67	5,451
		Santágueda	19.03	25.05	37.32	18.6	0.43	6,230
Valle del Cauca-Cauca	Yumbo-Asnazú	Golondrinas-Río Cañaveralejo	2.69	22.38	28.15	46.79	2.85	11,088
		Cañaveralejo-Río Pance						
		Río Pance-Río Guachinte						
		Río Guachinte-Río Asnazú						
	Río Dinde-Quebrada Honda		2.83	20.63	36.72	39.84	4.02	11,138
	Mosquera-El Hoyo	Pedregosa-Mosquera	8.11	16.3	35.18	40.42	1.42	10,058
Limoncito-Yeguas								
El Vergel								
Cundinamarca	Jerusalén-Guataquí		5.19	5.34	39.09	50.38	0.58	13,044
	Guaduas-Caparrapí	Caparrapí	4.12	5.61	22.43	67.83	0.59	12,829
		Guaduas						
	Guatavita-Sesquilé-Chocontá	Suesca-Chocontá	1.98	11.23	34.88	51.91	0.91	12,682
		Guatavita						
	Tabio-Río Frío-Carmen de Campa	Carmen de Campa	3.42	12.67	20.8	63.10	1.53	13,041
		Tabio-Río Frío	4.12	9.76	18.01	68.11	0.93	13,390
	Checua-Lenguazaque	Cogua-Sutatausa-Guachctá	3.66	9.46	26.8	60.07	0.80	13,433
		Lenguazaque-Cucunubá-Nemocón	4.67	10.62	33.85	50.86	1.06	12,718

	Suesca-Albarracín		3.92	10.43	33.53	52.12	0.69	12,738	
	Zipaquirá-Neusa	Zipaquirá-Embalse del Neusa	1.04	14.42	24.33	60.21	1.38	12,993	
		Embalse del Neusa-Vereda Lagunitas							
	Páramo de la Bolsa-Machetá		4.42	14.21	35.7	45.67	1.04	11,309	
	Checua-Lenguazaque		3.56	10.00	25.19	61.25	0.80	13,439	
	Suesca-Albarracín		4.69	12.18	33.71	49.42	1.07	12,420	
Boyacá	Tunja-Paipa-Duitama		9.48	11.4	38.03	41.09	1.53	11,268	
	Sogamoso-Jericó		4.29	9.57	30.19	55.96	1.23	13,099	
	Betania		1.47	8.36	30.94	59.25	1.00	13,859	
	Úmbita-Laguna de Tota		5.75	13.10	38.34	42.8	1.21	11,699	
Santander	San Luis	Flanco	2.70	25.95	28.11	43.23	1.76	10,913	
		Occidental	1.63	7.65	33.38	57.33	1.37	13,994	
		Flanco	1.18	18.72	30.48	49.62	2.01	12,284	
		Oriental	1.18	10.09	29.05	59.67	2.15	13,893	
	Cimitarra Sur		4.61	4.61	29.77	61.01	0.62	13,021	
	Capitanejo-San Miguel		6.33	7.51	19.00	67.16	0.93	11,782	
	Miranda		1.81	14.47	15.13	68.59	3.46	12,803	
	Molagavita		0.80	8.58	32.25	58.37	0.70	14,161	
	Páramo del Almorzadero		5,18	4,71	14,23	75,88	0,75	12,889	
	Chitagá		3,29	12,59	12,9	71,22	1,44	12,804	
	Pamplona-Pamplonita	Pamplonita	2,96	9,97	36,15	50,92	1,34	13,199	
		Pamplona							
	Herrán-Toledo	Toledo	2,31	7,46	26,99	63,24	0,83	14,120	
		Herrán							
	Salazar	Norte							
Centro		3,76	9,46	36,81	49,96	0,62	12,762		
Sur									
Norte de Santander	Tasajero	Este	2,84	10,17	34,82	52,18	0,85	13,326	
		Oeste	2,56	7,65	33,67	56,12	0,85	13,925	
		Sur	2,42	17,10	34,59	45,89	0,89	12,291	
	Zulia-Chinácota	Zulia Sur		3,36	11,90	35,29	49,45	1,27	12,967
			Santiago	2,71	5,95	30,55	60,80	0,71	14,153
		San Cayetano		8,33	17,06	28,67	47,33	0,62	9,911
				2,02	12,12	26,66	59,20	1,43	13,324
		San Pedro		2,17	18,05	36,61	43,17	0,78	11,410
				2,53	11,30	35,63	50,54	0,81	13,290
	Villa del Rosario		2,69	14,88	38,49	43,94	0,83	12,436	
			2,74	7,50	36,70	53,06	0,70	13,588	
	Catatumbo	Zulia Norte-Sardinata	3,67	9,18	37,57	49,59	0,95	12,602	
		El Carmen	4,31	8,64	39,17	47,88	0,95	12,316	
Llanura Amazónica	Leticia		10,39	30,89	36,09	22,63	3,67	6,662	

Tabla 6-2. Provincias carboníferas colombianas, con su clasificación en áreas y sectores.

Las abreviaciones Cz, MV, CF, St, y PC hacen referencia al contenido de cenizas, materia volátil, carbono fijo, contenido de azufre y al poder calorífico respectivamente. Modificado de INGEOMINAS (2004).

6.1.5.2 Geología

Crono-estratigráficamente, existe un amplio espectro de edades dentro de los cuales se desarrollaron las acumulaciones más significativas de carbón (INGEOMINAS, 2004). La Tabla 6-3 presenta una síntesis de las principales formaciones que contienen Carbón en Colombia.

Formación	Edad	Zona
Cerrejón	Eoceno	La Guajira.
Los Cuervos	Paleoceno -Eoceno Inferior	El Cesar, Norte de Santander y occidente de Santander.
Guaduas	Maastrichtiano superior - Paleoceno	Cundinamarca y Boyacá.
Umir	Campaniano - Maastrichtiano	Occidente de Cundinamarca, Boyacá y Santander.
Cerrito	Mioceno - Plioceno	Córdoba y el norte de Antioquia.
Amagá	Oligoceno superior - Mioceno inferior	Caldas, Antioquia y Córdoba.
Guachinte y Ferreira	Eoceno - Oligoceno	Valle del Cauca y Cauca.
Floresanto y Maralú	Oligoceno - Mioceno Inferior	Urabá antioqueño.
Ciénaga de Oro	Oligoceno	Córdoba.
Tarazá	Oligoceno	Norte de Antioquia.
Pepino - Miembro Medio	Oligoceno	Putumayo.
Carbonera	Eoceno superior - Oligoceno inferior a medio	El Norte de Santander.
San Fernando	Eoceno superior - Oligoceno inferior	El Borde Llanero.
Margua	Eoceno medio a superior	El Borde Llanero.
Socha	Paleoceno	El oriente de Boyacá.
Arcillas de El Limbo y Limbo	Paleoceno - Eoceno medio	Borde Llanero.
Catatumbo y Mito Juan	Maastrichtiano superior	Santander y Norte de Santander.
Grupo Palmichal	Mestrichtiano superior- Paleoceno superior	El Borde Llanero.
Seca	Maastrichtiano	Cundinamarca meridional y occidental.
Córdoba	Maastrichtiano	Oriente de Cundinamarca y el suroriente de Boyacá.
Chipaque	Cenomaniano	Localidades en Cundinamarca.
Une	Albiano	Meta y Boyacá.
Caballos	Albiano	Huila y Tolima.

Tabla 6-3. Unidades Carboníferas más importantes en Colombia.
Modificado de INGEOMINAS (2004).

6.1.5.3 Recursos y Reservas de Carbón

Los recursos y reservas medidas, indicadas, inferidas e hipotéticas y su potencial, para cada zona carbonífera en Colombia se presentan en la Tabla 6-4.

Zona	Área	Recursos más reservas			Recursos	Potencial
		Medidos	Indicados	Inferidos	Hipotéticos	
La Guajira	Cerrejón Norte	3,000.00				3,000.00
	Cerrejón Central	670				670.00
	Cerrejón Sur	263.3	448.86	127.50	27.16	866.82
	Totales	3,933.30	448.86	127.50	27.16	4,536.82
Cesar	La Loma	1,777.10	1,563.98	1,963.18	993.50	6,297.76
	La Jagua de Ibirico	258.30				258.30
	Totales	2,035.40	1,563.98	1,963.18	993.50	6,556.06
Córdoba - Norte de Antioquia	Alto San Jorge	381.00	341.00			722.00
	Totales	381.00	341.00			722.00
Antioquia-Antiguo Caldas	Venecia-Fredonia	8.94	40.14	16.87		65.95
	Amagá-Angelópolis	11.84	63.64	92.33	25.38	193.19
	Venecia-Bolombolo	57.95	84.80	18.75		161.50
	Titiribí	11.33	37.25	4.45	1.07	54.10
	Totales	90.06	225.83	132.40	26.45	474.74
Valle del Cauca - Cauca	Yumbo-Asnazú	30.7	56.42	47.49	10.98	145.59
	Río Dinde-Quebrada Honda	4.37	16.66	19.69		40.72
	Mosquera-El Hoyo	6.38	19.06	30.72		56.16
	Totales	41.45	92.14	97.9	10.98	242.47
Cundinamarca	Jerusalén-Guataquí	1.81	5.73	5.28	3.23	16.05
	Guaduas-Caparrapí	6.76	32.68	21.36	0.91	61.71
	San Francisco-Subachoque-La Pradera	11.35	48.2	60.89	6.46	126.9
	Guatavita-Sesquilé-Chocontá	21.9	64.31	106.88	10.14	203.23
	Tabio-Río Frío-Carmen de Carupa	19.43	55.82	54.84	24.78	154.87
	Checua- Lenguazaque	140.42	345.44	210.66	16.25	712.77
	Suesca-Albarracín	32.92	87.71	68.90		189.53
	Zipaquirá-Neusa	1.64	4.96	10.41		17.01
	Totales	236.23	644.85	539.22	61.77	1,482.07
Boyacá	Checua- Lenguazaque	35.69	129.87	115.84		281.4
	Suesca-Albarracín	7.81	43.29	106.26		157.36
	Tunja-Paipa-Duitama	24.03	97.21	171.41		292.65
	Sogamoso-Jericó	102.84	412.25	473.71		988.8
Totales	170.37	682.62	867.22		1,720.21	
Santander	San Luis	56.08	108.64	123.44		288.16
	Capitanejo-San Miguel		18	1.43		19.43
	Miranda		5.49			5.49
	Molagavita		7.95			7.95
	Páramo del Almorzadero		118.24	24.37		142.61
	Totales	56.08	258.32	149.24		463.64
Norte de Santander	Chitagá	0.66	1.98	7.4		10.04
	Mutiscua-Cácota	1.56	0.66	0.16		2.38
	Pamplona-Pamplonita	2.79	6.25	4.83		13.87
	Herrán-Toledo	4.78	14.63	9.17		28.58
	Salazar	7.71	15.5	5.8		29.01
	Tasajero	14.18	29.51	50.23		93.92
	Zulia-Chinácota	40.05	124.15	103.2		267.4
	Catatumbo	47.96	121.66	179.98		349.59
Totales	119.69	314.34	360.77		794.79	
TOTAL		7,063.58	4,571.94	4,237.43	1,119.86	16,992

Tabla 6-4. Recursos y reservas de carbón en Colombia en millones de toneladas.
Tomado de INGEOMINAS (2004).

6.2 DATOS E HIPOTESIS

6.2.1 Datos internacionales

El conjunto de datos recopilado, que se adjunta como parte de este documento en el archivo del Anexo 6-2, comprende 1511 muestras de diferentes depósitos distribuidos en las cuencas carboníferas de Alberta, Canadá. Esta información fue usada para la estimación de las distribuciones de concentración de gas.

6.2.2 Datos nacionales

El conjunto de datos recopilado, que se adjunta como parte de este documento en el archivo del Anexo 6-3, comprende la información utilizada para el cálculo del potencial de GAC. El conjunto de datos incluye espesores, densidades y áreas carboníferas cartografiadas, resultados de cada análisis estadístico en zonas con información mínima o nula, y además, la información usada para la estimación de las distribuciones de concentración de gas.

6.2.3 Hipótesis

El potencial efectivo de GAC en las Cuencas Colombianas fue evaluado bajo las siguientes hipótesis:

6.2.4 Hipótesis 1

Las áreas con potencial de GAC en las cuencas sedimentarias de Colombia están representadas por las zonas identificadas en la cartografía de carbón disponible a la fecha (INGEOMINAS, 2004).

6.2.5 Hipótesis 2

Los Valores de espesor, densidad y demás propiedades de las provincias carboníferas se consideran representativos de los valores esperados en las cuencas sedimentarias en las cuales se ubican.

6.2.6 Hipótesis 3

La concentración de gas para las áreas con potencial efectivo de GAC por cuenca en Colombia puede ser estimada asumiendo el comportamiento de esta variable en siguientes escenarios:

- Escenario de Evaluación 1: El Comportamiento de la concentración de gas en las Cuencas carboníferas de Alberta - Canadá.
- Escenario de evaluación 2: El Comportamiento de la concentración de gas para las Cuencas Colombianas (UPTC, 2010).
- Escenario de evaluación 3: El Comportamiento de la concentración de gas obtenido de datos de campo en bocamina (UPTC, 2010).

6.3 METODOLOGIA

El potencial de Gas Asociado al Carbón en Colombia fue estimado por medio de la Ecuación 6-1:

$$G = 1 \cdot 10^{-9} * A * h * \rho_b * G_c$$

Ecuación 6-1. Estimación del potencial de Gas Asociado al Carbón.

G : Gas in situ (Bcf).

A : Área de Drenaje (m^2).

h : Espesor del Yacimiento (m).

ρ_b : Densidad Aparente Promedio del Carbón (g/cm^3).

G_c : Concentración de Gas (ft^3/ton)

Para realizar la estimación de GAC de las cuencas sedimentarias continentales de Colombia se siguieron los siguientes pasos:

- Se extrajeron las áreas de afloramientos de los polígono que representan la(s) formación(es) carbonífera(s) de interés. Estos polígonos se encuentran acotados por condiciones mineras, contactos geológicos y/o estructurales, cambios de espesor, certeza geológica y características locales como límites municipales, veredales o bloques mineros de relevancia para el sector:
 - Se levantaron los polígonos con la información ofrecida por el Servicio Geológico Colombiano (INGEOMINAS, 2004), digitalizando todas las manifestaciones de carbón registradas en las zonas carboníferas colombianas, independientemente de la condición de las mismas en cuanto a las variables de la Ecuación 6-1.
 - Se discretizaron los polígonos por unidad geológica, provincia, área, y bloque carbonífero para cada una de las cuencas.
- Se obtuvieron los espesores y densidades de los niveles carboníferos, a partir de las columnas estratigráficas, niveles reportados en minas y datos inferidos en afloramientos registrados en INGEOMINAS (2004). Solo se consideraron niveles carboníferos hasta una profundidad máxima de secuencia de 300 m en la evaluación de potencial:
 - Se discretizaron espesores y densidades sobre los polígonos por unidad geológica, provincia, área, y bloque carbonífero para cada una de las cuencas.
 - Se realizaron análisis estadísticos con datos conocidos de densidades y espesores por bloque o provincia. En zonas no productoras con manifestaciones de carbón se asignaron valores de acuerdo a los análisis para zonas productoras.
 - Se asumió un valor de espesor nulo para las áreas cartografiadas sobre la(s) formación(es) considerada(s) como carbonífera(s), pero que no reportan manifestaciones de carbón.
 - Se generó una base de datos con información de polígonos, espesores y densidades para las áreas con manifestaciones de carbón para Colombia (Anexo 6-3).
 - Se hallaron distribuciones para la concentración de gas a partir de las hipótesis planteadas en tres escenarios distintos.

- Se realizó la simulación Montecarlo utilizando la Ecuación 6-1 para el cálculo del gas *in situ*, asumiendo como constantes el espesor, el área y la densidad, y como variable aleatoria la concentración de gas.
- Finalmente, se evaluaron recursos de GAC bajo los tres escenarios planteados.

6.4 RESULTADOS

En análisis estadístico para algunas de las variables incluidas en la Ecuación 6-1 permitió identificar las funciones de distribución que lograban describir el comportamiento de las mismas. Para los demás parámetros de dicha ecuación, se pudieron determinar valores específicos y no se necesitó asociar ninguna distribución estadística a su comportamiento.

6.4.1 Área de Drenaje

El estudio tuvo en cuenta todas las áreas reportadas con información cartográfica para Carbón. La Tabla 6-5 presenta los valores considerados por cuenca.

Cuenca	Área (km ²)
Amagá	159.39
Áreas no Prospectiva	2,811.15
Caguán Putumayo	1,517.23
Catatumbo	793.09
Cauca Patía	279.12
Cesar Ranchería	499.39
Cordillera Oriental	3,434.02
Guajira	17.42
Llanos Orientales	188.35
Sinú San Jacinto	4,962.37
Valle Inferior Del Magdalena	938.66
Valle Medio Del Magdalena	1,525.13
Valle Superior Del Magdalena	585.96
Vaupés Amazonas	5,854.03

Tabla 6-5. Áreas carboníferas por cuenca.

Se encontraron zonas carboníferas fuera de los límites definidos por la ANH para las cuencas colombianas, estas fueron en Áreas No prospectivas según la definición que la ANH ha dado a estas áreas.

6.4.2 Espesor del yacimiento

Los espesores considerados en cada uno de los polígonos (acotados por unidad geológica, provincia, área y bloque carbonífero para cada una de las cuencas) se presentan en el archivo del Anexo 6-3. En general, el espesor puede considerarse como una variable determinística gracias a esta información. En zonas con información cartográfica, pero sin referentes de espesor, se definieron funciones de distribución a partir de los datos más afines genéticamente. La Tabla 6-6 presenta los resultados de los análisis estadísticos para esta variable.

PARAMETROS ESTIMADOS					PRUEBA DE BONDAD DE AJUSTE				
\hat{x}	INTERVALO DE CONFIANZA		\hat{y}	INTERVALO DE CONFIANZA		HIPOTESIS NULA	P	ESTADISTICO	G.L
0.84	0.73	0.95	1.65	1.58	1.74	No se rechaza	M.B.	12.6	0

Tabla 6-6. Parámetros de ajuste de la distribución Lognormal y resultados de la prueba de bondad aplicada a los datos de Espesor usados en la estimación del GAC. Los parámetros estimados \hat{x} y \hat{y} corresponden para la distribución Lognormal a la media y a la desviación estándar respectivamente. La abreviación M.B hace referencia a probabilidades muy bajas de aceptación o rechazo de la hipótesis nula.

6.4.3 Densidad aparente promedio del carbón

Del mismo modo en que se aplicó el espesor en la Ecuación 6-1, a cada uno de los polígonos en donde el valor de este parámetro se reportó, fueron aplicados los valores de densidad en cada uno de los polígonos considerados. Además, estos datos permitieron identificar una función de distribución, que posteriormente pudo ser usada en las áreas sin datos de densidad. En la Tabla 6-7 se reportan los resultados para el mejor ajuste y su prueba de bondad.

PARAMETROS ESTIMADOS						PRUEBA DE BONDAD DE AJUSTE			
\hat{x}	INTERVALO DE CONFIANZA		\hat{y}	INTERVALO DE CONFIANZA		HIPOTESIS NULA	P	ESTADISTICO	G.L
0.29	0.29	0.30	0.04	0.04	0.04	No se rechaza	M.B.	51.6	0

Tabla 6-7. Parámetros de ajuste de la distribución Lognormal y resultados de la prueba de bondad aplicada a los datos de Densidad usados en la estimación del GAC.

De este modo, para las cuencas de los Llanos Orientales, Vaupés - Amazonas, Caguán - Putumayo y para algunos bloques en Cordillera Oriental y Valle Superior del Magdalena, se utilizaron las distribuciones de espesor y densidad estimadas.

6.4.4 Concentración de Gas (Gc)

6.4.4.1 Escenario 1

Debido a la similitud con algunas cuencas colombianas, la concentración de gas fue estimada a partir de la información de cuencas carboníferas en Alberta – Canadá (Anexo 6-2). Una función de distribución tipo Gamma fue la de mejor ajuste en el análisis estadístico (Tabla 6-8).

PARAMETROS ESTIMADOS						PRUEBA DE BONDAD DE AJUSTE			
\hat{x}	INTERVALO DE CONFIANZA		\hat{y}	INTERVALO DE CONFIANZA		HIPOTESIS NULA	P	ESTADISTICO	G.L
0.92	N/R	N/R	139.6	N/R	N/R	No se rechaza	M.B.	36.9	0

Tabla 6-8. Parámetros de ajuste de la distribución Gamma y resultados de la prueba de bondad aplicada a los datos de Concentración de Gas usados en la estimación del GAC en el Escenario 1.

Los parámetros estimados \hat{x} y \hat{y} corresponden para la distribución Gama a los parámetros de forma y escala.

6.4.4.2 Escenario 2

UPTC (2010) propone un rango de Concentraciones de Gas obtenido por medio de pruebas de desorción en Canister, que además es soportado con información de cuencas en el mundo, y con estimaciones de generación de metano para diferentes tipos de carbón. Este rango promedio es moderado, entre 60-100 ft³/ton, y pondría todos los carbones colombianos en una profundidad como máximo de 300 m (Figura 6-4).

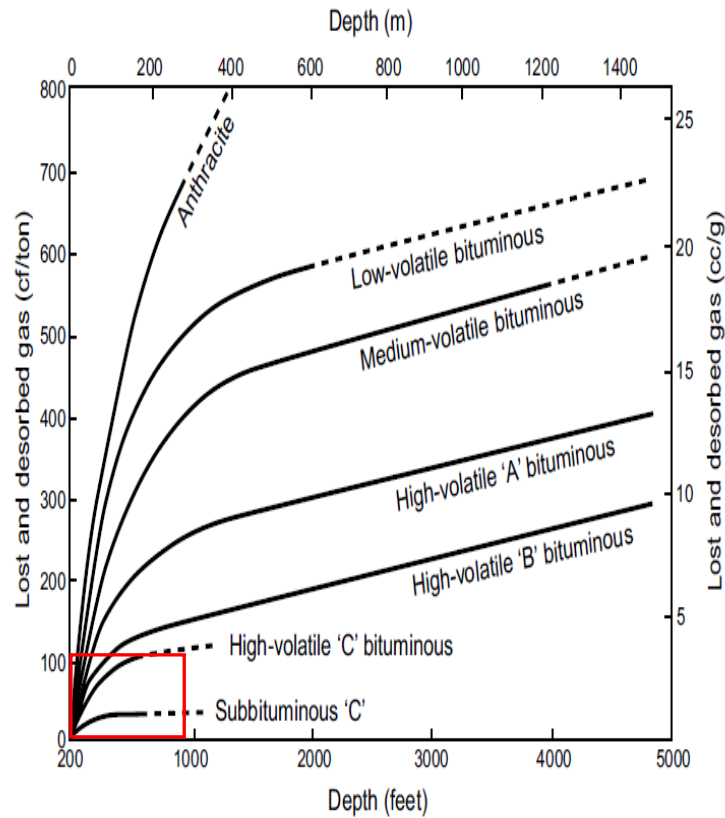


Figura 6-4. Estimación de la máxima producción de metano en función del tipo de carbón y la profundidad. Modificado de Eddy et al. (1982)

La Tabla 6-9 presenta alguno de los resultados que UPTC (2010) obtiene para las muestras analizadas.

Parámetro	Rango
Permeabilidad	0.5 – 50.0mD
Porosidad	5 – 12 %
Rango de Carbón	Bituminoso alto en volátiles B – Sub-bituminoso A
Espesor de carbón x manto	30 cm – 2 m
Espesor neto	6 – 8 m
Concentración de Gas esperada	60-100 pies ³ /ton

Tabla 6-9. Valores para algunos parámetros analizados en muestras de carbón en bocamina en Boyaca. Tomado de UPTC (2010).

Por la naturaleza de los datos presentados por UPTC (2010), en este escenario se seleccionó una distribución uniforme para la concentración de gas.

6.4.4.3 Escenario 3

Entre los valores reportados por UPTC (2010), se presenta algunos datos de Gc muy bajos, los cuales fueron obtenidos a partir de muestras de bocamina. Dicha información podría reflejar condiciones de alteración de este parámetro debido al laboreo minero en el frente de explotación.

Las observaciones reportadas permitieron estimar una función triangular de Gc asociado al comportamiento de la concentración de gas en bocamina (Tabla 6-10).

Parámetro	Valor
	(ft ³ /ton)
Mínimo	0.29
Más probable	1.90
Máximo	1.14

Tabla 6-10. Parámetros estimados para la concentración de gas usada en el cálculo del potencial de GAC. Se asumió una distribución triangular.

6.4.5 Potencial de GAC

La evaluación del potencial de gas asociado al carbón - GAC para las cuencas colombianas a partir del método de Montecarlo, conforme las hipótesis asumidas y a la Ecuación 6-1 del presente documento, arrojó para los tres escenarios considerados los resultados reportados en las tablas 6-11, 6-12 y 6-13. Estos ya se encuentran afectados por los factores ambientales de la Tabla 2-1. La Figura 6-5 muestra los resultados del Escenario 2 y la Figura 6-6 una comparación con las estimaciones para otros países.

Cuenca	P ₁₀	P ₅₀	P ₉₀
	(Bcf)	(Bcf)	(Bcf)
Amagá	516	96	4
Áreas no Prospectivas	2,557	480	24
Caguán-Putumayo	167	31	2
Catatumbo	682	128	7
Cauca-Patía	721	135	7
Cesar-Ranchería	17,713	3,296	161
Cordillera Oriental	4,585	867	44
Guajira	832	156	8
Llanos Orientales y Amazonía	573	107	5
Sinú - San Jacinto	33,287	6,339	313
Valle Inferior del Magdalena	252	47	2
Valle Medio del Magdalena	4448	830	42
Valle Superior del Magdalena	11,178	2,100	107
TOTAL	77,511	14,612	725

Tabla 6-11. Potencial de GAC en el Escenario 1.

Cuenca	P ₁₀	P ₅₀	P ₉₀
	(Bcf)	(Bcf)	(Bcf)
Amagá	147	123	98
Áreas no Prospectivas	721	599	480
Caguán-Putumayo	47	39	31
Catatumbo	193	161	128
Cauca-Patía	204	170	136
Cesar-Ranchería	4,994	4,160	3,327
Cordillera Oriental	1,297	1,080	865
Guajira	233	195	156
Llanos Orientales y Amazonía	162	135	108
Sinú - San Jacinto	9,499	7,913	6,332
Valle Inferior del Magdalena	71	60	48
Valle Medio del Magdalena	1,259	1,049	840
Valle Superior del Magdalena	3,163	2,636	2,107
TOTAL	21,990	18,319	14,655

Tabla 6-12. Potencial de GAC en el Escenario 2.

Cuenca	P ₁₀	P ₅₀	P ₉₀
	(Bcf)	(Bcf)	(Bcf)
Amagá	2.0	1.8	1.0
Áreas no Prospectivas	12.1	8.8	5.2
Caguán-Putumayo	0.9	0.5	0.0
Catatumbo	2.8	2.4	0.9
Cauca-Patía	3.0	2.5	1.0
Cesar-Ranchería	82.0	60.7	35.0
Cordillera Oriental	21.4	15.8	8.9
Guajira	3.9	2.8	1.9
Llanos Orientales y Amazonía	2.3	2.0	1.5
Sinú - San Jacinto	156.1	115.5	67.3
Valle Inferior del Magdalena	1.0	0.9	1.0
Valle Medio del Magdalena	21.0	15.3	9.0
Valle Superior del Magdalena	52.0	38.4	22.3
TOTAL	360.56	267.3	155.1

Tabla 6-13. Potencial de GAC en el Escenario 3.



Figura 6-5. Mapa del Potencial de GAC para las cuencas en Colombia en el Escenario 1

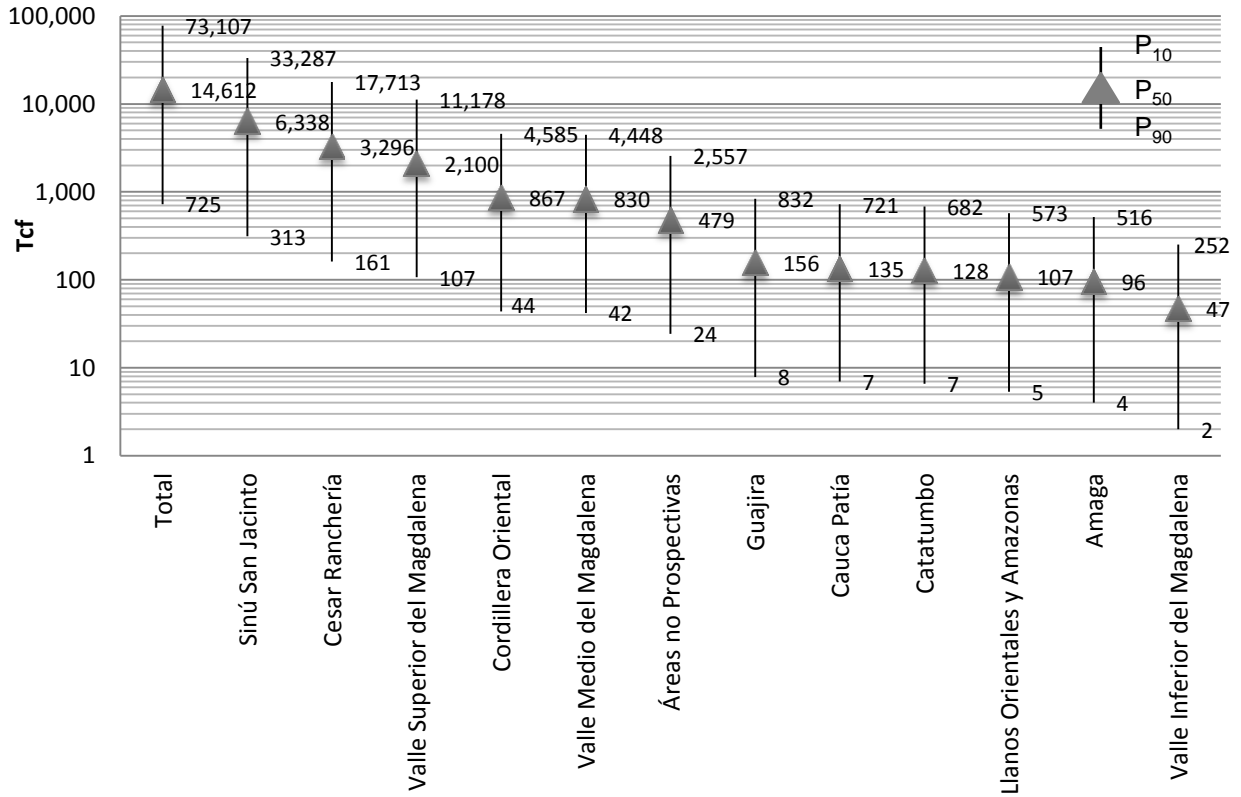


Figura 6-6. Potencial de GAC para las cuencas en Colombia en el Escenario 1.

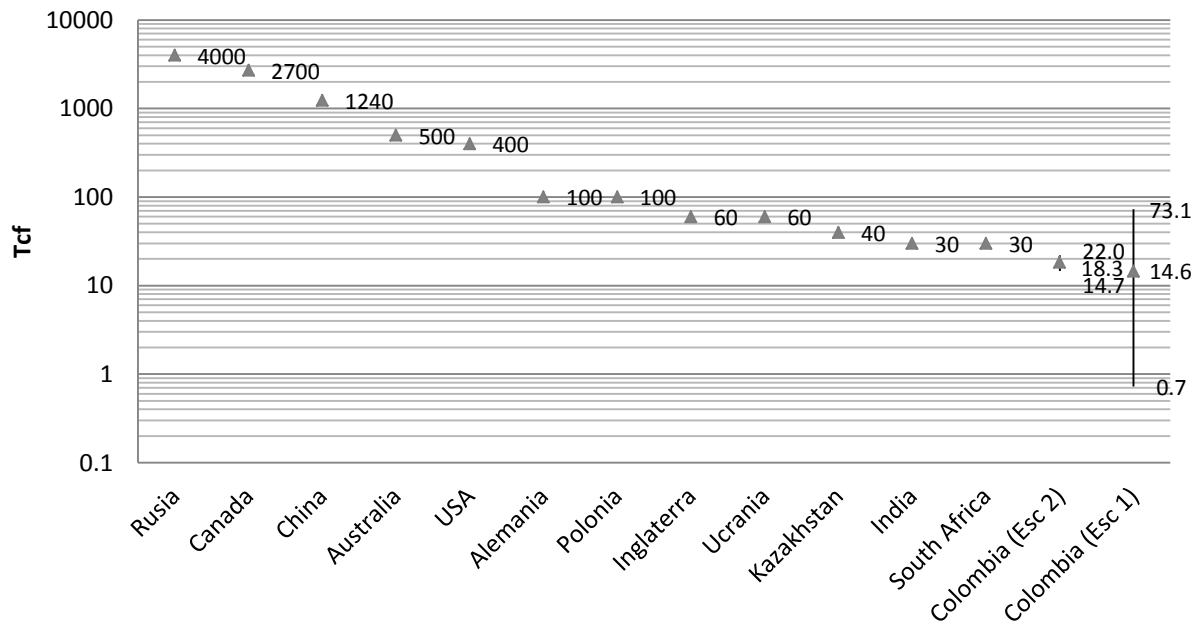


Figura 6-7. Comparación del potencial de GAC en Colombia en los dos primeros escenarios y el potencial de otros países.

6.5 CONCLUSIONES

- Las cuencas con mayor potencial de GAC son Sinú-San Jacinto, Cesar-Ranchería, VSM, Cordillera Oriental, VMM y Guajira.
- Los valores en P₅₀ para los tres escenarios son 18,319.0, 14,612.0 y 267.4 Bcf. Este último valor es más improbable debido a que los valores de Gc medidos en frente de explotación de minas de carbón sub-estiman el potencial productor de GAC. Estos datos, sin embargo, pueden servir de referencia para procesos de seguridad industrial.
- Los recursos estimados de GAC en este trabajo (14,612-18,319 Bcf) son comparables a los valores estimados por D. Little (2008); 17,800 Bcf.

6.6 BIBLIOGRAFIA

Beaton, A. (2003). *Production Potential of Coalbed Methane Resources in Alberta*. Alberta Geological Survey, Alberta Energy and Utilities Board, Alberta.

Beaton, A., Pana, C., Chen, D., Wynne, D., & Langenberg, C. W. (2002). *Coalbed Methane Potential of Upper Cretaceous - Tertiary Strata, Alberta Plains*. Alberta Geological Survey, Alberta Energy and Utilities Board, Alberta.

INGEOMINAS. (2004). *El Carbón Colombiano: Recursos, Reservas y Calidad*. Bogotá: Instituto Colombiano de Geología y Minería.

Ortega, J. (2008). Reservorios de Coalbed Methane (CBM). *Contacto SPE*(30), 8-11.

Rottenfusser, B., Langenberg, W., Mandryk, G., Richardson, R., Fildes, B., Olic, J., y otros. (2002). *Regional Evaluation of the Coalbed Methane Potential in the Plains and Foothills of Alberta, Stratigraphy and Rank Study (digital version)*. Alberta Geological Survey, Alberta Energy and Utilities Board, Alberta.

Stach, E. (1982). *Stach's Textbook of Coal Petrology*. Berlin: Borntraeger.

Tonnson, R. R., & Miskimins, J. L. (2010). A Conventional Look at an Unconventional Reservoir: Coalbed Methane Production Potential in Deep Environments. *Search and Discoveries*(80122), 5.

UPTC. (2010). *Mediciones de Gas Metano Asociado al Carbón Mediante Pruebas de Desorción con Canister*. Tunja: Universidad Pedagógica y Tecnológica de Colombia.

Wynne, D., & Beaton, A. (2003). *Alberta Geological Survey*. Recuperado el 04 de 03 de 2011, de CBM - Coal Database for the Alberta Plains Area: http://www.ags.gov.ab.ca/publications/abstracts/DIG_2003_0001.html

6.7 ANEXOS

6.7.1 Anexo 6-1

- Documento Digital "Áreas carboníferas por cuenca.klm". En el centro documental de la ANH

6.7.2 Anexo 6-2

- Documento Digital “Base de Datos GAC Alberta - Canadá.xlsx”. En el centro documental de la ANH

6.7.3 Anexo 6-3

- Documento Digital “Base de Datos GAC Colombia.xlsx”. En el centro documental de la ANH

7 TAR SANDS

7.1 GENERALIDADES

La materia orgánica en el subsuelo puede ser sometida a procesos de alteración tales como maduración o degradación; el proceso de maduración involucra una transformación térmica de la misma; y la degradación involucra cambios químicos producidos por la actividad bacteriana o lavado por agua (Chillingarian & Yen, 1978).

El proceso de maduración genera un incremento de hidrocarburos saturados y una disminución en compuestos NSO (con Nitrógeno, Azufre y Oxígeno). Por su parte, la degradación produce una reducción del contenido de hidrocarburos saturados; en especial n-parafinas, y aumento de NSO y asfaltenos principalmente (Figura 7-1).

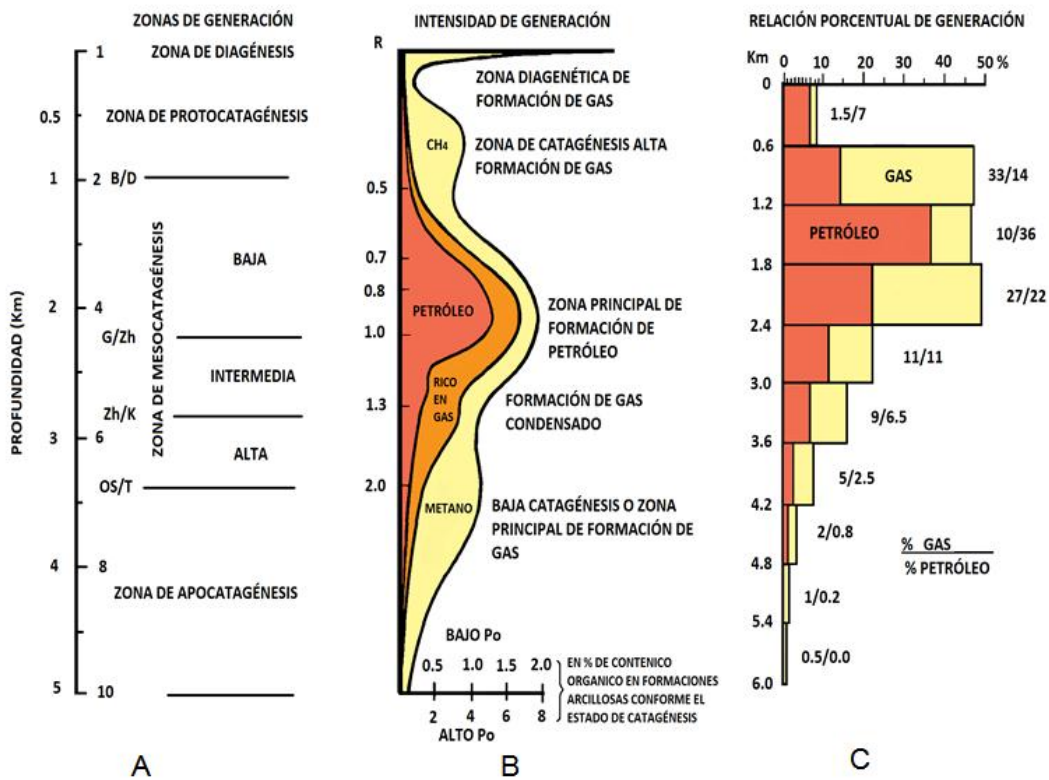


Figura 7-1. . Esquema de generación de gas y aceite a partir de la materia orgánica durante la litogénesis.

A) Ilustra las zonas de generación en función de la profundidad, las letras en cada zona indican rangos de carbón, usados como indicadores de la etapa de Catagénesis (D – sub bituminoso a bituminoso de volátiles abundantes C, G – bituminoso de volátiles abundantes C a B, Zh – bituminoso con volátiles abundantes, K – bituminoso de volátiles intermedios, OS – bituminoso de volátiles intermedio a pocos volátiles, T – bituminoso de pocos volátiles a antracítico). B) Intensidad de generación de gas y aceite en función de la reflectancia de vitrinita, donde Po es el Potencial de la roca fuente a partir de la relación H/C. C) es la relación porcentual de generación de gas y aceite en función de la profundidad. Modificada de Chillingarian & Yen (1978).

7.1.1 Bitúmenes

La materia orgánica en sustancias bituminosas ha sido considerada como el residuo de la vida orgánica que ocurre en forma de impregnaciones viscosas en arenas, limolitas, Shales y carbonatos (dolomitas y calizas). Se podría decir que el kerógeno, la materia orgánica insoluble que se encuentra incorporada a los sedimentos en las rocas fuente, está compuesto de pequeñas unidades similares a bitúmenes asfálticos y de este modo, calificar los bitúmenes como hidrocarburos poco maduros (o bastante degradados).



Figura 7-2. . Afloramiento de bitumen en el Valle Medio del Magdalena, sector entre los municipios de Honda y Norcasia.

Las sustancias bituminosas varían desde petróleos líquidos a crudo pesado, de asfaltos viscosos a asfaltitas sólidas y pirobitúmenes asfálticos. Los tipos de compuestos orgánicos que pueden ser extraídos por solventes, especialmente cuando el solvente es dióxido de carbono, son llamados bitúmenes (Figura 7-2). En realidad, la cantidad de estos bitúmenes es poca comparada con la gran cantidad de material kerogénico insoluble que permanece en la roca (Chillingarian & Yen, 1978).

Propiedades como la viscosidad y el contenido de n-parafinas (n-alcanos) pueden indicar si el bitumen es residuo de una maduración térmica de bajo nivel o de degradación

7.1.2 Asfaltos

Los asfaltos son un material compuesto que contiene asfaltenos, ceras y resinas. Estos pueden ser convertidos en asfaltitas, o asfaltoides en procesos de meteorización y metamorfismo. Los depósitos de este tipo como tal no son producto de un proceso de biodegradación; su formación se debe a la incompatibilidad de dos fases líquidas generadas de manera simultánea; parafinas livianas y asfaltenos, durante procesos térmicos como la maduración normal. Dichas fases no pueden coexistir, y la fase asfáltica se separa de la fase líquida (Chillingarian & Yen, 1978).

En términos de tipo de hidrocarburo, el aceite convencional contiene 30% de hidrocarburos parafínicos, 50% de nafténicos, 15% de aromáticos, y 5% de asfaltos (Figura 7-3). Por esto, la destilación del aceite convencional, los procesos de rompimiento térmico y adelgazamiento, o de la oxidación de residuos de crudo por la exposición al aire, también son procesos en los que se generan asfaltos como residuos directos (Chillingarian & Yen, 1978).

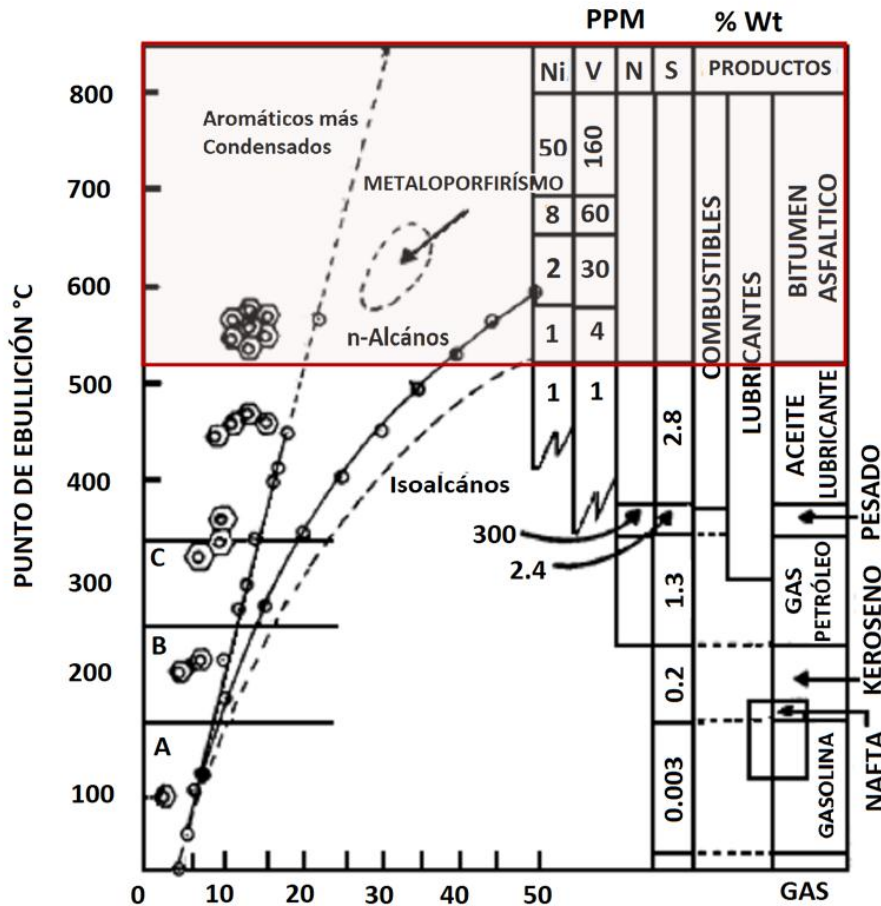


Figura 7-3. Relación entre el punto de ebullición y el número de carbonos para hidrocarburos puros (izquierda), y la composición de varias fracciones del petróleo (derecha).
Modificada de Chillingarian & Yen (1978).

7.1.3 Tar Sands

El término *Tar Sands* (en español *Arenas Bituminosas*), aunque inapropiado, ya que TAR hace referencia a una sustancia producto de la destilación destructiva, pretende agrupar las rocas sedimentarias, consolidadas o no, que contienen bitumen; hidrocarburos sólidos o semisólidos, altamente viscosos.

Aunque el hidrocarburo que contienen las *Tar Sands* es extremadamente viscoso, su síntesis es relativamente simple, y permite obtener aceite liviano convencional. En refinerías, se pueden modificar los procesos tradicionales para tratar este tipo de sustancias.

7.1.4 Clasificación de las Tar Sands

La clasificación de asfaltos y bitúmenes en función de sus propiedades físicas es ambigua. La viscosidad es variable en cada tipo de compuesto, la relación H/C disminuye cuando vamos de gas natural y aceite convencional a asfaltos y posteriormente a kerógeno, pero no es un parámetro de peso para la diferenciarlos. Los factores ambientales que determinaron la forma en la que se dio ya sea la degradación (ej: oxidación, bacterias, lavado por agua, etc.) o la maduración, permiten resolver dicha ambigüedad. La Figura 7-4 muestra una de las clasificaciones convencionales.

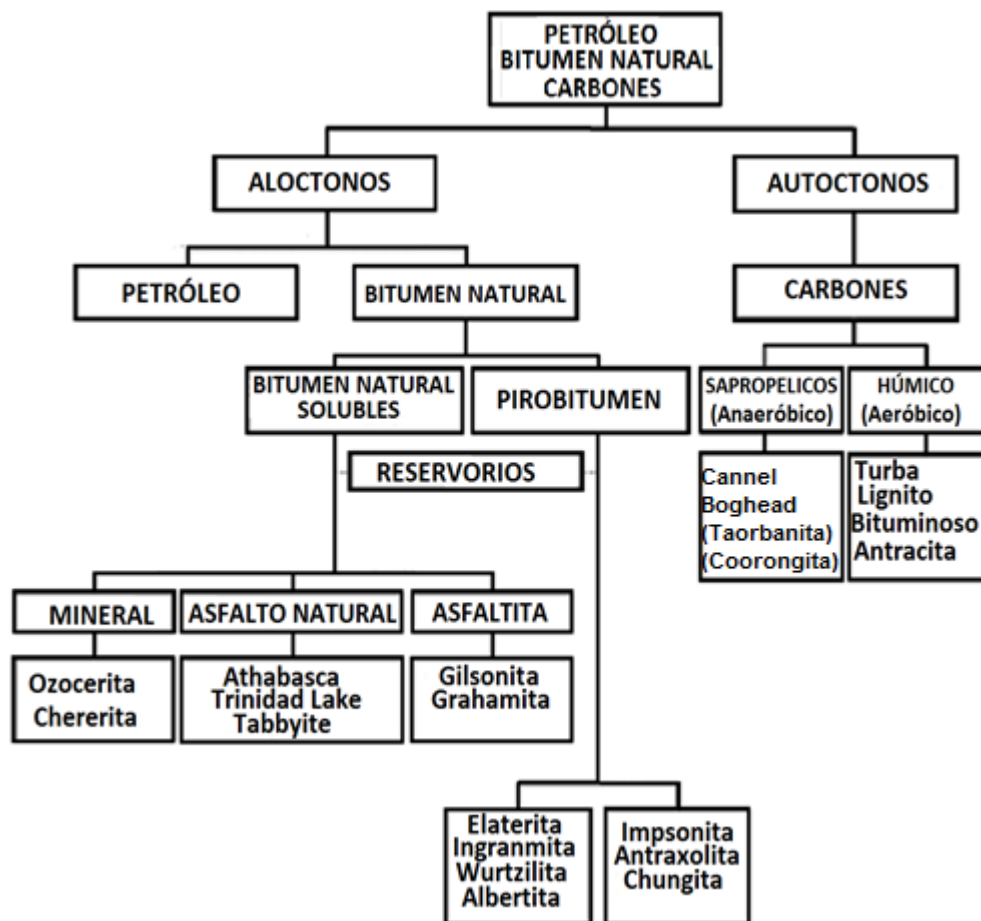


Figura 7-4. Clasificación de sustancias bituminosas. Tomado de Meyer & Witt (1990).

Geológicamente los depósitos de *Tar Sands* pueden ser ampliamente clasificados en dos miembros; los grandes depósitos someros *updip* en bordes de cuencas Antepaís (*Foreland*), y los pequeños y medianos depósitos asociados a la pérdida de la integridad en la roca sello. Ambos tipos se encuentran generalmente ligados a fallas e inconformidades, y pueden ser también encontrados de manera asociada a rezumaderos, manantiales, depósitos de tufa y volcanes de lodo.

En muchos casos los depósitos de *Tar Sands* ocurren en superficie o a profundidades de enterramiento someras (<200 m) en donde los yacimientos de hidrocarburos presentan contacto con la atmósfera, acuíferos de superficie o aguas de formación someras (Chillingarian & Yen, 1978).

7.1.5 Carácter de la impregnación

- Arenitas asfálticas: Principalmente se presentan en estratos de pocos metros y con alto contenido de arcillas o arena fina. La cantidad de material bituminoso en la roca oscila entre 3 a 15%, con penetración a temperaturas superiores de 15.6°C. Los principales depósitos de este tipo se encuentran en Athabasca (Canadá) y Venezuela (Chillingarian & Yen, 1978).
- Asfaltos con una proporción apreciable de materiales inertes y orgánicos: concentraciones de 36% de materia mineral y 54% de bitumen, con un 10 % de agua y materia orgánica. Existen depósitos de este tipo en Trinidad, cerca de la costa de Venezuela (Chillingarian & Yen, 1978).
- Asfaltitas: Es un complejo hidrocarburo que ocurre en la naturaleza, y donde el porcentaje de bitumen es de aproximadamente 90% (Chillingarian & Yen, 1978).

7.1.6 Acumulaciones de Tar Sands en Colombia

Durante múltiples fases de generación y expulsión de hidrocarburos desde las cuencas, grandes volúmenes migraron hacia los márgenes de las mismas, generando acumulaciones de crudos pesados a profundidades relativamente someras en los Llanos Orientales y el Putumayo. También se formaron grandes áreas de *Tar Sands* (bitúmenes, asfaltos, etc.) conforme los hidrocarburos que migraban alcanzaban la superficie y eran expuestos a procesos de biodegradación y evaporación. Estos depósitos se extienden desde Florencia a lo largo del frente de montaña hasta San Vicente, y atraviesan la Macarena hasta alcanzar la parte sur de la cuenca de los Llanos (figuras 7-5 y 7-6).

Las manifestaciones se centran principalmente en la zona de Cordillera Oriental, en los departamentos de Boyacá, Santander y Cundinamarca, y en las zonas de pie de monte de las mismas, tanto en el Valle Superior y Medio del Magdalena, Putumayo (Macizo de Garzón) y en zonas de Meta (La Macarena) y Casanare.

En general, los depósitos bitúmenes se encuentran en unidades cretácicas (Guadalupe, Guaduas, La Luna, Villeta, Une y Chipaque), paleógenas y neógenas (Picacho, Socha, Cacho), y algunos depósitos cuaternarios asociados con rezumaderos activos y yacimientos exhumados en los que la fracción liviana escapó. Litológicamente se encuentran en arenitas de grano medio a conglomeráticas y en menor proporción limonitas silíceas, a shales carbonosos y esquistos.

Algunos parámetros geoquímicos de las manifestaciones en Colombia se pueden apreciar en la Tabla 7-1.

	Tuta Boyacá	Véz Santander	Chaparral Tolima	San José Guaviare	Todo Chocó
Cenizas	84.44	5.01	0.55	N/R	7.26
Azufre	0.51	0.75	3.2	0.49	N/R
Material volátiles	7.76	12.31	N/R	N/R	46.77
Carbón fijo	N/R	80.72	N/R	N/R	44.9
Níquel	N/R	N/R	185	12.8	N/R
Vanadio	N/R	N/R	89	N/R	N/R
Hierro	N/R	N/R	N/R	0.22	N/R

Tabla 7-1. Parámetros químicos de algunas manifestaciones de *Tar Sands* en Colombia. Tomado de diversos informes de INGEOMINAS (Ver bibliografía asociada). N/R no registra.



Figura 7-5. Afloramiento de asfaltos, Vereda el Cristal - San José del Guaviare. Tomada de Duque (2002).

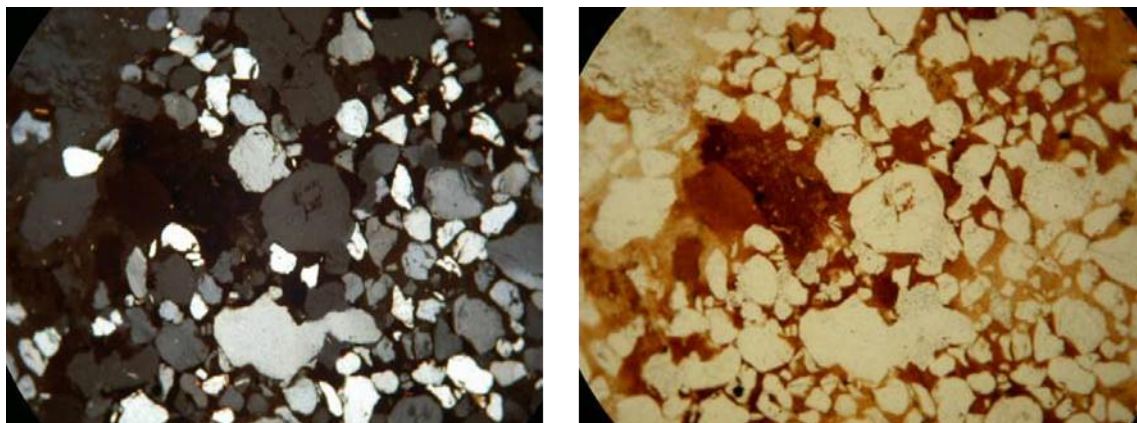


Figura 7-6. Secciones delgadas de muestra asfáltica en la Vereda el Cristal - San José del Guaviare. A. Nícoles cruzados (x 25) y B. Nícoles paralelos (x 25). Tomada de Duque (2002).

7.1.7 Extracción en Colombia

Existe información de explotación de bitúmenes desde comienzos del siglo XX. Así por ejemplo, en informes de 1928 se reportan análisis de la calidad de los mismos en Boyacá y Cundinamarca (Grosse, 1928). Posteriormente se realizaron estudios sobre el cretácico colombiano y el inventario de manifestaciones. En los años 40's el Servicio Geológico Nacional realizó el Inventario Minero Nacional, donde se identificaron y muestrearon ocurrencias en otros departamentos (INSTITUTO GEOLOGICO NACIONAL, 1948).

Actualmente el Instituto Colombiano de Geología y Minería, INGEOMINAS, cataloga los asfaltos (Tabla 7-2) a través de la Clasificación Oficial de Minerales en Colombia (Ministerio de Minas y Energía, 2003) y otorga las licencias de exploración y explotación conforme el Código de Minas y las reglamentaciones del ministerio de Minas y Energía, Ministerio de Medio Ambiente y las corporaciones autónomas que realizan la veeduría sobre el impacto ambiental del laboreo para cada región.

CLASIFICACIÓN OFICIAL DE MINERALES - INGEOMINAS			
GRUPO	153 Areniscas, conglomerados, arenas, cantos, gravas, recebo, roca o piedra partida o triturada, betún y asfalto naturales		
CLASE	1533 Betún y asfalto naturales		
SUBCLASE	1533000	1533001	153300
TITULO	Betún y asfalto naturales; asfaltitas y rocas asfálticas	Asfalto natural o asfaltitas	Las demás rocas asfálticas (excepto las de la subclase 2030)
UD	ton	ton	ton
CIU Rev. 3 A.C.	1490		
SISTEMA ARMONIZADO	2714.90		
CIU DANE		29091200	

Tabla 7-2. Clasificación Oficial de Minerales- Betún y asfaltos Naturales (Ministerio de Minas y Energía, Sistema Nacional de Información Minero Colombiano-SIMCO, 2003).

7.1.8 Acumulaciones de Tar Sands en el Mundo

Existen grandes depósitos alrededor del mundo, los más grandes se encuentran en Canadá (Athabasca) y Venezuela (Faja del Orinoco), cada uno con reservas aproximadamente iguales a las reservas de crudo convencional del resto del mundo.

Las reservas de *Tar Sands* pueden representar hasta dos tercios del crudo, con alrededor de 3.6 trillones de barriles de petróleo recuperable, frente a 1.75 trillones de barriles en todo el mundo de petróleo convencional (Dyni, 2010). El mapa en la Figura 7-7 y la Tabla 7-3 presentan los principales depósitos de *Tar Sands* en el mundo.

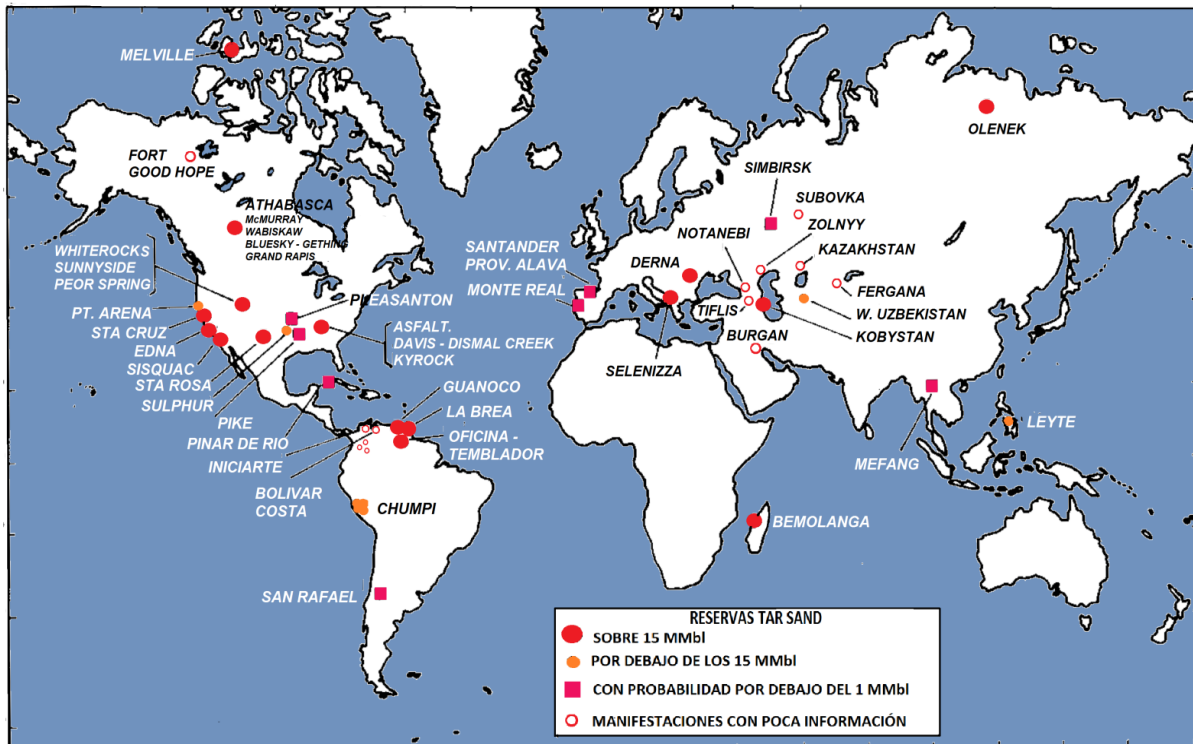


Figura 7-7. Principales depósitos de *Tar Sands* en el Mundo. Modificada de Chillingarian & Yen (1978).

Evaluación del volumen total de hidrocarburos y potencial por descubrir en Colombia

País	Deposito	Área		Espesores		Bitumen		
		(ha)	Sq.mi	ft	Promedio		Sat. (wt%)	°API al 60°F
Canadá	McMurray - Wabiskaw, Alberta	2,326,942	9,000	0-300	175
	Bluesky - Gething, Alberta	485,623	1,875	0-400	
	Grand Rapids, Alberta	445,154	1,625	400	280
	Total "Athabasca" tar sands	3,237,485	12,500		150	2-18	10.5	4.5
	Melville Island N.W.T		?	60-80		?-16	10	0.9 - 2.2
Venezuela	Oficina - Temblador tar belt	2,326,942	9,000	3-10			10	
Malagasy	Bemolanga	38,850	150	80-300	100	10		0.7
EEUU	Asphalt Ridge, Utah	4,452	...	11-254	98	11	8.6 - 12	0,5
	Sunnyside, utah	13,881	...	24-200	100	9	10 - 12	0.5
Albania	Selenizza	2,147	8	33-330	50	8-14	4.6 - 13.2	6,1
EEUU	Whiterocks, utah	769	3	900-1,000		10	12	0,5
	Edna, California	2,669	10	0-1,200	250	9-16	13	4.2
	Peor springs, Utah	702	3	1-250	34	9		
Venezuela	Guanoco	405	2	2, 9	4	64	8	5.9
Trinidad	La Brea	51	...	0-270	135	54	1 - 2	6.0 - 8.0
EEUU	Santa Rosa, New México	1,874	7	0-100	20	4- 8		
	Sisquoc, California	71	...	0-185	85	14- 18	4 - 8	
	Asphalt, Kentucky	2,833	11	5-36	15	8 - 10		
Rumania	Derna	186	...	6- 25		15-22		0.7
Rusia	Cheildag, Kazakhstan	33	...		200	5 - 13		
EEUU	Davis - Dismal Creek, Kentucky	769	3	10- 50	15	5		
	Santa Cruz, California	486	2	5 - 50	11	10- 12		
	Kyrock, Kentucky	364	...	15- 40	20	6- 8		

Tabla 7-3. Principales depósitos de Tar Sands en el Mundo.
Tomada de Chillingarian & Yen (1978).

7.2 DATOS E HIPOTESIS

7.2.1 Base de Datos Internacional

El conjunto de datos recopilado, que se adjunta como parte de este documento en el archivo del Anexo 7-1, comprende información de diferentes depósitos de Oil Sands en Alberta Canadá. Los datos contienen información de pozos, corazones, análisis litológicos, estratigráficos y geoquímicos, así como formas de exploración y explotación del recurso. Durante la estimación del potencial de Tar Sands en Colombia, se utilizaron algunos datos contenidos en esta base de datos con el fin de establecer un marco comparativo de referencia.

7.2.2 Base de Datos Nacional

El conjunto de datos recopilado, que se adjunta como parte de este documento en el archivo del Anexo 7-2, comprende la información utilizada para el cálculo de los factores de ponderación por escenario y categoría de evaluación del recurso, la empleada para la evaluación de las áreas potenciales de *Tar Sands*, los datos usados para la estimación de las distribuciones del contenido de Bitumen, espesores, densidades y los resultados de cada prueba de bondad de ajuste y correlaciones abordadas.

La información sobre ocurrencias de *Tar Sands* en Colombia fue obtenida de tres fuentes diferentes:

- Atlas Geológico de Colombia (INGEOMINAS, 2007) e información del Catastro minero correspondiente a Títulos y Solicitudes Mineras hasta el 2008, así como publicaciones de estudios, manifestaciones, ocurrencias e inventarios mineros en Colombia.
- Trabajos de grado de la Universidad Nacional de Colombia y otras universidades asociados a manifestaciones de asfaltos en Colombia.
- Inventario de Seeps de la ANH, así como información del Atlas Geoquímico de Colombia (ANH, 2010).

7.2.3 Hipótesis

La información fue depurada para identificar las áreas representativas con manifestaciones de asfaltos y bitúmenes, las cuales fueron consideradas como evidencia de áreas con potencial de *Tar Sands*. Posteriormente estas áreas fueron afectadas por un factor de ponderación que reduce la incertidumbre respecto a presencia efectiva de *Tar Sands* bajo las siguientes hipótesis:

7.2.3.1 Hipótesis 1

Los puntos de control asociados a las manifestaciones de *Tar Sands*, derivados de información disponible (INGEOMINAS, ANH, Universidades, etc.), se constituyen en un factor representativo del potencial efectivo de *Tar Sands* en Colombia.

7.2.3.2 Hipótesis 2

Las áreas de representatividad son derivadas de los puntos de control, a partir del sistema de clasificación de recursos y reservas, como recursos identificados (Medidos 0 – 250 m, indicados 250 – 750 m e inferidos 750 – 2250 m) y no descubiertos (Hipotéticos 2250 - 5000m). La Figura 7-8 ilustra los escenarios que deben ser evaluados.

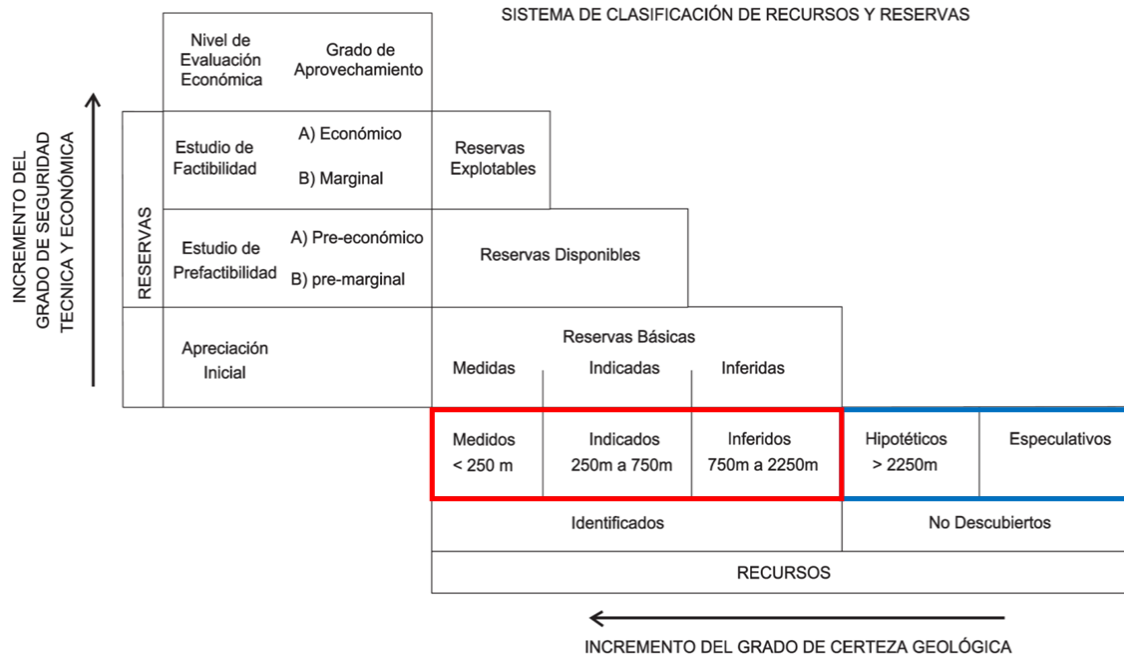


Figura 7-8. Sistema de clasificación de recursos y reservas (ECOCARBON, 1995).

7.2.3.3 Hipótesis 3

Los valores de espesor, densidad y contenido de bitumen de las unidades potenciales de Tar Sands en Colombia, presentan un comportamiento que se ajusta a una distribución estadística que se soporta por datos de manifestaciones alrededor de Colombia (Figura 7-9). Esta distribución se sustenta en el archivo digital del Anexo 7-2.

7.2.3.4 Hipótesis 4

Se puede definir mediante la información disponible de ocurrencias de Tar Sands una relación entre el área total de asfaltos y el área total de la cuenca; esta relación permite definir el área del recurso en las cuencas continentales que no poseen información.

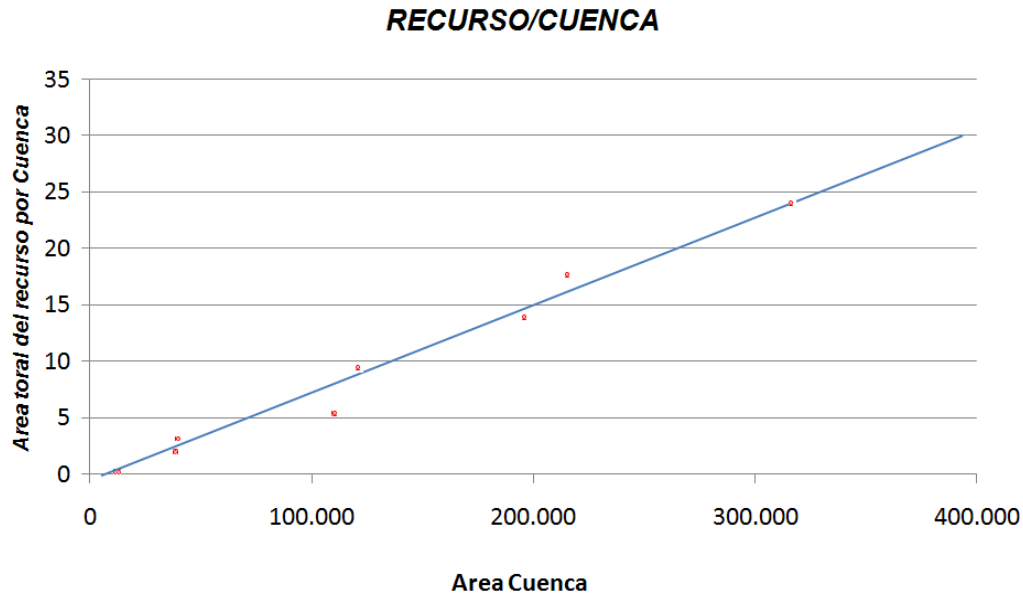


Figura 7-9. Gráfico que muestra la relación entre las áreas para cada Cuenca, en función al total del área de un recurso específico (Medido, Indicado, inferido e hipotético) para una cuenca determinada (Puntos rojos) a partir de una función de tendencia (Línea Azul).

7.3 METODOLOGIA

Para la evaluación del potencial de *Tar Sands* en cada una de las cuencas de Colombia se utilizó la siguiente ecuación:

$$V_{tar} = 6,29 \cdot 10^{-2} * A * h * \rho_{Roca} * P_{Bitumen} * \frac{1}{\rho_{Bitumen}}$$

Ecuación 7-1. Estimación del recurso de *Tar Sands* in situ.

V_{tar} : Aceite Original in situ (MMBbl).

A : Área del recurso (m²).

h : Espesor de la(s) capa(s) de Tar Sand (m).

ρ_{Roca} : Densidad de la Roca (g/cm³).

$P_{bitumen}$: Porcentaje de Bitumen (p/p).

$\rho_{Bitumen}$: Densidad total del Bitumen (g/cm³).

El procedimiento de estimación del recurso consideró las siguientes etapas:

- Se realizó una revisión bibliográfica de diferentes fuentes: datos internacionales de depósitos de *Tar Sands* como información de referencia para la evaluación de manifestaciones en Colombia. Posteriormente se revisaron datos de pozos, registros,

litología, manifestaciones, ocurrencias e inventarios mineros de las la diferentes regiones en el país.

- Se generó una base de datos con el inventario de manifestaciones. La información recopilada contiene coordenadas, lugar de ocurrencia, año de reporte, espesores, porcentaje de bitumen, litología, y propiedades químicas (Anexo 7-2).
- Se generó el mapa de ocurrencias de *Tar Sands* por cuenca.
- Se realizaron histogramas de frecuencia para evaluar el comportamiento y asociar distribuciones a datos de espesores, densidad de bitumen y porcentaje de bitumen de las ocurrencias inventariadas.
 - Para la densidad de la roca, conforme el inventario realizado, se consideraron diferentes ambientes sedimentarios en busca de definir un rango de valores para la roca con presencia de bitumen.
 - Se aplicaron pruebas de bondad de ajuste, considerando la mejor distribución para cada variable y se estimaron los parámetros para ésta distribución y sus intervalos de confianza.
- A partir del mapa de ocurrencias se realizó la clasificación de recursos y reservas, generando áreas con radio definido por recursos identificados (Medidos 0 - 250m, indicados 250 - 750m e inferidos 750 - 2250m) y no descubiertos (Hipotéticos 2250 - 5000m).
 - Se eliminaron áreas superpuestas con el fin de calcular el total de área que contiene el recurso.
 - Se estableció una relación entre el área de la cuenca y el total de área para el recurso en dicha cuenca. Dicha estimación permitió establecer áreas del recurso en cuencas con información mínima o nula.
- Se realizaron simulaciones Montecarlo utilizando la Ecuación 6-1 para el cálculo del potencial de *Tar Sands*, tomando como funciones de distribución el espesor, la densidad de roca, y la densidad y porcentaje de bitumen.

Después de haber observado el comportamiento de los recursos estimados, en las cuatro categorías de evaluación del potencial (medidas, indicadas, inferidas e hipotéticas) bajo los escenarios planteados, se eligieron las categorías Indicadas e Hipotéticas para presentación de resultados. La Figura 7-10 presenta un ejemplo para estos radios de evaluación.

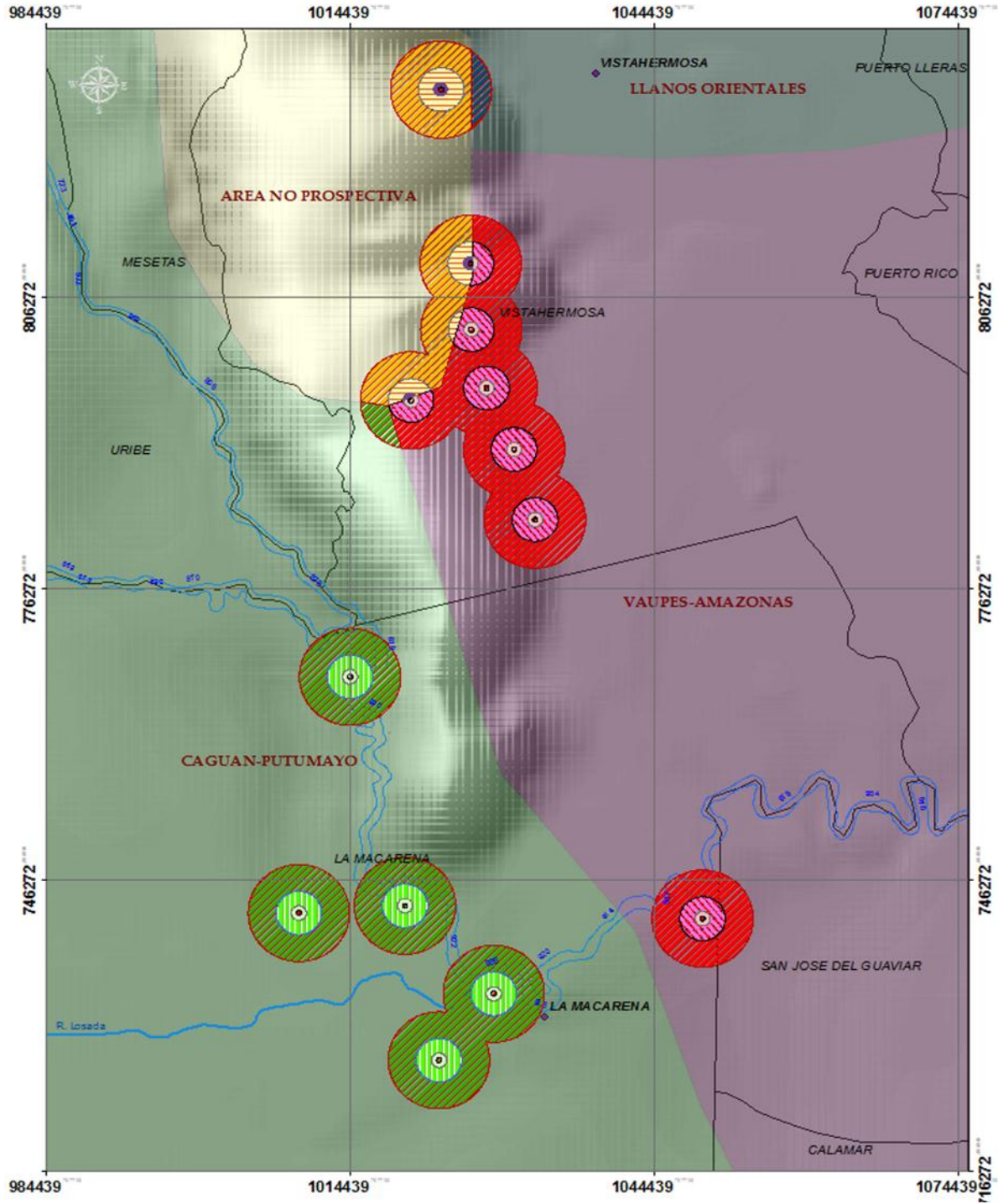


Figura 7-10. Mapa que ilustra las áreas asociadas al recurso en una zona límite de tres cuencas (La Macarena).

Cuatro círculos en cada sitio de ocurrencia del Tar Sand corresponde a las proyecciones de los recursos Medidos (0 – 250 m), Indicados (250 – 750 m), Inferidos (750 – 2250 m) e Hipotéticos (2250 – 5000 m). Los colores se asocian a cuencas diferentes.

7.4 RESULTADOS

Las variables aleatorias usadas en la Ecuación 7-1 fueron objeto de un análisis estadístico que permitió conocer su representatividad e identificar la distribución de probabilidad que más se ajusta a los datos. Las pruebas abordadas permitieron establecer intervalos de confianza para los parámetros de distribución y el grado de certeza en el cálculo del ajuste (estadístico de la prueba).

En este informe solo se mostrarán los resultados de los mejores ajustes y estimaciones, los demás se reportan en los archivos digitales de los anexos 7-1 y 7-2.

7.4.1 Ocurrencias de Tar Sands

Las manifestaciones se presentan en el mapa de ocurrencias de *Tar Sands* (Figura 7-11). En este mapa se han discriminado las manifestaciones según la fuente de la información.

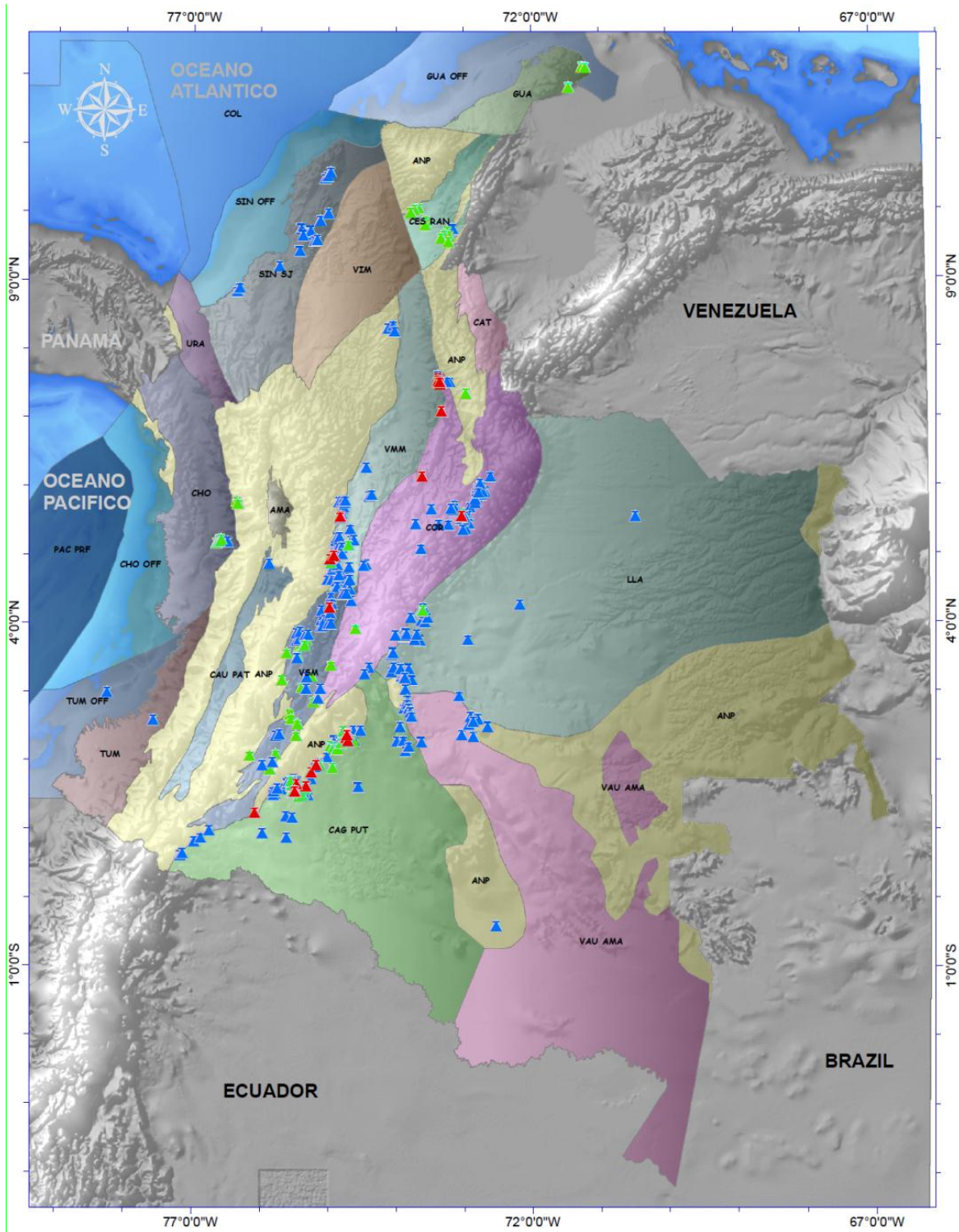


Figura 7-11. Ocurrencias de Tar Sands por cuenca en Colombia, indicando en tipo de fuente. El color del símbolo representa la fuente de información: En Azul, datos del Atlas geoquímico de Colombia; en rojo, datos derivados de revisión de títulos mineros (INGEOMINAS); y en verde, otros estudios realizados por universidades nacionales e INGEOMINAS.

7.4.2 Espesor

El análisis de los espesores del inventario de manifestaciones sugiere una distribución de tipo Logístico con los parámetros de la Tabla 7-4. Se presentó un espesor máximo de 30 m, una media de 5 m y una desviación estándar de 7 m.

PARAMETROS ESTIMADOS					PRUEBA DE BONDAD DE AJUSTE				
\hat{x}	INTERVALO DE CONFIANZA		\hat{y}	INTERVALO DE CONFIANZA		HIPOTESIS NULA	P	ESTADISTICO	G.L
3.41	2.21	4.61	3.26	2.67	3.98	N/R	N/R	N/R	N/R

Tabla 7-4. Parámetros de ajuste de la distribución Logística y resultados de la prueba de bondad aplicada a los datos de Espesor usados en la estimación del potencial de *Tar Sands*.

Los parámetros estimados \hat{x} y \hat{y} corresponden para la distribución Logística a los parámetros de ubicación y escala. La abreviación "N/R" hace referencia a parámetros que, por salir del rango del algoritmo de cálculo, no fueron reportados durante la estimación estadística.

7.4.3 Densidad del Bitumen

El análisis de los datos de la densidad de bitumen del inventario de manifestaciones muestra un comportamiento Lognormal en las frecuencias de ocurrencia (Tabla 7-5).

PARAMETROS ESTIMADOS					PRUEBA DE BONDAD DE AJUSTE				
\hat{x}	INTERVALO DE CONFIANZA		\hat{y}	INTERVALO DE CONFIANZA		HIPOTESIS NULA	P	ESTADISTICO	G.L
0.12	0.09	0.16	0.09	0.07	0.12	No se rechaza	M.B.	2.70	0

Tabla 7-5. Parámetros de ajuste de la distribución Lognormal y resultados de la prueba de bondad aplicada a los datos de Densidad de Bitumen usados en la estimación del potencial de *Tar Sands*.

Los parámetros estimados \hat{x} y \hat{y} corresponden para la distribución Lognormal a la media y a la desviación estándar respectivamente. La abreviación M.B hace referencia a probabilidades muy bajas de aceptación o rechazo de la hipótesis nula

7.4.4 Densidad de la Roca

Conforme el inventario realizado, se consideraron diversos ambientes sedimentarios con diferentes porosidades a fin de establecer un rango de densidades para roca con presencia de bitumen. Se consideró una distribución uniforme con una variación de densidades entre 2.21 y 2.73 g/cm³.

7.4.5 Área

Las áreas se definieron bajo los criterios de evaluación de recursos identificados y no descubiertos por cuenca (ver figuras 7-9 y 7-10; Tabla 7-6).

CUENCA	AREA (ha)	MEDIDOS (ha)	INDICADOS (ha)	INFERIDOS (ha)	HIPOTETICOS (ha)
Área no Prospectiva	32'837,455	3,135	18,622	109,001	274,009
Caguán-Putumayo	11'030,407	541	3,925	33,060	127,556
Cauca-Patía	1'282,331	20	157	1,414	5,900
Los Cayos	14'475,501	20	157	1,414	6,263
Cesar- Ranchería	1'166,868	20	157	1,414	6,263
Chocó	3'858,198	196	1,142	6,471	18,513
Cordillera Oriental	7'176,620	1,240	8,977	66,868	205,519
Llanos Orientales	22'560,327	1.120	7,443	46,401	140,138
Tumaco Offshore	3'455,268	20	157	1,414	6,263
Sinú - San Jacinto	3'964,459	314	2,513	22,070	83,724
Tumaco	2'373,242	32	183	1,491	6,405
Valle Medio del Magdalena	3'294,942	1,008	7,684	54,802	154,503
Valle Superior del Magdalena	2'151,284	941	7,210	61,963	226,707
Vaupés-Amazonas	15'486,731	266	1,932	15,969	50,227

Tabla 7-6. Áreas de del recurso por cuenca en Colombia.

Posteriormente se estableció una relación entre el área de la cuenca con recursos y el área total de la cuenca, con el fin de determinar el área potencial máxima con recursos para aquellas cuencas donde no existe información (Hipótesis 4).

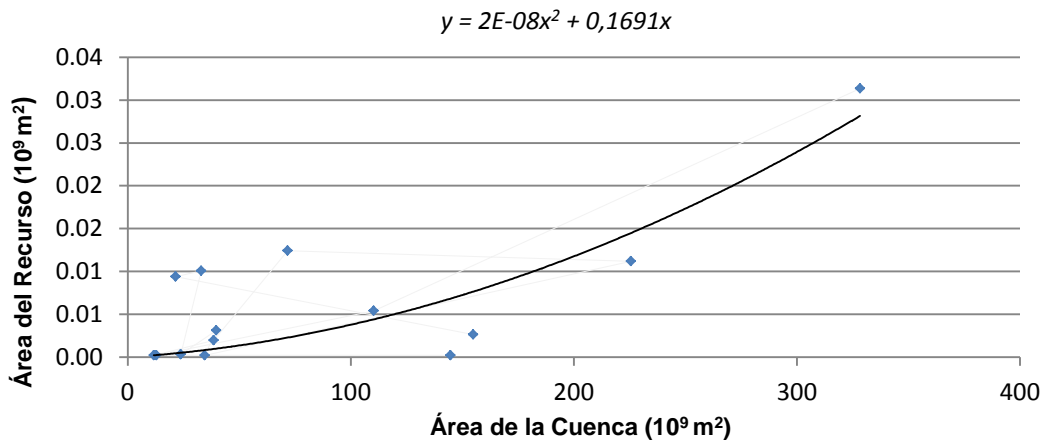


Figura 7-12. Factor de relación entre las áreas de del recurso por Cuenca en Colombia en función y el área de por cuenca.

Las áreas del recurso proyectadas con la ecuación de la Figura 7-12 se muestran en la Tabla 7-7.

CUENCA	AREA (ha)	MEDIDOS (ha)	INDICADOS (ha)	INFERIDOS (ha)	HIPOTETICOS (ha)
Amagá	282,493	5	60	644	2,639
Catatumbo	771,501	14	167	1,767	7,181
Guajira	1'377,892	27	306	3,173	12,767
Urabá	944,895	18	206	2,168	8,784
Valle Inferior del Magdalena	3'801,740	93	927	8,940	34,581

Tabla 7-7. Áreas de recurso proyectadas para las cuencas sin datos de ocurrencias.

7.4.6 Potencial de Tar Sands

A continuación se presenta el resultado de la simulación Montecarlo efectuada para el cálculo del potencial de *Tar Sands*, con los parámetros definidos en la Ecuación 7-1 y las distribuciones definidas con anterioridad. Estos resultados fueron previamente afectados con los factores ambientales de la Tabla 2-1.

CUENCA	INDICADOS (MMbbl)		
	P ₁₀	P ₅₀	P ₉₀
Amagá	7.2	1.0	0.2
Área no Prospectiva	1,949.0	263.4	44.6
Caguán-Putumayo	437.0	59.1	10.0
Catatumbo	19.0	2.6	0.4
Cauca-Paíña	19.0	2.6	0.4
Cesar-Ranchería	19.0	2.6	0.4
Chocó	134.9	18.2	3.1
Cordillera Oriental	965.8	130.5	22.1
Guajira	36.1	4.9	0.8
Llanos Orientales	877.7	118.6	20.1
Sinú - San Jacinto	272.2	36.8	6.2
Tumaco	21.6	2.9	0.5
Urabá	24.1	3.3	0.6
Valle Inferior del Magdalena	111.9	15.1	2.6
Valle Medio del Magdalena	927.5	125.3	21.2
Valle Superior del Magdalena	807.9	109.2	18.5
Vaupés-Amazonas	182.8	24.7	4.2
TOTAL	6,812.6	920.6	155.7

Tabla 7-8. Potencial de *Tar Sands* para la categoría de evaluación de Recursos Indicados.

CUENCA	HIPOTETICOS (MMbbl)		
	P ₁₀	P ₅₀	P ₉₀
Amagá	318.6	43.1	7.3
Área no prospectiva o aledaña a cuenca	28,678.4	3,875.4	655.5
Caguán-Putumayo	14,203.0	1,919.3	324.6
Catatumbo	816.9	110.4	18.7
Cauca-Patía	711.9	96.2	16.3
Cesar-Ranchería	756.1	102.2	17.3
Chocó	2,187.7	295.6	50.0
Cordillera Oriental	22,109.1	2,987.7	505.3
Guajira	1,035.9	140.0	23.7
Llanos Orientales	16,526.0	2,233.2	377.7
Sinú - San Jacinto	9,067.2	1,225.3	207.2
Tumaco	753.9	101.9	17.2
Urabá	1,027.7	138.9	23.5
Valle Inferior del Magdalena	4,174.3	564.1	95.4
Valle Medio del Magdalena	18,650.3	2,520.3	426.3
Valle Superior del Magdalena	25,404.0	3,432.9	580.6
Vaupés-Amazonas	4,752.8	642.3	108.6
TOTAL	151,173.9	20,428.5	3,455.1

Tabla 7-9. Potencial de Tar Sands para la categoría de evaluación de Recursos Hipotéticos



Figura 7-13. Mapa del potencial de Tar Sands para la categoría de evaluación de Recursos Indicados

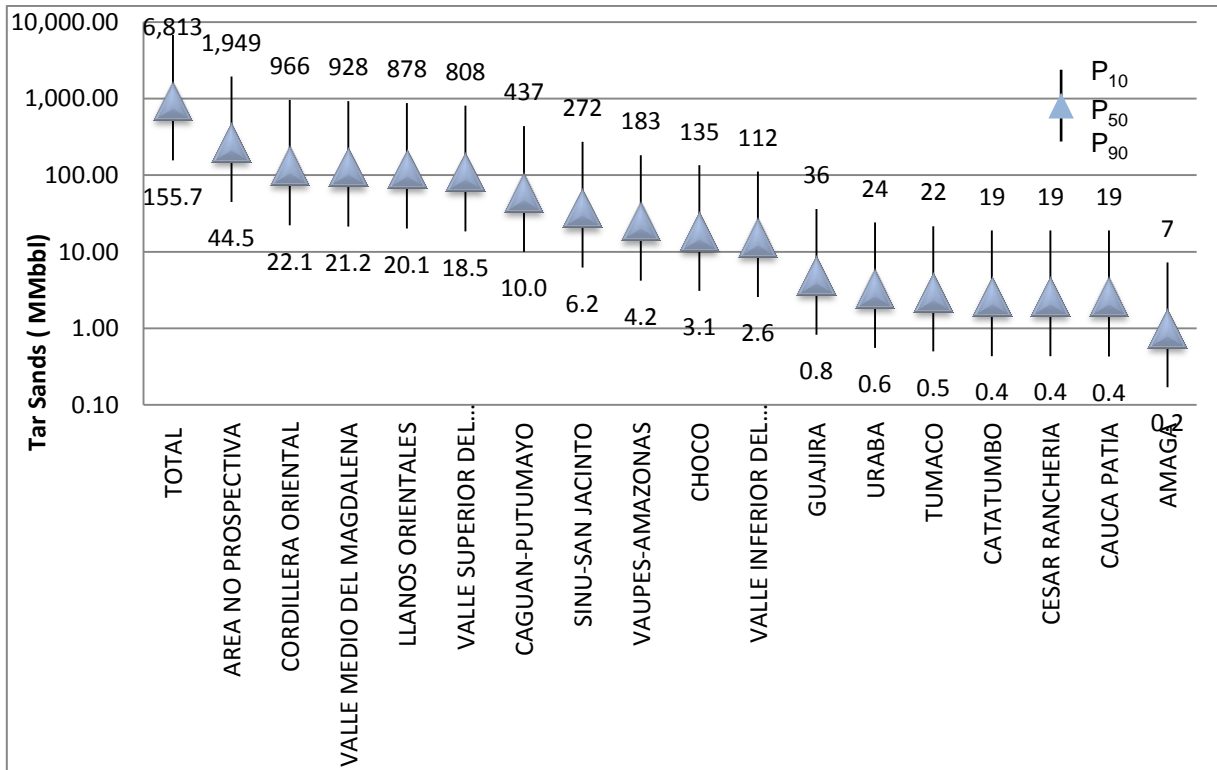


Figura 7-14. Potencial de Tar Sands para la categoría de evaluación de Recursos Indicados.

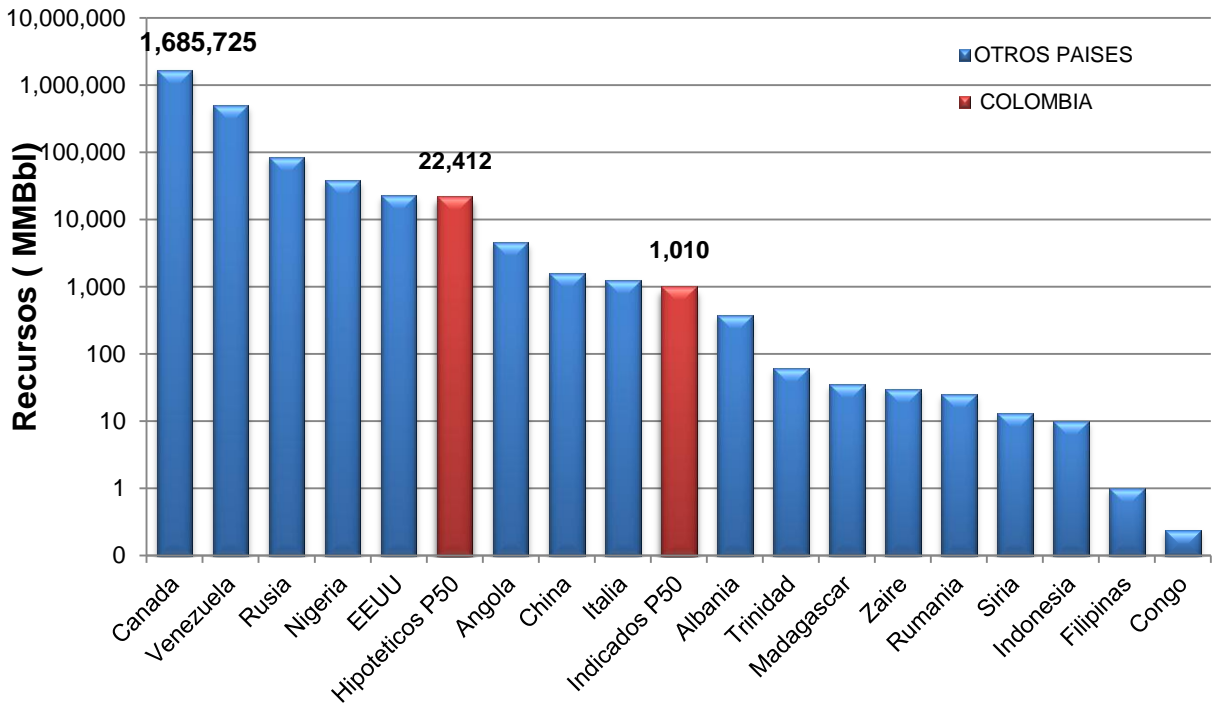


Figura 7-15. Comparación de los recursos estimados para Colombia con los publicados para otros países.

7.4.7 Análisis de Sensibilidad OIP

A partir de los datos recopilados de las manifestaciones en Colombia, y teniendo en cuenta la naturaleza de las funciones de distribución (espesor, densidad de roca, densidad y porcentaje de bitumen), se pudo establecer que el espesor de las formaciones objetivo es la variable aleatoria con mayor peso sobre la simulación (Figura 7-16), y en consecuencia los ejercicios exploratorios deberán hacer mayor esfuerzo en su definición. Le siguen en su orden el contenido de bitumen y la densidad de la roca. Por la naturaleza de las hipótesis usadas en este trabajo, también se recomienda validar la representatividad de las áreas.

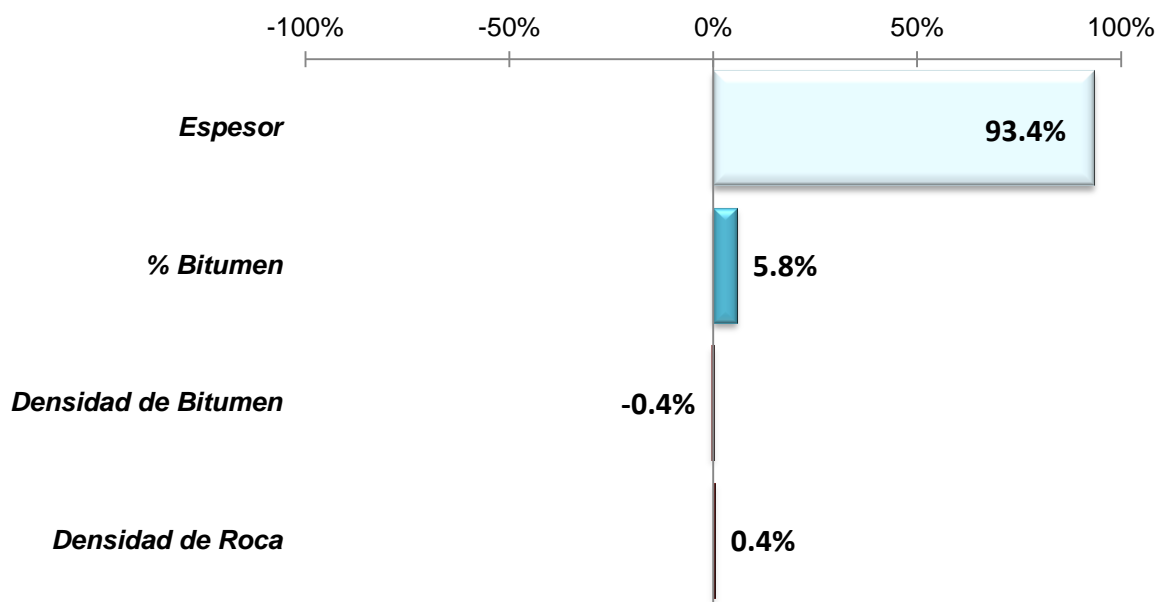


Figura 7-16. Análisis porcentual de la sensibilidad de las variables aplicadas en el cálculo de *Tar Sands* en Colombia.

7.5 CONCLUSIONES

- El análisis de sensibilidad muestra que el espesor es la variable más sensible en el cálculo del potencial de Tar Sands en Colombia.
- La cuenca con mayor prospectividad de este recurso es Cordillera Oriental.
- El potencial estimado para toda Colombia, en un rango entre los 156 y los 6,813 MMbbl (P_{10} a P_{90}), es inferior al reportado por D. Little (2008), 67,889 MMbbl.
- Para las áreas de planicie como la cuenca de los Llanos Orientales el potencial podría ser mayor hacia flanco oriental, pero aún falta información de manifestaciones de Bitumen para esta zona en especial.

7.6 BIBLIOGRAFIA

Agencia Nacional de Hidrocarburos. (2010). *Organic Geochemistry Atlas of Colombia*. Bogotá: Universidad Nacional de Colombia.

Bachu, S. (1987). *Subsurface Disposal Related to in situ Oil Sands Projects*. Alberta Research Council, Alberta.

CARBOCOL. (1992). *Reconocimiento Geológico del Area de Tadó, Departamento de Chocó: Mapa de Estaciones y Afloramientos de Asfaltita*. Bogota.

Chillingarian, G. V., & Yen, T. F. (1978). *Bitumens, Asphalts and Tar Sands*. New York: Elsevier Scientific Publishing Company.

Duque, H. R. (2002). *Estudio Geológico Y Geoquímico de un Prospecto de Arenitas Asfálticas en la Región del Capricho, Municipio de San José del Guaviare, Departamento del Guaviare, Colombia*. Tesis de Pregrado, Universidad Nacional de Colombia, Facultad de Ciencias, Bogotá.

Dyni, J. R. (2010). *Survey of Energy Resources*. World Energy Council.

ECO-CARBON. (1995). *El Carbón, Normas Generales sobre Muestreo y Análisis de Carbones*. Bogotá.

Grosse, E. (1928). *Informe sobre los Asfaltos en la parte Central y Meridional del Departamento de Boyacá*. Ministerio de Minas y Petroleos, Servicio Geológico Nacional, Bogotá.

GULF CANADA RESOURCES LIMITED. (1993). *Phase I. Study to Asses the Potential of Minerals and Metals in Alberta Oil Sands Deposits*. Calgary .

Hein, F. J. (2006). *Subsurface Geology of the Athabasca Wabiskaw-McMurray Succession: Lewis-Fort McMurray Area, Northeastern Alberta*. Earth Sciences Report 6, Alberta Geological Survey, Alberta.

Hitchon, B. (1993). *Geochemical Studies - 4 Physical and Chemical Properties of Sediments and Bitumen from some Alberta Oil Sands Deposits*. Alberta Reserach Council.

INGEOMINAS. (1933). *Estructura Geologica de la Parte Suroeste de la Conseción Chaux Fulson, Santander del Norte*. Colombia. Bogotá.

INGEOMINAS. (1970). *Ocurrencias Minerales en el Noreste Antioqueño*. Medellín.

INGEOMINAS. (1970). *Recursos Minerales de Parte de los Departamentos de Norte de Santander y Santander* . Boletin Geológico XVIII N°3, Bogotá.

INGEOMINAS. (1972). *Ocurrencias Minerales en los Cuadrangulos J-11 (Chiquinquirá), J-12 (Tunja), J-13 (Sogamoso) y parte del J-10 (La Palma) y el K-10 (Villeta)* . Bogotá.

INGEOMINAS. (1976). *Informes de Minerales no Metalicos en el Departamento de Tolima*. Ibagué.

INGEOMINAS. (1976). *Ocurrencias Minerales en el Departamento del Huila*. Neiva.

INGEOMINAS. (1976). *Ocurrencias Minerales en las Regiones Sur y Oriental del Departamento del Tolima*. Ibagué.

INGEOMINAS. (1988). *Estandarizacion del Metodo de Asfaltenos, de Bitumen y de Carbón* . Bogotá.

INGEOMINAS. (1995). *Visita Técnica a la Manifestación de Asfalto en el Municipio de Santa Rosa, Vereda Concepción. Cauca.* Bogotá.

INGEOMINAS. (1999). *Inventario Minero Nacional - Departamento de Norte de Santander.* Bogotá.

INGEOMINAS. (1999). *Proyecto Minero Nacional - Departamento de Boyacá.* Bogotá.

INGEOMINAS. (2006). *Inventario Minero - Macizo de Garzón.* Bogotá.

INGEOMINAS. (2007). *Mapa Geológico de Colombia. Escala 1:2'800.000.* Bogotá.

INSTITUTO GEOLOGICO NACIONAL. (1948). *Estudio Economico de los Asfaltos de Guaní, en Chaparral-Tolima.* Bogotá.

INSTITUTO GEOLÓGICO NACIONAL. (1954). *Descubrimiento de Petroleo en Tolu, Bolivar.* Bogotá.

INSTITUTO GEOLOGICO NACIONAL. (1957). *Carbones de Landazari Asfaltita de Gualio Municipio de Velez, Departamento de Santander.* Bogotá.

INSTITUTO GEOLOGICO NACIONAL. (1960). *Informe de Investigación de Yacimientos Minerales en Colombia.* Bogotá.

Laboratorio de Minas y Petroleos. (1932). *Informe sobre los Resultados de los Analisis de dos Muestras de Fuel Oil y una de Asfalto.* Bogotá.

Meyer, R.F. & Witt, W. (1990). *Definition and World Resources of Natural Bitumens.* U.S. Geological Survey Bulletin No. 1944.

Ministerio de Minas y Energía. (2003). *Sistema Nacional de Información Minero Colombiano - SIMCO.* Recuperado el 7 de 2011, de Clasificación Oficial de Minerales: <http://www.simco.gov.co/simco/Politicasdelsector/FormatoB%C3%A0sicoMinero/tabid/90/Default.aspx>

SERVICIO GEOLOGICO NACIONAL. (1942). *Combustibles Minerales del Departamento de Santander.* Ministerio de Minas y Petróleos, Bogotá.

SERVICIO GEOLOGICO NACIONAL. (1946). *Manifestaciones de Petroleo y Asfalto en las Rocas Eruptivas y Esquitos Cristalinos del Valle Medio del Magdalena, Colombia.* Ministerio de Minas y Petróleos, Bogotá.

SERVICIO GEOLOGICO NACIONAL. (1950). *Comision a las Carboneras del Guatiquía Limitada - Municipio de Villavicencio.* Ministerio de Minas y Petróleos.

SERVICIO GEOLOGICO NACIONAL. (1950). *Estudios de los Yacimientos de Asfalto de Nema - Cundinamarca.* Ministerio de Minas y Petróleos, Bogotá.

SERVICIO GEOLOGICO NACIONAL. (1950). *Informe sobre los Asfaltos de Guaduas - Cundinamarca.* Ministerio de Minas y Petróleos, Bogotá.

SERVICIO GEOLOGICO NACIONAL. (1959). *Sobre la Geología de la Parte Sur de la Macarena*. Ministerio de Minas y Petróleos, Bogotá.

SERVICIO GEOLÓGICO NACIONAL. (1961). *Roca Asfáltica al Norte de Villavicencio, Meta*. Ministerio de Minas y Petróleos, Bogotá.

SERVICIO GEOLOGICO NACIONAL. (1966). *Informe sobre la Cuenca Hullera "Tunja - Paipa - Duitama"*. Ministerio de Minas y Petróleos, Bogotá.

SERVICIO GEOLOGICO NACIONAL. (1969). *Mapa de Yacimientos de Asfalto*. Ministerio de Minas y Petróleos, Bogotá.

SERVICIO GEOLÓGICO NACIONAL. (1976). *Ocurrencias Minerales en el Departamento de Cundinamarca - Compilación*. Ministerio de Minas y Petróleos, Bogotá.

7.7 ANEXOS

7.7.1 Anexo 7-1

Documento Digital "Base de Datos Athabasca Tar Sands.xlsx". En el centro documental de la ANH

7.7.2 Anexo 7-2

Documento Digital "Base de Datos Tar Sands Colombia.xlsx" En el centro documental de la ANH

8 OIL SHALE

8.1 GENERALIDADES

El *Oil Shale* es una roca sedimentaria de grano fino que contiene materia orgánica y produce cantidades considerables de aceite y gas cuando es sometida a destilación destructiva. La mayor parte de la materia orgánica contenida en los *Oil Shale* es insoluble en disolventes orgánicos ordinarios; por lo tanto, ésta debe ser descompuesta por calentamiento para poder ser extraída.

La cantidad de aceite que puede ser recuperada de depósitos de *Oil Shale* bajo procesos de extracción convencionales varía de un 4% a un poco más del 50% del peso total de la roca, o entre 10 y 150 galones de aceite por tonelada de roca, y aunque no todos los *Oil Shale* poseen un buen rendimiento, la mayoría tienen pequeñas cantidades de materia orgánica soluble (Bitumen), y muchos contienen vetas, venas, o cavidades saturadas con hidrocarburos sólidos o viscosos que los hacen atractivos (Dyner, J. R., 2006).

Muchas rocas llamadas *Oil Shale* en realidad no lo son en el sentido estricto de su definición; una roca clástica de grano fino y fisible. Las características minerales y texturales de muchos Shales permiten que sean clasificadas como otros tipos de rocas, tales como Limolitas, Calizas Sucias, Shale Negro, o Carbón Impuro. El *Oil Shale* se puede diferenciar del Carbón por su contenido de material mineral (entre 60% y 90%); el Carbón por definición contiene menos del 40%, además, la materia orgánica del *Oil Shale*, que es la fuente de hidrocarburos líquidos y gaseosos, por lo general tiene un mayor contenido de hidrógeno y un menor contenido de oxígeno, en comparación con el Lignito y el Carbón Bituminoso.

Hasta el 2004 el mercado del *Oil Shale* no era competitivo con el carbón, el petróleo, o el gas natural; sin embargo, la extracción de éste recurso es muy común en países que poseen depósitos fácilmente explotables y que además carecen de otros recursos combustibles fósiles. Adicionalmente, algunos depósitos de *Oil Shale* contienen minerales y metales tales como Alumbre, Nacrolita, Dawsonita, Sulfuros, Vanadio, Zinc, Cobre y Uranio, que les dan un valor agregado (Yen & Chilingarian, 1976).

8.1.1 Origen y Formación

Entre los principales ambientes de formación del *Oil Shale* se encuentran (1) grandes lagos, (2) mares poco profundos en plataformas continentales y escudos continentales y (3) pequeños lagos, pantanos, y lagunas asociadas con la generación de carbón. En éstos, la depositación contemporánea de minerales de grano fino y la degradación de productos orgánicos derivados de la descomposición de la biota permitieron la formación de los *Oil Shale*.

La abundancia de materia orgánica, el desarrollo temprano de condiciones anaeróbicas, y la ausencia de organismos destructivos, junto con una sedimentación continua en ocasiones acompañada de subsidencia, brindan las condiciones necesarias para la compactación y diagénesis de estratos ricos en materia orgánica. La actividad química a bajas temperaturas (alrededor de 150°C) causa la pérdida de la fracción volátil, lo cual finalmente produce una roca sedimentaria con alto contenido de residuos orgánicos refractarios (Yen & Chilingarian, 1976).

8.1.2 Tipos de Oil Shale

Los *Oil Shale* han recibido diferentes nombres a través de los años, tales como *Cannel Coal*, *Boghead Coal*, *Alum Shale*, *Estellarita*, *Albertita*, *Bituminita*, *Wolongita*, *Esquistos Bituminoso*, *Torbanita*, y *Kukersita*. Algunos de estos nombres aún son usados para ciertos tipos de *Oil Shale*.

(Hutton, 1990), quien fue pionero en el uso de microscopía fluorescente en el estudio de depósitos de *Oil Shale* en Australia, ideó una clasificación basada principalmente en el origen de la materia orgánica adaptando términos petrográficos de la terminología de carbones. Ésta ha probado ser muy útil para correlacionar los diferentes tipos de materia orgánica presentes en los *Oil Shale* con la química de los hidrocarburos derivados de los mismos (Dyner, J. R., 2006).

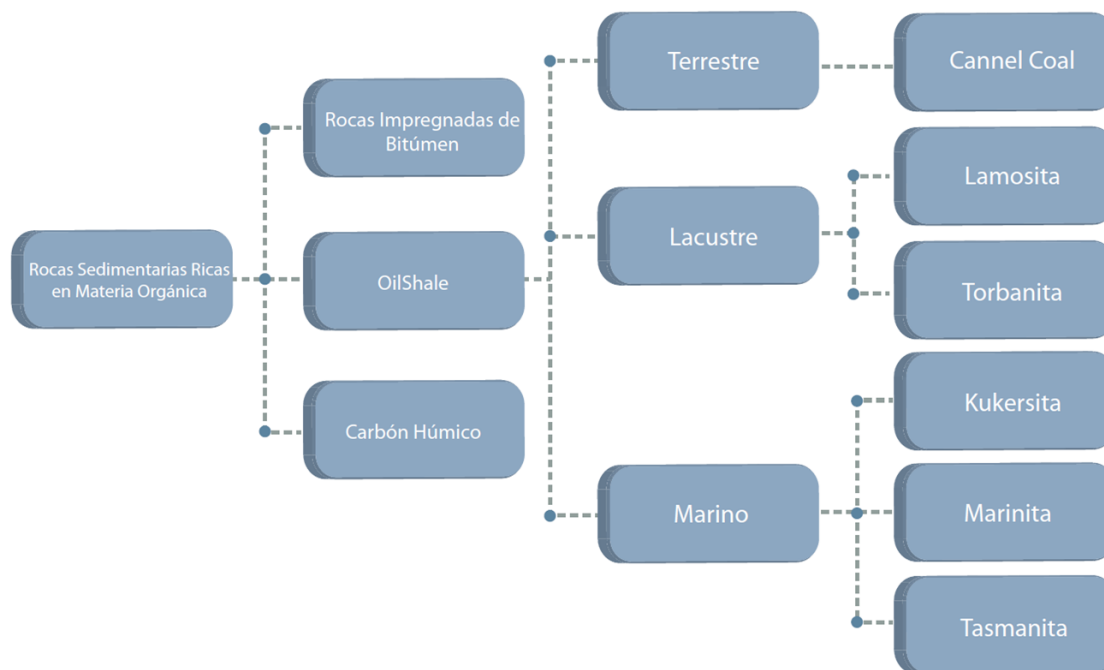


Figura 8-1. Clasificación del *Oil Shale*. Adaptada de Hutton (1990).

Hutton (1990) dividió las rocas sedimentarias ricas en materia orgánica en tres grupos diferentes: (1) Carbón Húmico y Shale Carbonoso (*Humic Coal* y *Carbonaceous Shale*), (2) Rocas Impregnadas de Bitumen (*Bitumen Impregnated Rocks*) y (3) *Oil Shale*. Luego subdividió este último grupo en tres subgrupos, basado en su ambiente de deposición; terrestre, lacustre y marino (Figura 8-1).

Dentro de estos tres grupos de *Oil Shale* (terrestre, lacustre y marino), Hutton (1990) reconoció seis tipos específicos: Carbón de Cannel (*Cannel Coal*), Lamosita (*Lamosite*), Marinita (*Marinite*), Torbanita (*Torbanite*), Tasmanita (*Tasmanite*), y Kukersita (*Kukersite*).

La Lamosita (*Lamosite*) es de color marrón, grisáceo o gris oscuro a negro. En ésta, el componente orgánico principal es Lamalginita derivada de algas planctónicas lacustres. Otros compuestos menores son Vitrinita, Inertita, Telalginita y Bitumen.

La *Marinita (Marinite)* es de origen marino y presenta un color gris a gris oscuro. Los principales componentes orgánicos de ésta son Lamalginita y Bitumen derivado principalmente de fitoplancton marino. Contiene pequeñas cantidades de Telalginita y Vitrinita. Las *Marinitas* generalmente son depositadas en mares epicontinentales como plataformas marinas someras o mares interiores donde la acción de las olas es restringida y las corrientes son mínimas.

La *Torbanita*, la *Tasmanita*, y la *Kukersita* están relacionadas a tipos de algas específicas de las cuales se originó la materia orgánica. La *Torbanita* es de color negro y su materia orgánica está compuesta principalmente de Telalginita derivada de algas ricas en lípidos (*Botryococcus* y formas relacionadas) encontradas en lagos de agua dulce a salobre. Ésta puede contener pequeñas cantidades de Vitrinita e Inertita. La *Tasmanita* es de color marrón a negro y su materia orgánica es principalmente Telalginita derivada de un alga unicelular llamada *Tasmanitid*, la cual es de origen marino. La *Kukersita* es de tipo marino y color marrón claro. Su principal componente orgánico es Telalginita derivada del alga verde *Gloeocapsomorpha Prisca* (Dyner, J. R., 2006).

8.1.3 Determinación del Grado del Oil Shale

El rendimiento volumétrico del *Oil Shale* puede ser determinado por diferentes métodos con resultados expresados en una variedad de unidades. El poder Calorífico de éste es obtenido usando calorímetros. Los valores calculados son reportados en unidades como BTU (*British Thermal Units*) por libra, calorías por gramo (cal/g), kilocalorías por kilogramo (kcal/kg), y megajoules por kilogramos (MJ/kg), entre otras unidades.

Aunque el poder calorífico del *Oil Shale* es una propiedad útil y fundamental de la roca, ésta no provee información de la cantidad de aceite o gas que pueda ser producido por destilación destructiva. El grado del *Oil Shale* puede ser determinado en pruebas de retorta en laboratorio midiendo la producción de aceite de una muestra de Shale. Uno de los métodos comúnmente usado en los Estados Unidos para esta tarea es el Ensayo de Fischer Modificado (*Modified Fischer Assay*), desarrollado por primera vez en Alemania, y luego adaptado por la Oficina de Minas de los Estados Unidos (*U.S. Bureau of Mines*) para el análisis del *Oil Shale* de la formación Green River en el oeste de los Estados Unidos (Stanfield & Frost, 1949). La técnica fue posteriormente estandarizada como ASTM D-3904-80.

El método de Fischer no necesariamente indica la máxima cantidad de aceite que puede ser producido por un *Oil Shale* dado. Otros métodos de producción de aceite por calentamiento (*retorting*), tales como el proceso Tosco II, pueden reportar producción hasta un 100% mayor. De hecho, el proceso Hytort, puede incrementar de tres a cuatro veces dicha producción en algunos *Oil Shale* (Schora, 1983 ; Dyner J. R., 2010). El ensayo de Fischer solo da una aproximación del potencial energético de un depósito.

Las técnicas más nuevas para la evaluación de *Oil Shale* incluyen dos métodos; Rock-Eval y Balance de Materiales (*Material Balance*). Ambos dan información más completa sobre el grado del *Oil Shale*. A pesar de esto, el ensayo modificado de Fischer sigue siendo el de mayor uso (Yen & Chilingarian, 1976).

8.1.4 Explotación de los Oil Shale

Extraer aceite de los *Oil Shale* es esencialmente un proceso de minería, ya sea a cielo abierto o subterráneo (fracturamiento), el cual es acompañado posteriormente de una destilación en superficie o *in situ*. El producto líquido obtenido en esta destilación es luego mejorado para producir un crudo sintético que puede ser procesado en refinería (Figura 8-2).

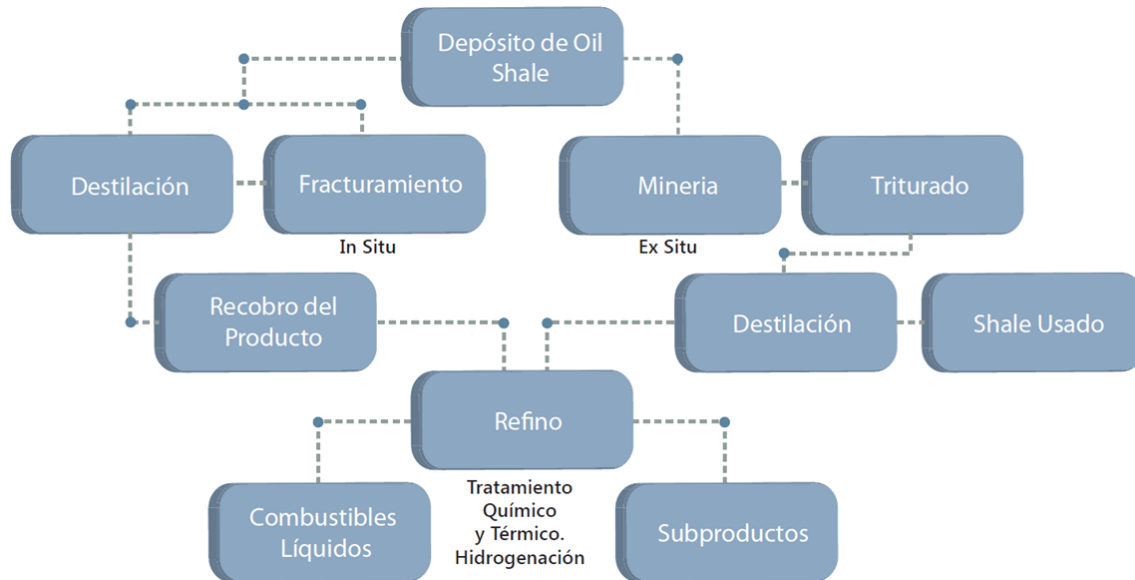


Figura 8-2. Proceso de Explotación del *Oil Shale*. Modificado de Johnson & Crawford (2004).

Actualmente las tecnologías que más desarrollo tienen son las de explotación a cielo abierto tanto para la combustión directa como para la obtención de petróleo sintético, mientras que para el caso *in situ* sólo se tiene la pirolisis. Este es el caso de uno de los procesos más innovadores denominado Proceso de *Conversión in situ* (patentado por Shell), donde la temperatura del *Oil Shale* es elevada por medio de calentadores eléctricos situados en perforaciones verticales a lo largo del espesor del yacimiento, y el líquido segregado por la roca es conducido a superficie a través de pozos productores perforados para ese fin. Actualmente este proceso está en etapa de investigación y desarrollo.

8.1.5 Depósitos alrededor del Mundo

Existen reportes de depósitos del Paleozoico temprano formados en ambientes de plataforma marina al norte de Europa, norte de Asia y parte este y central de Norte América. Del Paleozoico medio también se han reportado depósitos de *Oil Shale* en la parte este y central de los Estados Unidos, y en Europa central y Rusia se han encontrado secuencias delgadas de origen marino. En rocas del Paleozoico tardío se han hallado acumulaciones en todos los continentes, muchas de éstas asociadas con cinturones de carbón, los cuales han sido explotados en pequeña escala en Escocia, Francia, España, Sur África, Australia, Rusia y otros países. Existen depósitos de Kukersita del Ordovícico en Estonia y Leningrado en Rusia (Yen & Chilingarian, 1976).

Los depósitos en ambientes lacustres de mayor edad encontrados están al este de Canadá (Albert Shale) y corresponden al Carbonífero temprano. Al sur de Brasil se ubica uno de los más grandes

del mundo (Irati Shale), del Pérmico tardío. Shales de edades similares están presentes también al sur de Argentina, Uruguay, y al sur de Montana, en Estados Unidos, con una menor extensión y de menor grado. Del Misisipiense también se encuentran depósitos similares de bajo grado al norte de Alaska.

Del Mesozoico se ha reportado *Oil Shale* en todos los continentes excepto Australia. En África, en la cuenca Stanleyville en el Congo, existen depósitos *Oil Shale* de ambientes lacustre y edad triásica. Al norte y este de Asia se hallan de edad jurásica a cretácica en cinturones de carbones.

En Israel, Jordán, Siria y en la parte sur de la Península Arábiga se ha reportado Shale Negro de edad cretácica en extensas acumulaciones de ambiente de plataforma marina. En Europa existen depósitos de Shale Negro del Jurásico ampliamente distribuidos; además, se presentan algunos almacenes menores de edad triásica en la parte central y sur. En Norte América grandes depósitos de edad triásica están presentes en Alaska y de edad jurásica y cretácica en la parte central de Canadá. Estos presentan espesores pequeños pero alto grado.

Muchos de los depósitos de *Oil Shale* de edad terciaria no son de origen marino, más bien están asociados a ambientes lacustres y a cinturones de carbón. Pequeñas acumulaciones de este tipo han sido reportados en Nueva Zelanda, varias áreas de Europa, en Sur América en los Andes, y en la costa oeste de Norte América. En Colombia la presencia de *Oil Shale* se restringe principalmente a rocas del Mesozoico tardío y Cenozoico (Anexo 8-2).

Las mayores acumulaciones de *Oil Shale* en el mundo pertenecen al Terciario temprano o medio y son de ambientes lacustres. Entre éstas se encuentran las de la formación Green River y otros depósitos al oeste de los Estados Unidos, los almacenes del Valle Paraíba del sur de Brasil, y los presentes al este de China. Muchas de estos depósitos están siendo explotados comercialmente.

8.2 DATOS E HIPOTESIS

8.2.1 Base de Datos Internacional

El conjunto de datos recopilado, que se adjunta como parte de este documento en el archivo del Anexo 8-1, comprende 120 muestras de diferentes depósitos distribuidos en todo el mundo. Aunque la base de datos inicial contenía información acerca de algo más de 200 almacenes, ésta tuvo que ser depurada seleccionando solo los depósitos para los cuales se tenía información completa en todos los campos recopilados. Para la estimación del potencial de *Oil Shale* sólo se tomó de esta base de datos la distribución de los espesores.

8.2.2 Base de Datos Nacional

El conjunto de datos recopilado, que se adjunta como parte de este documento en el archivo del Anexo 8-2, comprende la información utilizada para el cálculo de los factores de ponderación por escenario y categoría de evaluación del recurso, la empleada para la estimación de las áreas potenciales de *Oil Shale*, los datos usados para la estimación de las distribuciones del contenido de hidrocarburos (S₂P) y los resultados de cada prueba de bondad de ajuste y correlaciones abordadas.

8.2.3 Hipótesis

La información litológica disponible en Atlas Geológico de Colombia (INGEOMINAS, 2007) fue depurada para identificar las áreas representativas de Shales con materia orgánica en las cuencas del país. Posteriormente estas áreas fueron afectadas por un factor de ponderación que reduce la incertidumbre respecto a presencia efectiva de Oil Shale bajo las siguientes hipótesis:

8.2.3.1 Hipótesis 1

La relación entre el área total de control, definida mediante los muestreos presentados en el Atlas Geoquímico de Colombia (Agencia Nacional de Hidrocarburos, 2010), y el área aflorante de Shale por cuenca, presentada en el Atlas Geológico de Colombia (INGEOMINAS, 2007), es un factor representativo del área potencial efectiva de Oil Shale tanto en superficie como en profundidad. La siguiente expresión ilustra ésta hipótesis:

$$f_A = \frac{\text{Area Total de Control}}{\text{Area Total de Shale}}$$

8.2.3.2 Hipótesis 2

El área total de control tendrá significancia si el contenido de TOC favorece escenarios comerciales. En este trabajo se considera que valores de TOC con calidades de kerógeno entre muy Buena a Excelente ($\geq 4\%$) favorecen ocurrencias comerciales del recurso (Figura 8-3).

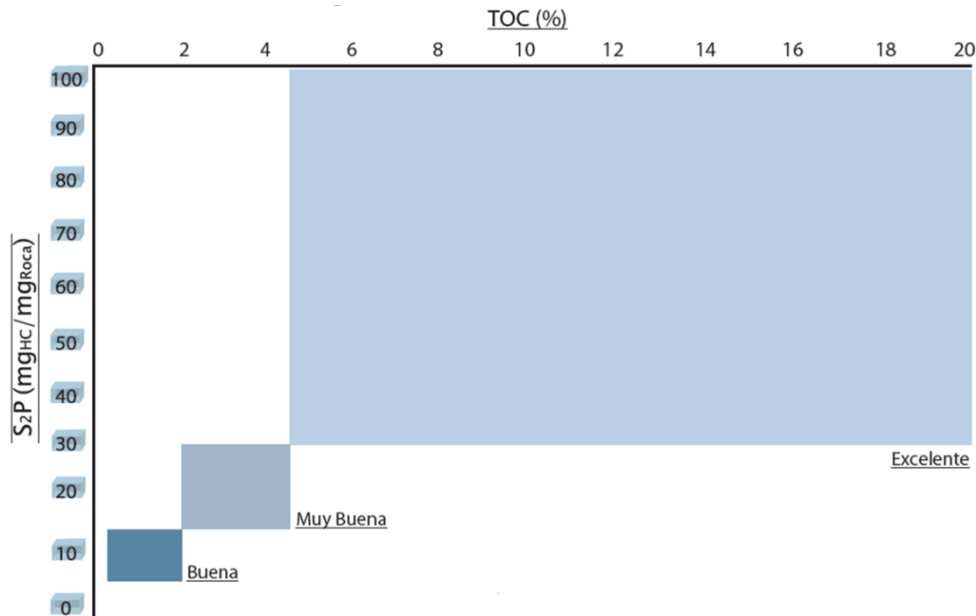


Figura 8-3. Regiones de Calidad del kerógeno.

8.2.3.3 Hipótesis 3

Es necesario evaluar diferentes condiciones representativas respecto a las áreas de control. Cada punto de control derivado de la selección de observaciones representativas, y compilado del Atlas Geoquímico de Colombia (Agencia Nacional de Hidrocarburos, 2010), puede generar áreas de

evaluación del recurso desde Medidas (radio de evaluación de 250 m) hasta Hipotéticas (radio de evaluación de 5000 m). La Figura 8-4 ilustra los escenarios que deben ser evaluados.

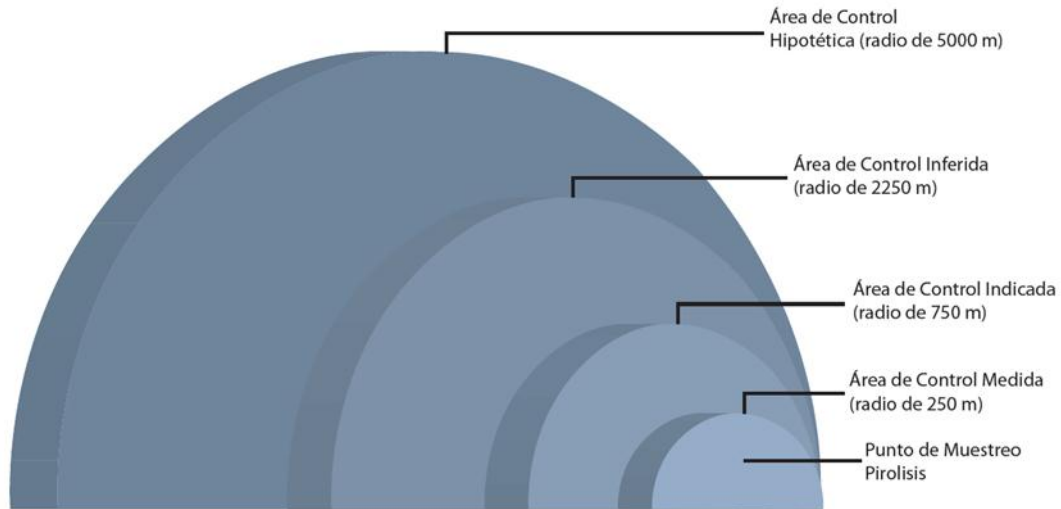


Figura 8-4. Esquema representativo de las Áreas de Control generadas por los puntos de muestreo y utilizadas para el cálculo de los Factores de Ponderación f_A .

8.2.3.4 Hipótesis 4

Los espesores de las unidades potenciales de Oil Shale en Colombia siguen una distribución Lognormal soportada en datos de depósitos alrededor del mundo (Figura 8-5). Esta distribución sustentada en el documento digital del Anexo 8-1, que hace parte integral de este documento.

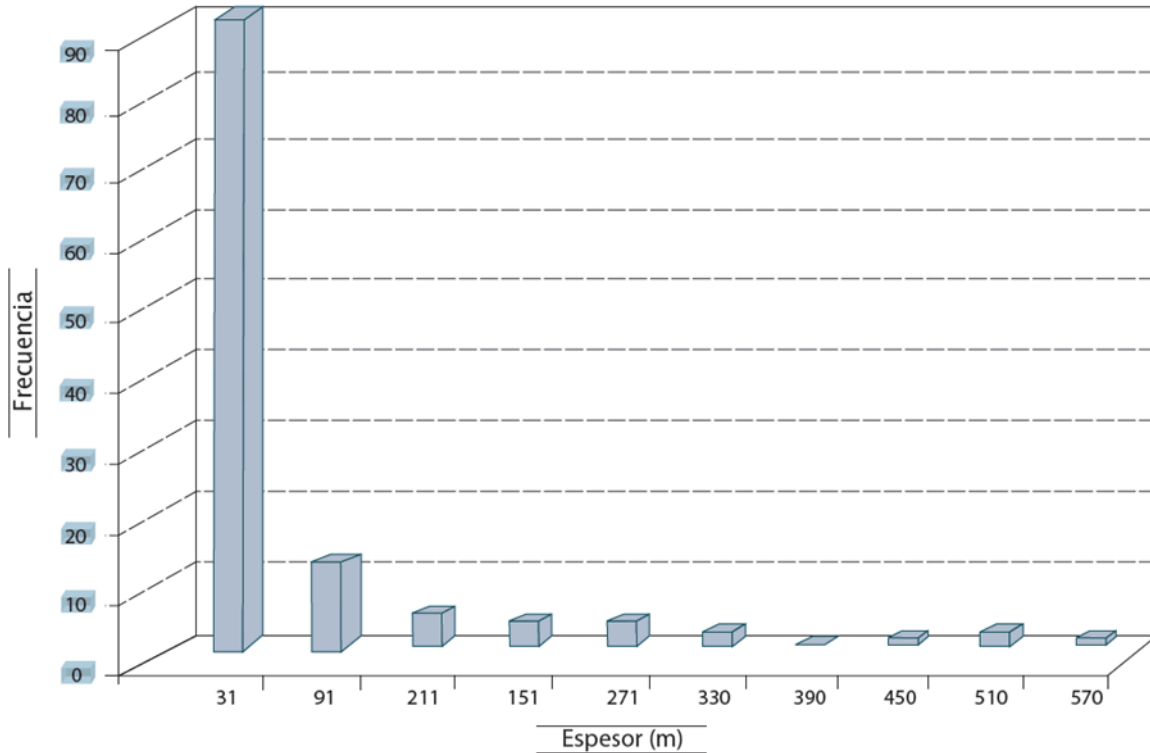


Figura 8-5. Histograma de frecuencias del logaritmo natural del espesor usado para la estimación del potencial de Oil Shale.

8.2.3.5 Hipótesis 5

El comportamiento del contenido de hidrocarburos S_2P en cuencas en las que no se tiene reporte de este parámetro es igual al presentado en cuencas geológicamente análogas.

8.3 METODOLOGIA

Para la evaluación del potencial de Oil Shale en cada una de las cuencas de Colombia se utilizó la siguiente ecuación:

$$OSOIP = 6.2905 \cdot 10^{-9} * h * A * f_A * \rho * S_2P * \frac{1}{\rho_{HC}}$$

Ecuación 8-1. Estimación del potencial de Oil Shale *in situ*.

OSOIP: Oil Shale Original in situ (MMbbl).

h: Espesor de las Unidades de Oil Shale (m).

A: Área de Shale (m²).

f_A: Factor de Ponderación del Área del Depósito (m²/m²).

ρ : Densidad total de la Roca (g/cm^3).

S_2P : Hidrocarburos Generados por Destilación del Kerógeno – Contenido de Hidrocarburos ($\text{mg}_{\text{HC}}/\text{g}_{\text{Roca}}$).

ρ_{HC} : Densidad de la roca Oil Shale (g/cm^3).

El procedimiento de estimación del recurso consideró las siguientes etapas:

- Después de la revisión bibliográfica se generó una base de datos con características como edad, tonelaje, espesores, áreas, rendimientos, potencial, y densidades entre otras, para diferentes depósitos de *Oil Shale* a nivel mundial (Anexo 8-1).
 - Se realizaron histogramas de frecuencia para visualizar el comportamiento y asociar una distribución a la variable Espesor.
 - Se aplicaron pruebas de bondad de ajuste, como las prueba Lilliefors, T-Student y Chi-cuadrado, para la aceptación o rechazo de las hipótesis sobre la distribución de dicha variable.
 - Se estimaron los parámetros para ésta distribución y sus intervalos de confianza.
- Se generó una base de datos con información de áreas, contenidos de materia orgánica, y escenarios de evaluación para Colombia (Anexo 8-2).
 - Tomando la cartografía presentada en el Atlas Geológico de Colombia (INGEOMINAS, 2007) se estimó el área aflorante de lodolitas, Shales y lodos con materia orgánica en cada una de las cuencas. Posteriormente se generaron polígonos con presencia potencial de Oil Shale.
 - Teniendo como base la información sobre pruebas de pirolisis presentada en el Atlas Geoquímico de Colombia (Agencia Nacional de Hidrocarburos, 2010), se analizó el comportamiento del contenido de hidrocarburos (S_2P) en cada una de las cuencas, obteniendo una distribución de esta propiedad por cuenca.
 - Se realizaron los análisis estadísticos para soportar dichas distribuciones.
- Se calcularon factores de ponderación en cuatro categorías de evaluación del recurso, distribuidas en cuatro escenarios distintos, con el fin de controlar el área potencial de Oil Shale.
- Se realizó una simulación Montecarlo utilizando la formulación para el OSOIP y utilizando como variables aleatorias: espesor, factor areal, densidad total de la roca, contenido de materia orgánica y densidad del Shale Oil, y el área como parámetro fijo.

8.3.1 Escenario 1

En este escenario se calcularon los factores de ponderación, dividiendo la suma de las áreas de control dentro de cada polígono de Shale, sobre la suma de las áreas de los polígonos con puntos de control, esto cuenca a cuenca.

$$f_A = \frac{\sum \text{Union areas de control dentro de cada poligono de Shale}}{\sum \text{Areas de Shale con puntos de Control}}$$

Del modo en que se planteó este factor no se tuvieron en cuenta en el denominador las áreas potenciales de Shale en las que no se encontrase ningún punto de control, ni en el numerador los

excesos de área que, siendo generadas por puntos de control dentro de un polígono dado, cayesen por fuera de dicho polígono. La Figura 8-6 esquematiza lo planteado para los factores de ponderación por cuenca en este escenario.

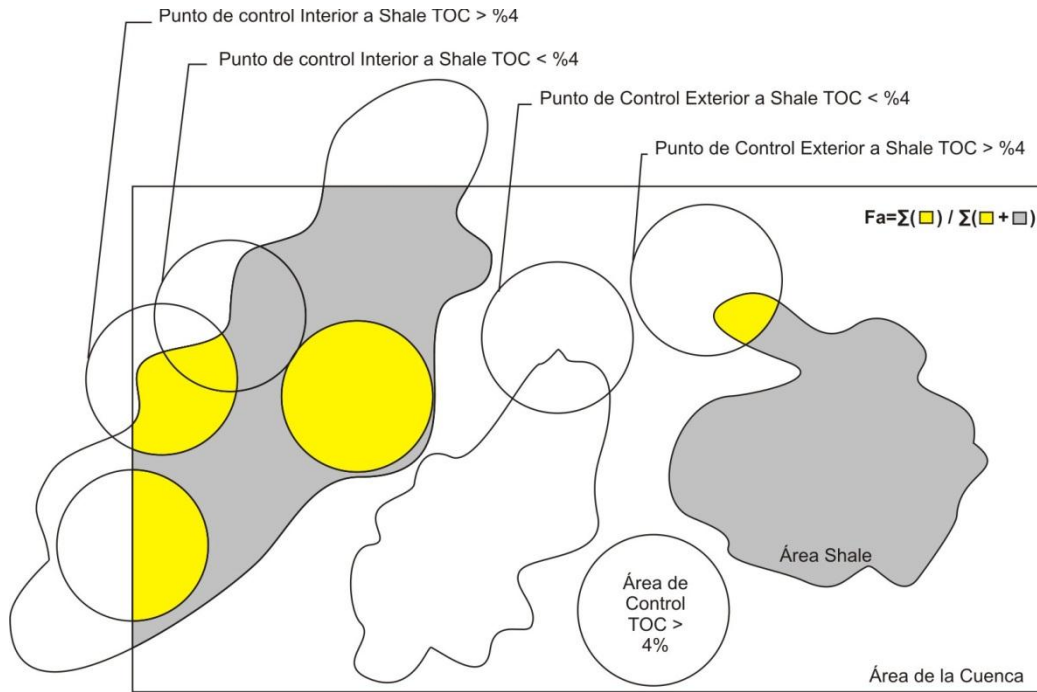


Figura 8-6. Esquema del cálculo del factor de ponderación por cuenca f_A para el Escenario 1.

8.3.2 Escenario 2

Este escenario solo difiere del anterior al incluir en el numerador tanto los excesos de área como las áreas de control exteriores a los polígonos de Shale.

$$f_A = \frac{\sum \text{Union areas de control}}{\sum \text{Areas de Shale con puntos de Control}}$$

La Figura 8-7 muestra un esquema para el cálculo de la relación de áreas en este escenario. El planteamiento realizado puede dar lugar a factores superiores a la unidad, lo cual no debe causar sorpresa, ya que es posible que, como se muestra en dicha figura, las áreas solo amarillas del numerador superen la suma en el denominador, más cuando se tienen categorías de evaluación del recurso inferido o hipotético.

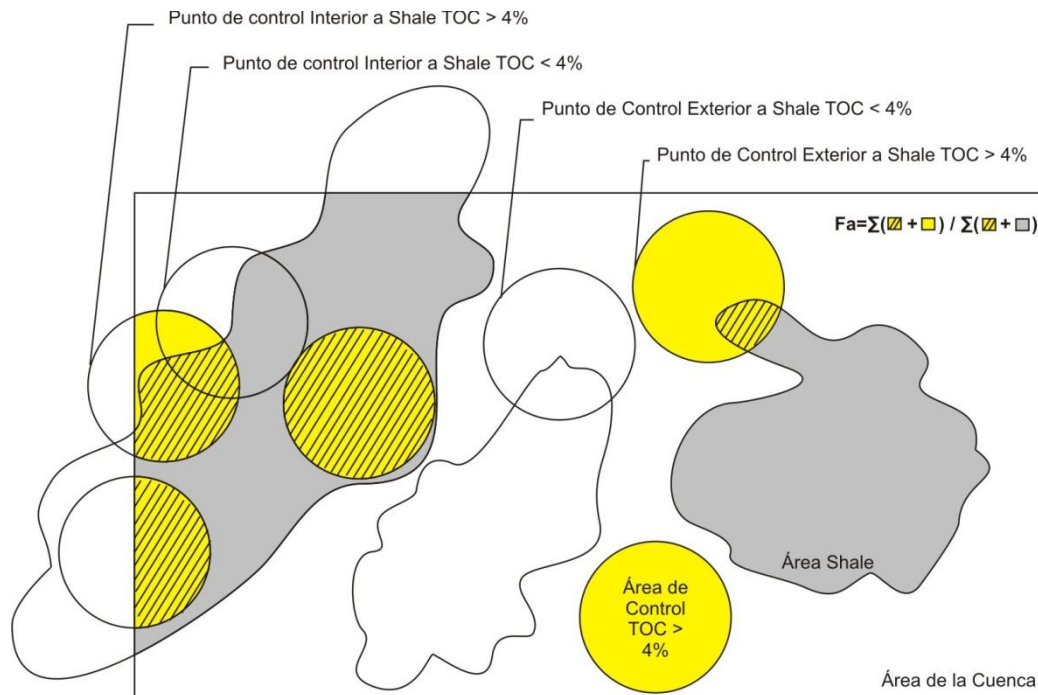


Figura 8-7. Esquema del cálculo del factor de ponderación por cuenca f_A para el Escenario 2.

8.3.3 Escenario 3

Para calcular los factores de ponderación en este escenario se recurrió al concepto de polígonos de Thissen. Éste permite generar un área a partir de las distancias medias entre un punto de control y sus vecinos. Dichas áreas fueron sumadas por cuenca y posteriormente divididas por el área total de la cuenca.

$$f_A = \frac{\sum \text{Áreas Polígonos de Thissen en cada cuenca}}{\text{Área de la cuenca}}$$

8.3.4 Escenario 4

En este escenario se obtuvo simplemente una relación, polígono a polígono, del área del Shale y la definida por los puntos de control, generándose más de un factor por cuenca. Lo que se pretendía finalmente era hallar una distribución de probabilidad usando todos los factores calculados para Colombia.

$$f_A = \frac{\text{Union áreas de control dentro de cada polígono de Shale}}{\text{Áreas Shale con puntos de Control}}$$

La Figura 8-8 muestra el esquema de cálculo utilizado.

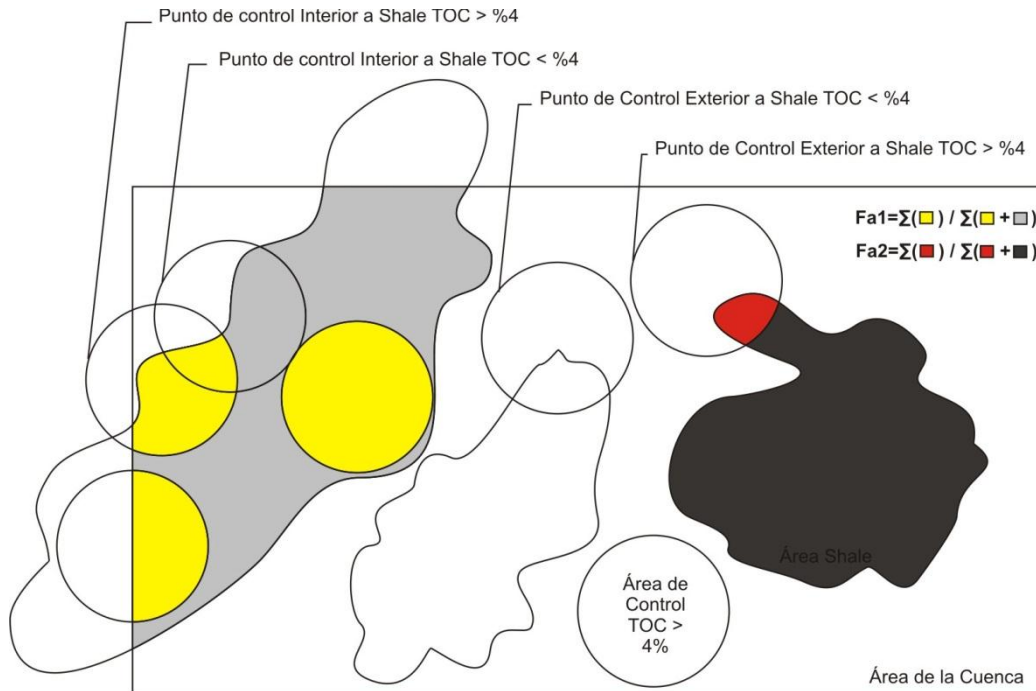


Figura 8-8. Esquema del cálculo del factor de ponderación por cuenca f_A para el Escenario 4.

Finalmente, para los primeros 3 escenarios se realizaron curvas de factor de ponderación contra área de la cuenca en cada categoría de evaluación del recurso (medida, indicada, inferida e hipotética), y para el último escenario se encontró la distribución de probabilidad de ocurrencia para todas las cuencas por categoría.

Después de haber observado el comportamiento de los recursos estimados, en las cuatro categorías de evaluación del potencial (medidas, indicadas, inferidas e hipotéticas) bajo los escenarios planteados, se eligieron las categorías Indicadas e Hipotéticas para presentación de resultados.

8.4 RESULTADOS

Para las variables trabajadas como aleatorias se probaron diferentes distribuciones, primero estimando los parámetros de comportamiento con los datos según cada distribución, y posteriormente realizando pruebas de bondad para identificar el mejor estadístico (la menor desviación). En este informe solo se mostrarán los resultados de los mejores ajustes y estimaciones, los demás se reportan en los archivos digitales de los anexos 8-1 y 8-2.

8.4.1 Espesor de las unidades de Oil Shale

De los datos de depósitos alrededor del mundo se halló que el espesor de las unidades de *Oil Shale* oscila entre 1 m y 600 m, con un valor promedio de 68 m y una desviación estándar de 113 m. El histograma generado (Figura 8-5) permite suponer un comportamiento log-normal en las frecuencias de ocurrencia, por lo cual se realizó un gráfico de probabilidad normal del logaritmo natural de esta variable (Figura 8-9) y tres pruebas de bondad de ajuste; las pruebas Lilliefors, T-Student y Chi-Cuadrado. La Tabla presenta los resultados obtenidos para esta última prueba.

PARAMETROS ESTIMADOS					PRUEBA DE BONDAD DE AJUSTE				
\hat{x}	INTERVALO DE CONFIANZA		\hat{y}	INTERVALO DE CONFIANZA		HIPOTESIS NULA	P	ESTADISTICO	G.L
3.11	2.82	3.40	1.6	1.42	1.83	No se rechaza	0.07.	0.08	0

Tabla 8-1. Parámetros de ajuste de la distribución Lognormal y resultados de la prueba de bondad aplicada a los datos de Espesor usados en la estimación del OSOIP.

Los parámetros estimados \hat{x} y \hat{y} corresponden para la distribución Lognormal a la media y a la desviación estándar respectivamente.

8.4.2 Densidad total de la Roca

Los valores de densidad no fueron reportados en muchos de los casos investigados en la literatura sobre los distintos depósitos. Por éstas insuficiencias de datos se optó por tomar, de los valores que se pudieron extraer, el mínimo y máximo, para construir una distribución triangular.

Parámetros	Valor (g/cm ³)
Mínimo	2.1
Máximo	2.4
Más Probable	2.364

Tabla 8-2. Parámetros estimados para la densidad total del *Oil Shale* considerando una distribución triangular asimétrica.

8.4.3 Densidad del Oil Shale

Del mismo modo en que se obtuvieron los valores presentados en la Tabla 8-2 para la densidad de la roca con los pocos datos conseguidos para la densidad del *Oil Shale* se determinaron los parámetros de distribución de esta variable (Tabla 8-3).

Parámetro	Valor (g/cm ³)
Mínimo	0.9
Máximo	0.97
Más Probable	0.91

Tabla 8-3. Parámetros estimados para la densidad total del *Oil Shale* considerando una distribución triangular asimétrica.

8.4.4 Áreas de Shale

El valor del área de Shale estimada por cuenca se presenta en la Tabla 8-4. La Figura 8-9 muestra el cubrimiento de las estas áreas a nivel nacional.

Cuenca	Área Shale (m ²)
Amagá	10'930.008
Áreas No Prospectiva	44.122'937.434
Caguán-Putumayo	25.842'949.353
Catatumbo	4.051'256.044
Cauca-Patía	770'194.542
Cesar-Ranchería	1.691'905.112
Choco	14.723'778.122
Cordillera Oriental	39.404'970.408
Guajira	2.124'744.030
Llanos Orientales	2.436'354.892
Sinú - San Jacinto	21.920'971.043
Tumaco	7.385'534.349
Urabá	246'010.452
Valle Inferior del Magdalena	10.676'780.807
Valle Medio del Magdalena	5.937'422.714
Valle Superior del Magdalena	3.016'913.891
Valle Medio del Magdalena	5.937'422.714
Vaupés-Amazonas	758'654.554

Tabla 8-4. Áreas de Shale por cuenca en Colombia

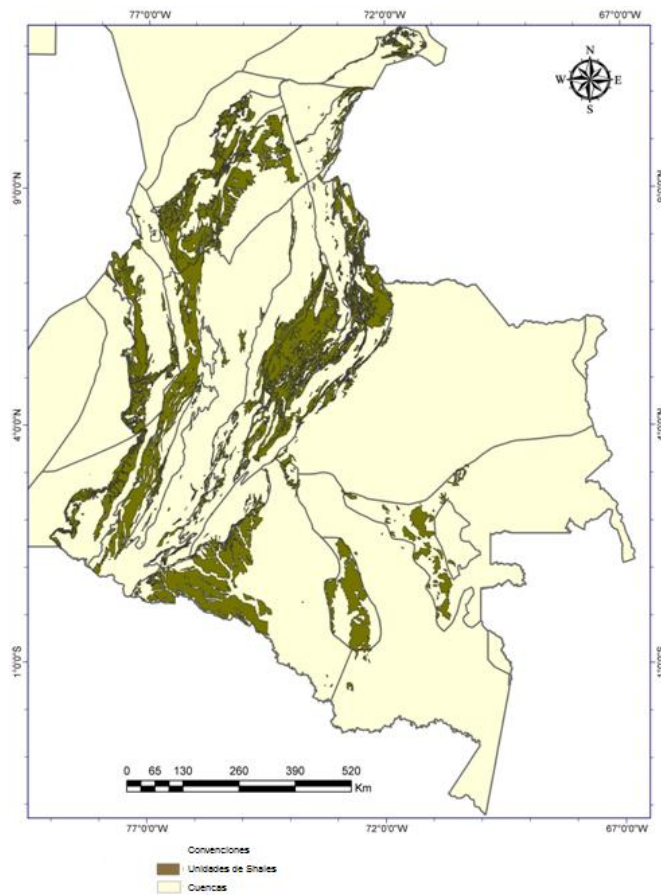


Figura 8-9. Cartografía de afloramientos de Shale.

8.4.5 Factor de Ponderación del Área del Depósito

En las tablas 8-5 a 8-8 se muestran los factores de Ponderación obtenidos por cuenca para las cuatro categorías de evaluación del recurso en los cuatro escenarios propuestos.

Para los tres primeros escenarios se intentó obtener una relación que permitiese hallar los factores para las cuencas en las cuales no se tenían (gráficos de Factor de Ponderación contra Área de la Cuenca), pero las correlaciones mostradas no permitieron extraer tendencia alguna. El problema de calcular el área potencial efectiva de *Oil Shale* tuvo que ser abordado de otra manera. Así, para el cuarto escenario, se prefirió buscar una distribución de probabilidad, de modo que se pudiese asociar a todas las cuencas en la estimación del potencial de *Oil Shale* (Ecuación 8-1).

Las figuras de la 8-10 a la 8-12 muestran las relaciones mencionadas para la categoría de recursos indicados en los tres primeros escenarios, el comportamiento para las demás categorías es muy similar y sus gráficos se incluyen en los archivos digitales anexos.

Cuenca	Escenario 1	Escenario 2	Escenario 3	Escenario 4
Caguán-Putumayo	1.784*10 ⁻²	1.992*10 ⁻²	1.719*10 ⁻³	8.080*10 ⁻³
				4.844*10 ⁻²
Cordillera Oriental	1.416*10 ⁻⁴	2.061*10 ⁻⁴	1.060*10 ⁻¹	1.290*10 ⁻³
				4.092*10 ⁻⁵
				2.890*10 ⁻³
				6.181*10 ⁻³
				6.868*10 ⁻⁵
				3.364*10 ⁻⁴
				4.457*10 ⁻⁴
				4.535*10 ⁻³
Sinú - San Jacinto	2.352*10 ⁻²	1.185*10 ⁻¹	3.221*10 ⁻¹	2.352*10 ⁻²
Valle Medio del Magdalena	2.258*10 ⁻⁴	3.388*10 ⁻⁴	3.907*10 ⁻²	1.479*10 ⁻⁴
				3.921*10 ⁻⁴
				7.683*10 ⁻⁴
Valle Superior del Magdalena	1.605*10 ⁻³	5.340*10 ⁻³	1.295*10 ⁻¹	1.056*10 ⁻³
				1.961*10 ⁻²

Tabla 8-5. Factores Medidos usados en la estimación del OSOIP. Del modo en el que esquematiza el cálculo de estos factores en el aparte Metodología, para los tres primeros escenarios se obtiene un solo factor por cuenca, pero en el último escenario, uno por unidad de Shale presente en cada cuenca.

Cuenca	Escenario 1	Escenario 2	Escenario 3	Escenario 4
Caguán-Putumayo	8.873*10 ⁻²	1.349*10 ⁻¹	1.719*10 ⁻³	7.989*10 ⁻²
				1.164*10 ⁻¹
Cordillera Oriental	1.226*10 ⁻³	1.744*10 ⁻³	1.060*10 ⁻¹	8.588*10 ⁻³
				3.891*10 ⁻⁴
				8.333*10 ⁻²
				2.383*10 ⁻²
				5.565*10 ⁻²
				5.458*10 ⁻⁴
				2.985*10 ⁻³
				3.795*10 ⁻³
				1.182*10 ⁻⁴
				5.358*10 ⁻²
6.794*10 ⁻³				
Sinú - San Jacinto	3.194*10 ⁻¹	1.067	3.221*10 ⁻¹	3.194*10 ⁻¹
Valle Medio del Magdalena	2.033*10 ⁻³	3.050*10 ⁻³	3.907*10 ⁻²	1.332*10 ⁻³
				3.948*10 ⁻³
				5.482*10 ⁻³
Valle Superior del Magdalena	1.440*10 ⁻²	3.763*10 ⁻²	1.295*10 ⁻¹	7.338*10 ⁻³
				1.743*10 ⁻²
				2.281*10 ⁻¹

Tabla 8-6. Factores Indicados usados en la estimación del OSOIP.

Como se indicó en el aparte Metodología, es posible obtener valores por encima de la unidad para los factores de ponderación en el Escenario 2 toda vez que las áreas externas a los polígonos de Shale superen el área misma de éste. Adicionalmente, la relación buscada con los valores de este escenario no fue buena.

Cuenca	Escenario 1	Escenario 2	Escenario 3	Escenario 4
Caguán Putumayo	3.474*10 ⁻¹	1.073	1.719*10 ⁻³	3.079*10 ⁻¹
				4.711*10 ⁻¹
Cordillera Oriental	8.132*10 ⁻³	1.406*10 ⁻²	1.060*10 ⁻¹	5.565*10 ⁻²
				2.707*10 ⁻³
				1.946*10 ⁻²
				9.707*10 ⁻¹
				5.868*10 ⁻³
				5.176*10 ⁻¹
				8.078*10 ⁻²
				1.264*10 ⁻¹
				3.703*10 ⁻¹
				3.968*10 ⁻³
				2.433*10 ⁻²
				2.239*10 ⁻⁴
				2.249*10 ⁻²
				6.900*10 ⁻²
1				
4.290*10 ⁻¹				
2.160*10 ⁻²				
Sinú-San Jacinto	5.251*10 ⁻³	2.359*10 ⁻²	3.221*10 ⁻¹	1
				4.511*10 ⁻¹
Valle Medio del Magdalena	1.410*10 ⁻²	2.731*10 ⁻²	3.907*10 ⁻²	2.174*10 ⁻³
				6.067*10 ⁻³
				1.380*10 ⁻¹
				2.859*10 ⁻²
Valle Superior del Magdalena	1.259*10 ⁻¹	2.598*10 ⁻¹	1.295*10 ⁻¹	5.249*10 ⁻²
				6.094*10 ⁻¹
				6.355*10 ⁻²
				1.327*10 ⁻¹
				3.725*10 ⁻¹
				6.558*10 ⁻¹

Tabla 8-7. Factores Inferidos usados en la estimación del OSOIP.

Cuenca	Escenario 1	Escenario 2	Escenario 3	Escenario 4
Caguán Putumayo	4.811*10 ⁻¹	7.332	1.719*10 ⁻³	5.628*10 ⁻¹
				9.936*10 ⁻¹
				1.293*10 ⁻³
				1.166*10 ⁻¹
Cesar Ranchería	1.166*10 ⁻¹	3.479	0	1.166*10 ⁻¹
Cordillera Oriental	3.082*10 ⁻²	6.227*10 ⁻²	1.060*10 ⁻¹	1.225*10 ⁻¹
				7.314*10 ⁻³
				2.955*10 ⁻¹
				8.535*10 ⁻¹
				1
				5.574*10 ⁻²
				3.336*10 ⁻¹
				2.786*10 ⁻²
				9.720*10 ⁻¹
				1.541*10 ⁻¹
				2.960*10 ⁻¹
				3.022*10 ⁻¹
				6.101*10 ⁻¹
				1.535*10 ⁻¹
				5.368*10 ⁻³
				1.794*10 ⁻²
				9.834*10 ⁻²
				1.387*10 ⁻²
				8.131*10 ⁻²
				8.017*10 ⁻¹
2.492*10 ⁻¹				
1				
6.990*10 ⁻¹				
4.469*10 ⁻²				
1.521*10 ⁻¹				
5.479*10 ⁻¹				
Llanos Orientales	7.077*10 ⁻²	5.137*10 ⁻¹	3.122*10 ⁻²	7.077*10 ⁻²
Sinú-San Jacinto	2.212*10 ⁻²	8.651*10 ⁻²	3.221*10 ⁻¹	1.391*10 ⁻²
				1.787*10 ⁻²
				6.382*10 ⁻³
				6.855*10 ⁻¹
				1
				3.692*10 ⁻¹
1				
1.323*10 ⁻²				
Valle Medio del Magdalena	6.894*10 ⁻²	1.087*10 ⁻¹	3.907*10 ⁻²	3.473*10 ⁻²
				5.957*10 ⁻²
				2.297*10 ⁻²
				5.608*10 ⁻¹
				7.177*10 ⁻¹
				1.784*10 ⁻²
				4.893*10 ⁻²
				3.217*10 ⁻¹
				1.864*10 ⁻¹
				7.286*10 ⁻²
				2.036*10 ⁻¹
1				
5.549*10 ⁻²				
Valle Superior del Magdalena	2.190*10 ⁻¹	5.290*10 ⁻¹	1.295*10 ⁻¹	1.328*10 ⁻¹
				4.981*10 ⁻¹
				6.831*10 ⁻³
				9.889*10 ⁻²
				8.578*10 ⁻¹
1				

Tabla 8-8. Factores Hipotéticos usados en la estimación del OSOIP.

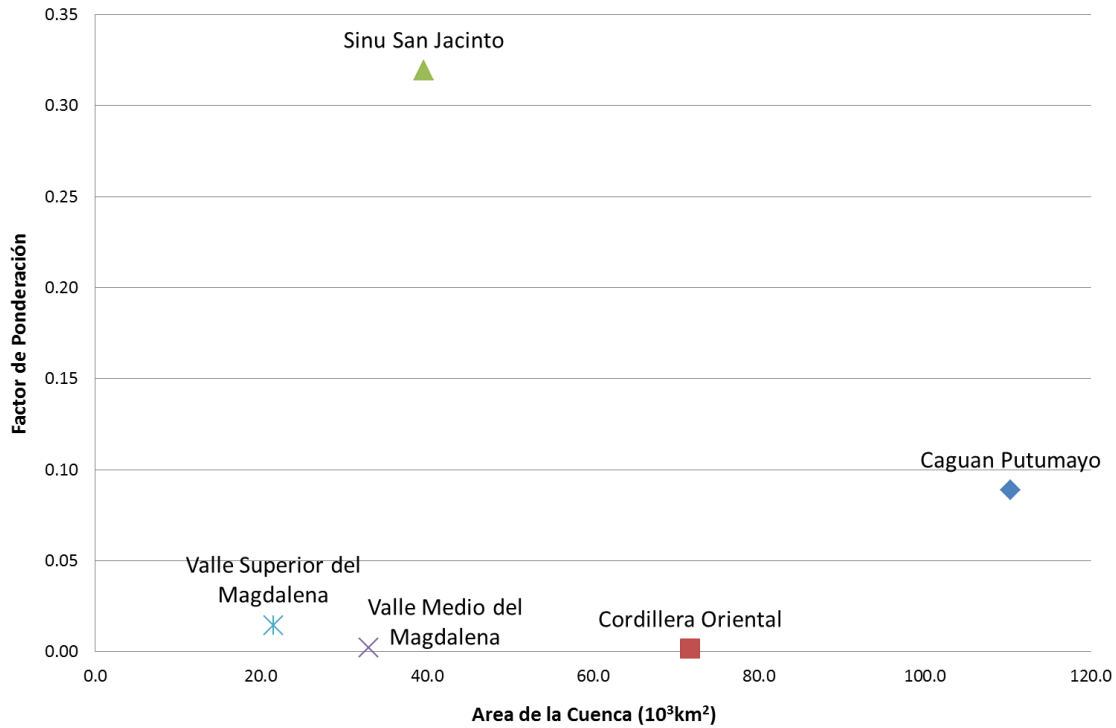


Figura 8-10. Relación entre los Factores de Ponderación Indicados en el Escenario 1 y el Área de Cuenca. Como se puede observar, no es posible extraer alguna tendencia que permita estimar los factores en otras cuencas a partir de sus áreas. El comportamiento de los demás factores (medidos, inferidos e hipotéticos) en este escenario es similar.

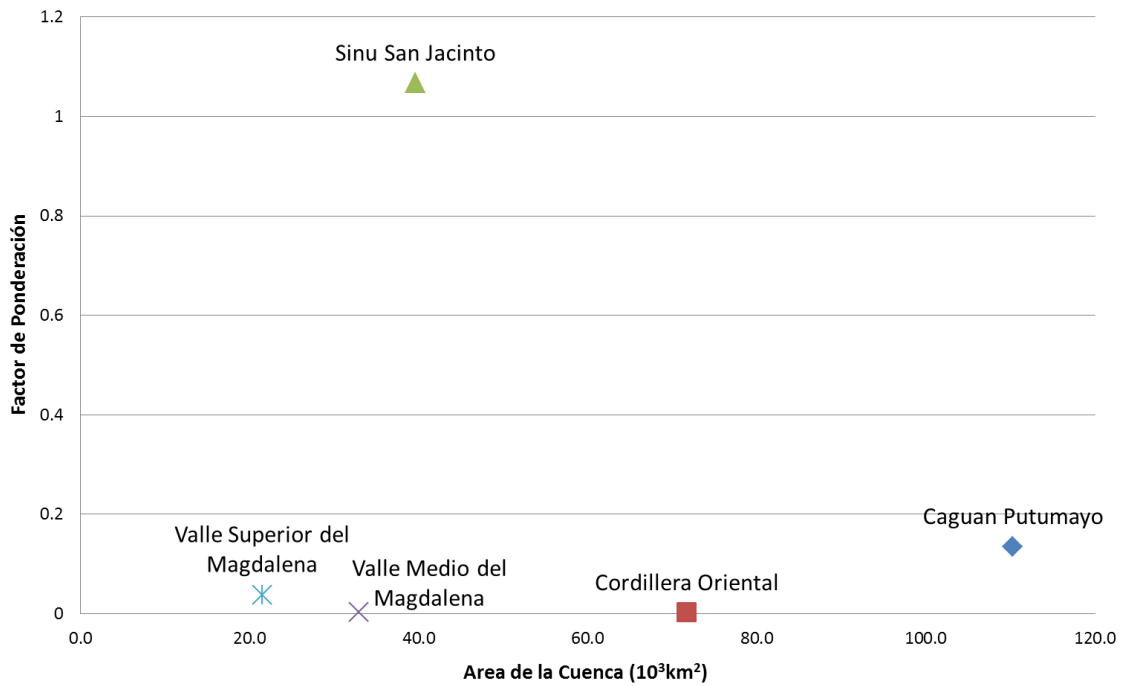


Figura 8-11. Relación entre Factores de Ponderación Indicados en el Escenario 2 y el Área de Cuenca. El comportamiento de los demás factores (medidos, inferidos e hipotéticos) en este escenario es similar.

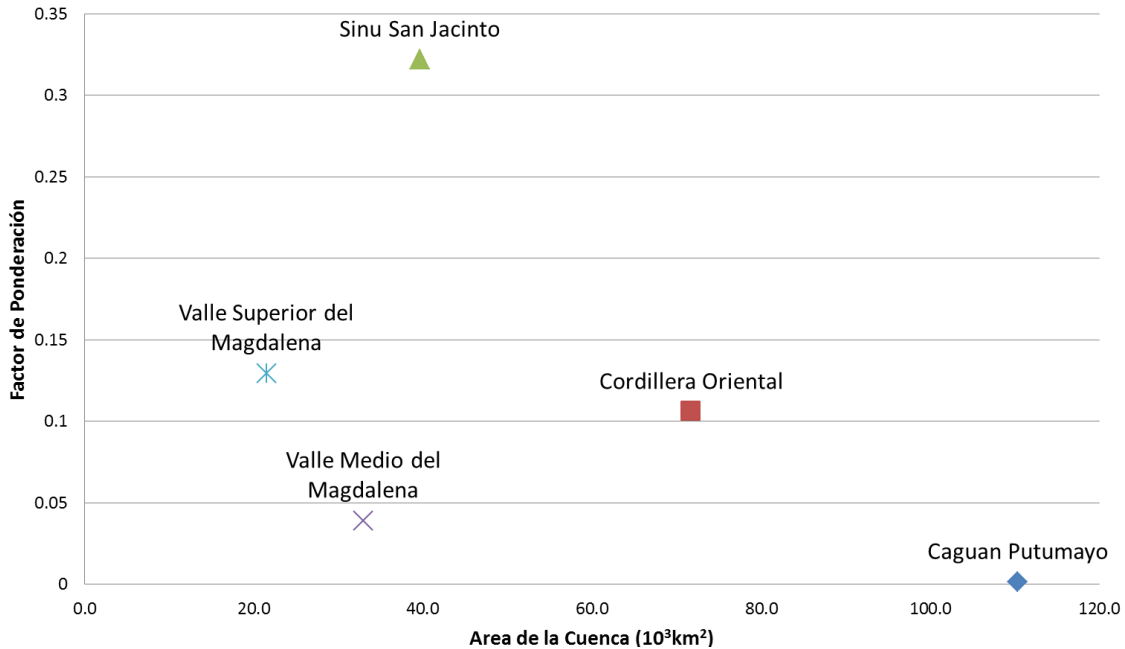


Figura 8-12. Relación entre los Factores de Ponderación Indicados en el Escenario 3 y el Área de Cuenca. El comportamiento de los demás factores (medidos, inferidos e hipotéticos) en este escenario es similar y no permitió establecer tendencia alguna.

En las tablas de la 8-9 y 8-10 se muestran los resultados de los análisis estadísticos para las distribuciones de mejor ajuste a los factores Indicados e Hipotéticos del Escenario 4. Dicho escenario es el que finalmente se eligió para el cálculo del potencial de *Oil Shale*, y los resultados finales presentados en este capítulo son para las categorías de evaluación del recurso que aplican los dos factores referidos.

PARAMETROS ESTIMADOS				PRUEBA DE BONDAD DE AJUSTE					
\hat{x}	INTERVALO DE CONFIANZA		\hat{y}	INTERVALO DE CONFIANZA		HIPOTESIS NULA	P	ESTADISTICO	G.L
0.41	0.25	0.68	0.12	0.05	0.29	No se rechaza	M.B	0.20	0

Tabla 8-9. Parámetros de ajuste de la distribución Gama y resultados de la prueba de bondad aplicada a los Factores de Ponderación Indicados del Escenario 4 usados en la estimación del OSOIP.

Los parámetros estimados \hat{x} y \hat{y} corresponden para la distribución Gama a los parámetro de forma y escala. La abreviación M.B hace referencia a probabilidades muy bajas de aceptación o rechazo de la hipótesis nula.

PARAMETROS ESTIMADOS				PRUEBA DE BONDAD DE AJUSTE					
\hat{x}	INTERVALO DE CONFIANZA		\hat{y}	INTERVALO DE CONFIANZA		HIPOTESIS NULA	P	ESTADISTICO	G.L
0.65	0.48	0.88	0.52	0.24	0.82	No se rechaza	0.14	2.16	1

Tabla 8-10. Parámetros de ajuste de la distribución Gama y resultados de la prueba de bondad aplicada a los Factores de Ponderación Hipotéticos del Escenario 4 usados en la estimación del OSOIP.

Por último, se realizaron comparaciones con los factores de ponderación areal para estimaciones del recursos en otras regiones del mundo, esto con el fin conducir cifras a escenarios realistas.

8.4.6 Contenido de Hidrocarburos S₂P

La información de las pruebas de pirolisis consignada en el Atlas Geoquímico de Colombia (Agencia Nacional de Hidrocarburos, 2010) sirvió como insumo para la estimación del comportamiento del contenido hidrocarburos S₂P por cuenca. En general se hizo uso de los datos correspondientes a muestras de afloramientos, pues el recurso a evaluar es principalmente explotado de depósitos a cielo abierto, aunque las nuevas tecnologías apuntan a su explotación en profundidad. Solo en las cuencas de Cesar-Ranchería, Sinú - San Jacinto, Tumaco y Urabá fue necesario utilizar información de pozos, pues no se contaba con datos de superficie.

8.4.6.1 Caguán-Putumayo

Los 23 datos disponibles presentaron un valor promedio de 6.02 mg_{HC}/g_{Roca} y una desviación estándar de 11.03 mg_{HC}/g_{Roca}. La distribución Gama presentó el mejor ajuste a los datos. La Tabla 8-11 muestran los resultados de dicho ajuste.

PARAMETROS ESTIMADOS						PRUEBA DE BONDAD DE AJUSTE			
\hat{x}	INTERVALO DE CONFIANZA		\hat{y}	INTERVALO DE CONFIANZA		HIPOTESIS NULA	P	ESTADISTICO	G.L
0.36	0.23	0.58	16.5	7.28	37.6	No se rechaza	M.B	0.20	0

Tabla 8-11. Parámetros de ajuste y resultados de la prueba de bondad aplicada a los datos de S₂P en la cuenca Caguán-Putumayo para la determinación de la distribución estadística usada en la estimación del OSOIP.

8.4.6.2 Catatumbo

Los 62 datos usados mostraron un valor promedio de 1.34 mg_{HC}/g_{Roca} y una desviación estándar de 1.78 mg_{HC}/g_{Roca}. El comportamiento asociado al logaritmo natural de los datos fue normal. La Tabla 8-12 presenta los resultados de este ajuste.

PARAMETROS ESTIMADOS						PRUEBA DE BONDAD DE AJUSTE			
\hat{x}	INTERVALO DE CONFIANZA		\hat{y}	INTERVALO DE CONFIANZA		HIPOTESIS NULA	P	ESTADISTICO	G.L
-0.7	-1.2	-0.3	1.63	1.38	1.98	No se rechaza	M.B	0.88	0

Tabla 8-12. Parámetros de ajuste y resultados de la prueba de bondad aplicada a los datos de S₂P en la cuenca Catatumbo para la determinación de la distribución estadística usada en la estimación del OSOIP.

8.4.6.3 Cauca-Patía

Para esta cuenca no se tuvo información acerca del contenido de hidrocarburos S₂P. Así, se optó por asociarle la distribución presentada por esta variable en una cuenca vecina. Dadas las similitudes de evolución geológica, se tomaron los parámetros encontrados en la cuenca de Tumaco.

8.4.6.4 Cesar-Ranchería

Se utilizaron 249 datos, los cuales tuvieron como valor promedio 1.69 mg_{HC}/g_{Roca} y una desviación estándar de 2.34 mg_{HC}/g_{Roca}. En esta cuenca la distribución fue log-normal. En la Tabla 8-13 se encuentran dichos resultados.

PARAMETROS ESTIMADOS					PRUEBA DE BONDAD DE AJUSTE				
\hat{x}	INTERVALO DE CONFIANZA		\hat{y}	INTERVALO DE CONFIANZA		HIPOTESIS NULA	P	ESTADISTICO	G.L
-0.3	-0.5	-0.1	1.37	1.26	1.50	No se rechaza	0.07	5.34	2

Tabla 8-13. Parámetros de ajuste y resultados de la prueba de bondad aplicada a los datos de S₂P en la cuenca Cesar-Ranchería para la determinación de la distribución estadística usada en la estimación del OSOIP.

8.4.6.5 Chocó

49 datos fueron analizados, presentado un valor promedio de 34.56 mg_{HC}/g_{Roca} y una desviación estándar de 47.57 mg_{HC}/g_{Roca}. De nuevo la distribución Lognormal presentó el mejor ajuste (Tablas 8-14).

PARAMETROS ESTIMADOS					PRUEBA DE BONDAD DE AJUSTE				
\hat{x}	INTERVALO DE CONFIANZA		\hat{y}	INTERVALO DE CONFIANZA		HIPOTESIS NULA	P	ESTADISTICO	G.L
1.86	1.17	2.55	2.40	2.00	3.00	No se rechaza	M.B	0.8	0

Tabla 8-14. Parámetros de ajuste y resultados de la prueba de bondad aplicada a los datos de S₂P en la cuenca Chocó para la determinación de la distribución estadística usada en la estimación del OSOIP.

8.4.6.6 Cordillera Oriental

Los 196 datos trabajados presentaron un valor promedio de 2.28 mg_{HC}/g_{Roca} y una desviación estándar de 5.58 mg_{HC}/g_{Roca}. La distribución Pareto presentó el mejor ajuste a los datos (Tabla 8-15).

PARAMETROS ESTIMADOS					PRUEBA DE BONDAD DE AJUSTE				
\hat{x}	INTERVALO DE CONFIANZA		\hat{y}	INTERVALO DE CONFIANZA		HIPOTESIS NULA	P	ESTADISTICO	G.L
1.47	1.13	1.81	0.12	0.16	0.29	No se rechaza	M.B	1.53	0

Tabla 8-15. Parámetros de ajuste y resultados de la prueba de bondad aplicada a los datos de S₂P en la cuenca Cordillera Oriental para la determinación de la distribución estadística usada en la estimación del OSOIP.

Los parámetros estimados \hat{x} y \hat{y} corresponden a los parámetros de forma y escala para la distribución Pareto.

8.4.6.7 Guajira

Ya que no se tuvo información acerca del contenido de hidrocarburos S₂P en la cuenca, se asoció la distribución presentada por esta variable en la cuenca Cesar-Ranchería, debido a su similitud geológica.

8.4.6.8 Llanos Orientales

Los 75 datos usados mostraron un valor promedio de 3.03 mg_{HC}/g_{Roca} y una desviación estándar de 6.23 mg_{HC}/g_{Roca}. Del mismo modo que en Cordillera Oriental, en Llanos Orientales la distribución Pareto presentó el mejor ajuste (Tabla 8-16).

PARAMETROS ESTIMADOS						PRUEBA DE BONDAD DE AJUSTE			
\hat{x}	INTERVALO DE CONFIANZA		\hat{y}	INTERVALO DE CONFIANZA		HIPOTESIS NULA	P	ESTADISTICO	G.L
1.14	0.69	1.58	0.56	0.36	0.86	No se rechaza	M.B	3.41	0

Tabla 8-16. Parámetros de ajuste y resultados de la prueba de bondad aplicada a los datos de S₂P en la cuenca Llanos Orientales para la determinación de la distribución estadística usada en la estimación del OSOIP.

8.4.6.9 Sinú - San Jacinto

Se utilizaron 290 datos los cuales tuvieron como valor promedio de 0.71 mg_{HC}/g_{Roca} y una desviación estándar de 2.07 mg_{HC}/g_{Roca}. El comportamiento de mejor ajuste a los datos fue una distribución exponencial (Tabla 8-17).

PARAMETROS ESTIMADOS						PRUEBA DE BONDAD DE AJUSTE			
\hat{x}	INTERVALO DE CONFIANZA		\hat{y}	INTERVALO DE CONFIANZA		HIPOTESIS NULA	P	ESTADISTICO	G.L
0.71	0.63	0.79	N/A	N/A	N/A	No se rechaza	M.B	0.47	0

Tabla 8-17. Parámetros de ajuste y resultados de la prueba de bondad aplicada a los datos de S₂P en la cuenca Sinú - San Jacinto para la determinación de la distribución estadística usada en la estimación del OSOIP.

Para la distribución Exponencial el parámetro estimado \hat{x} corresponde a la media. La abreviación N/A hace referencia a parámetros que no aplican para el tipo de distribución considerada.

8.4.6.10 Tumaco

92 datos fueron analizados. Se determinó un valor promedio de 1.35 mg_{HC}/g_{Roca} y una desviación estándar de 2.34 mg_{HC}/g_{Roca}. La distribución Lognormal mostró el mejor ajuste. La Tabla 8-18 presenta los resultados de dicho ajuste.

PARAMETROS ESTIMADOS						PRUEBA DE BONDAD DE AJUSTE			
\hat{x}	INTERVALO DE CONFIANZA		\hat{y}	INTERVALO DE CONFIANZA		HIPOTESIS NULA	P	ESTADISTICO	G.L
-0.3	-0.5	-0.1	0.95	0.83	1.11	No se rechaza	0.09	4.84	2

Tabla 8-18. Parámetros de ajuste y resultados de la prueba de bondad aplicada a los datos de S₂P en la cuenca Tumaco para la determinación de la distribución estadística usada en la estimación del OSOIP.

8.4.6.11 Urabá

Para esta cuenca solo se disponía de tres datos por los cual se decidió usar una distribución triangular. Los parámetros considerados se listan en la Tabla 8-19.

Parámetros	Valor
Mínimo	0.08
Máximo	0.33
Más Probable	0.18

Tabla 8-19. Parámetros considerados para el S₂P en la cuenca Urabá.

8.4.6.12 Valle Inferior del Magdalena

Para esta cuenca se contó con 5 datos correspondientes a afloramientos. Nuevamente se optó por asumir una distribución triangular (Tabla 8-20).

Parámetros	Valor
Mínimo	0.09
Máximo	3.58
Más Probable	1.274

Tabla 8-20. Parámetros Estimados para el S₂P en la Cuenca de Valle Inferior del Magdalena.

8.4.6.13 Valle Medio del Magdalena

Los 49 datos trabajados presentaron un valor promedio de 2.92 mg_{HC}/g_{Roca} y una desviación estándar de 10.51 mg_{HC}/g_{Roca}. La distribución normal del logaritmo presentó el mejor ajuste a los datos (Tabla 8-21).

PARAMETROS ESTIMADOS						PRUEBA DE BONDAD DE AJUSTE			
\hat{x}	INTERVALO DE CONFIANZA		\hat{y}	INTERVALO DE CONFIANZA		HIPOTESIS NULA	P	ESTADISTICO	G.L
-0.9	-1.5	-0.4	1.88	1.57	2.35	No se rechaza	M.B.	0.001	0

Tabla 8-21. Parámetros de ajuste y resultados de la prueba de bondad aplicada a los datos de S₂P en la cuenca Valle Medio del Magdalena para la determinación de la distribución estadística usada en la estimación del OSOIP.

8.4.6.14 Valle Superior del Magdalena

Los 282 datos usados mostraron un valor promedio de 20.88 mg_{HC}/g_{Roca} y una desviación estándar de 18.26 mg_{HC}/g_{Roca}. Se asoció al logaritmo natural de los datos una distribución valor extremo. La Tabla 8-22 muestra los resultados de este ajuste.

PARAMETROS ESTIMADOS						PRUEBA DE BONDAD DE AJUSTE			
\hat{x}	INTERVALO DE CONFIANZA		\hat{y}	INTERVALO DE CONFIANZA		HIPOTESIS NULA	P	ESTADISTICO	G.L
3.04	2.92	3.17	0.98	0.89	1.08	No se rechaza	0.11	5.93	3

Tabla 8-22. Parámetros de ajuste y resultados de la prueba de bondad aplicada a los datos de S₂P en la cuenca Valle Superior del Magdalena para la determinación de la distribución estadística usada en la estimación del OSOIP.

Los parámetros estimados \hat{x} y \hat{y} corresponden para la distribución Valor Extremo a los parámetros de ubicación y escala.

8.4.6.15 Vaupés-Amazonas

Al no tener información acerca del contenido hidrocarburos S₂P en la cuenca, se decidió asociarle los mismos parámetros de la distribución encontrada en la cuenca Caguán-Putumayo, debido a su similitud en términos de evolución geológica.

8.4.7 Potencial de Oil Shale

A continuación se presenta el resultado de la simulación Montecarlo efectuada para el cálculo del potencial de Oil Shale, con los parámetros definidos en la Ecuación 8-1 y las distribuciones presentadas con anterioridad. Estos resultados ya se encuentran afectados por los factores ambientales de la Tabla 2-1, con el fin de excluir los posiblemente presentes en áreas de conservación ambiental.

Cuenca	Recursos Oil Shale Indicados (MMBbl)		
	P ₁₀	P ₅₀	P ₉₀
Amagá	3.48	0.06	0.01
Áreas no Prospectivas	5.52	0.29	0.01
Caguán-Putumayo	259.06	4.95	0.03
Catatumbo	85.03	3.57	0.13
Cauca-Patía	240.15	7.77	0.23
Cesar Ranchería	622.91	13.94	0.28
Choco	412.19	10.91	0.27
Cordillera Oriental	294.64	9.54	0.28
Guajira	10,443.25	198.65	1.16
Llanos Orientales	798.88	33.31	1.24
Sinú - San Jacinto	1,135.06	47.48	1.88
Tumaco	2,678.01	99.34	2.96
Urabá	1,950.33	97.09	4.13
Valle Inferior del Magdalena	12,165.96	220.42	3.75
Valle Medio del Magdalena	39,432.19	549.61	7.34
Valle Superior del Magdalena	5,986.40	240.93	8.45
Vaupés-Amazonas	14,564.94	682.19	28.32
TOTAL	91,077.98	2,220.05	60.47

Tabla 8-23. OSOIP para la categoría de evaluación de recursos indicados.

Para la categoría de evaluación de recursos indicados se estimó 179.86 MMBbl de Oil Shale (6,291.36 MMBbl en P₁₀ y 5.39 MMBbl en P₉₀) en áreas pertenecientes a de los Parques Nacionales Naturales.

Cuenca	Recursos Oil Shale Hipotéticos (MMBbl)		
	P ₁₀	P ₅₀	P ₉₀
Amagá	26.47	0.54	0.01
Áreas no Prospectivas	38.53	2.59	0.11
Caguán-Putumayo	1,952.38	44.25	0.23
Catatumbo	612.76	31.64	1.11
Cauca-Patía	1,737.96	68.73	1.95
Cesar Ranchería	4,644.63	118.44	2.40
Choco	2,967.84	94.76	2.27
Cordillera Oriental	2,132.84	83.32	2.38
Guajira	79,469.45	1,809.20	9.63
Llanos Orientales	5,712.77	296.63	10.41
Sinú - San Jacinto	8,015.75	422.47	16.07
Tumaco	19,007.30	889.21	24.51
Urabá	13,597.94	862.95	34.62
Valle Inferior del Magdalena	90,189.61	1,894.28	31.18
Valle Medio del Magdalena	300,054.28	4,792.46	62.47
Valle Superior del Magdalena	43,068.00	2,153.04	70.91
Vaupés-Amazonas	104,516.63	6,005.43	241.42
TOTAL	677,745.15	19,569.94	511.67

Tabla 8-24. OSOIP para la categoría de evaluación de recursos hipotéticos.

Para la categoría de evaluación de recursos hipotéticos se estima pueden existir 1,584.85 MMBbl de Oil Shale (46,345.60 MMBbl en P₁₀ y 45.61 MMBbl en P₉₀) en áreas pertenecientes a de los Parques Nacionales Naturales.

En la Figura 8-13 y se presenta el gráficos de distribución del recurso indicados por cuenca. La Figura 8-14 presenta una comparación de los recursos calculados para Colombia en un marco global.



Figura 8-13. Mapa de potencial de Oil Shale para la categoría de evaluación de Recursos Indicados.

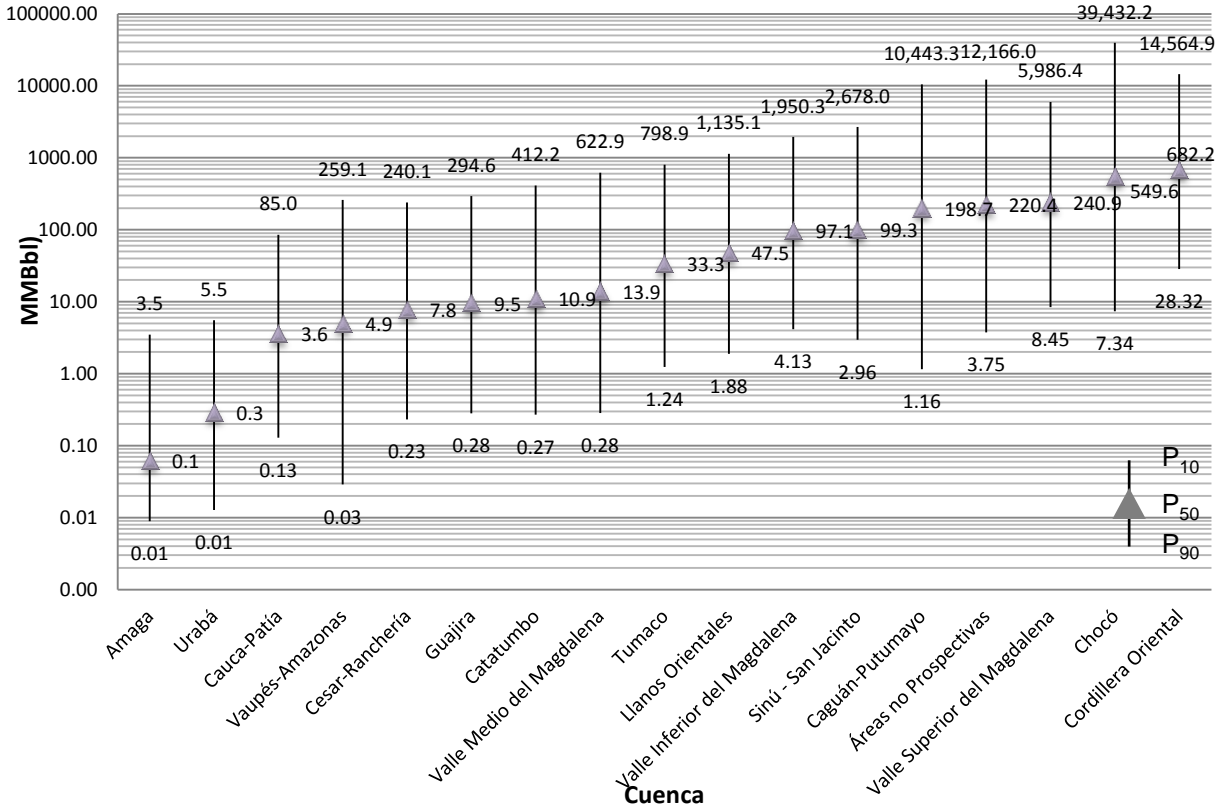


Figura 8-14. Potencial de Oil Shale para la categoría de evaluación de Recursos Indicados.

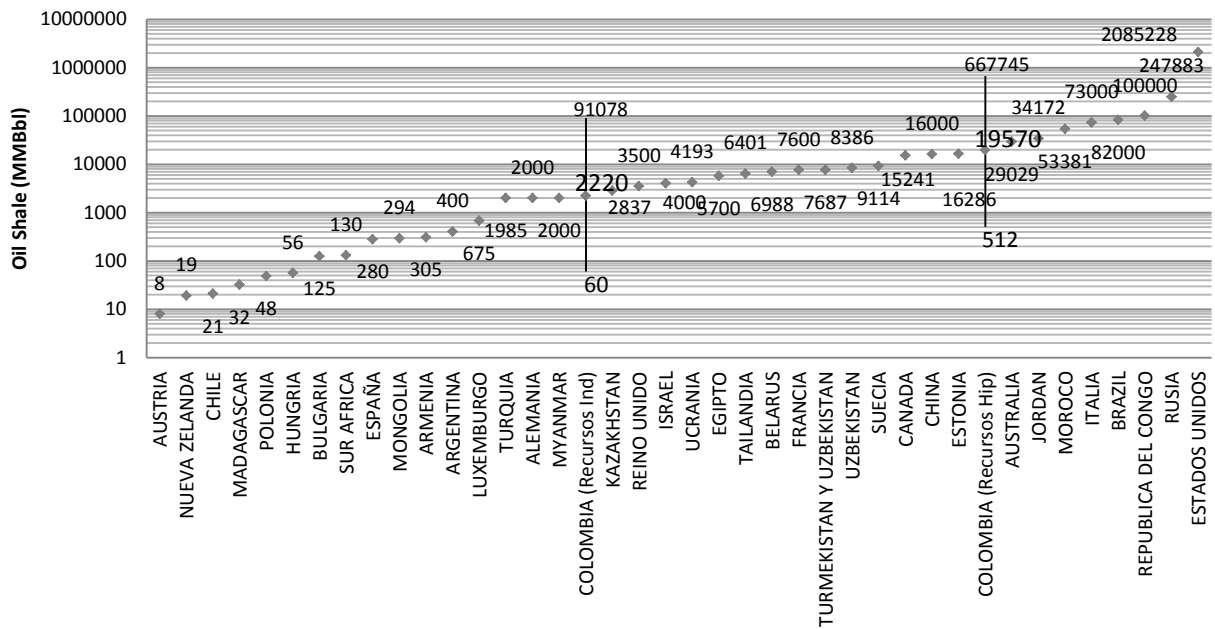


Figura 8-15. Comparación del OSOIP de Colombia con el de otros países del Mundo.

Evaluación del volumen total de hidrocarburos y potencial por descubrir en Colombia

8.5 ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD

En general, las tres variables a las que el proceso fue más sensible son el contenido de hidrocarburos, el factor de ponderación areal y el espesor. El orden en los porcentajes de sensibilidad para estos tres parámetros varía según la cuenca y la categoría de evaluación del recurso.

- Un primer comportamiento para la categoría de recursos indicados es mostrado en la Figura 8-16.

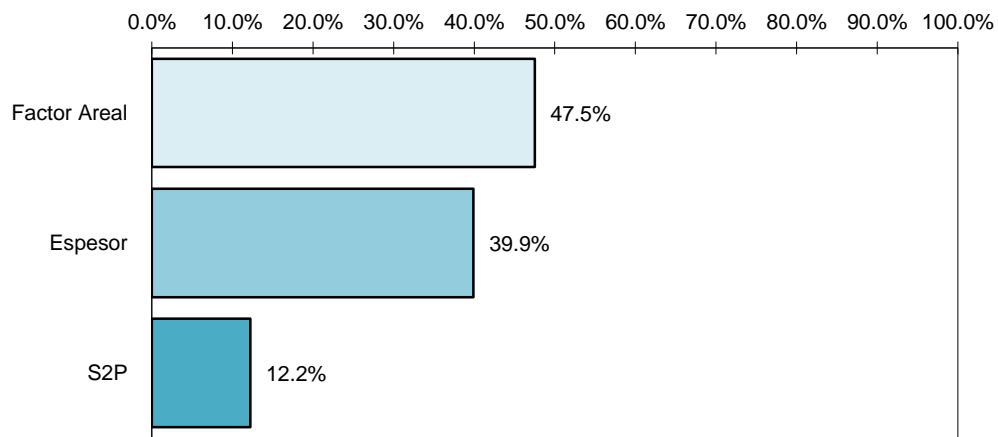


Figura 8-16. Sensibilidad promedio 1 para la categoría de recursos indicados. Este comportamiento se presentó en las cuencas Cauca-Patía, Cesar-Ranchería, Cordillera Oriental, Guajira, Llanos Orientales, Sinú - San Jacinto, Tumaco, Urabá, Valle Inferior del Magdalena y Valle Superior del Magdalena.

- El segundo comportamiento para esta misma categoría es presentado en la Figura 8-17.

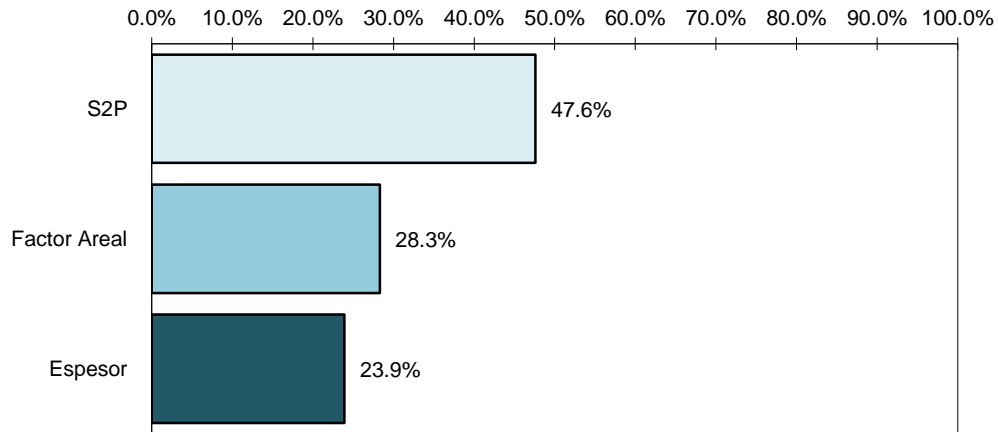


Figura 8-17. Sensibilidad promedio 2 para la categoría de recursos indicados. Este comportamiento se presentó en las cuencas Amagá, Caguán-Putumayo, Catatumbo, Chocó, Valle Medio del Magdalena, Vaupés-Amazonas y en las zonas denominadas No Prospectivas.

- De igual modo, para la categoría de recursos hipotéticos la sensibilidad evaluada arrojó un primer comportamiento mostrado en la Figura 8-18.

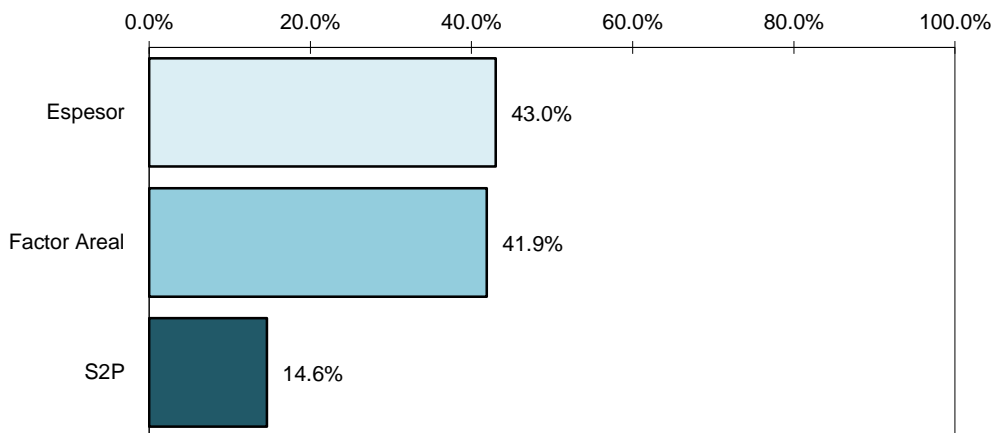


Figura 8-18. Sensibilidad promedio 3 para la categoría de recursos hipotéticos. Este comportamiento se presentó en las cuencas Cauca-Patía, Cesar-Ranchería, Cordillera Oriental, Guajira, Llanos Orientales, Sinú - San Jacinto, Tumaco, Urabá, Valle Inferior del Magdalena y Valle Superior del Magdalena.

- El segundo comportamiento para la categoría de evaluación del recurso hipotético se presenta en la Figura 8-19.

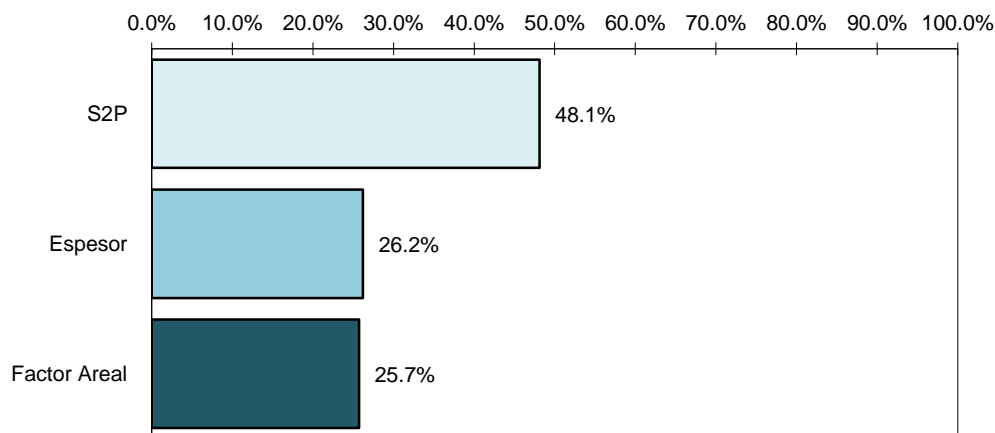


Figura 8-19. Sensibilidad promedio 4 para la categoría de recursos hipotéticos. Este comportamiento se presentó en las cuencas Amagá, Caguán-Putumayo, Catatumbo, Chocó, Valle Medio del Magdalena, Vaupés-Amazonas y en las zonas denominadas No Prospectivas.

8.6 CONCLUSIONES

- La cuenca con mayor prospectividad en el P₉₀, en cuanto a la presencia de *Oil Shale* se refiere, es Cordillera Oriental, seguida de Valle Superior del Magdalena y la cuenca Chocó (Figura 8-13).
- En el P₅₀ el orden anterior cambia, mostrando a la cuenca de la Cordillera Oriental como las más prospectiva, pero poniendo los recursos presentes en el Chocó por encima de los del Valle Superior del Magdalena.
- La prospectividad de las cuencas Valle Inferior del Magdalena, Caguán-Putumayo y Sinú - San Jacinto también es alta, aunque la variabilidad en el rango de la estimación del recurso en la cuenca de Caguán Putumayo es de considerar.

8.7 BIBLIOGRAFIA

Abercrombie, F. N. (1984). Chemical Characterization of an Oil Shale Bed Lying within the Heath Formation, Fergus County, Montana. *American Chemical Society*.

Agencia Nacional de Hidrocarburos. (2010). *Organic Geochemistry Atlas of Colombia*. Bogotá: Universidad Nacional de Colombia.

Altius Minerals. (2009). *Albert Oil Shale Project: Exploration Overview*. New Brunswick.

Altun , N. E. (2006). Oil Shales in the World and Turkey; Reserves, Current Situation and Future Prospects: A Review. *Oil Shale*(23), 211-227.

Anatoly , K. B. (2007). Oil Shale as a Prospective Raw Material for Fuel, Energy and Chemical Industries – to be or not to be? *Oil Shale*(24), 5-7.

- Andersson, A. (1985). *The Scandinavian Alum Shale*. Servicio Geológico Sueco.
- Australia Government. (2009). *Condor Deposit*. Recuperado el 6 de Enero de 2011, de Geosciences Australia: http://www.ga.gov.au/oceans/ea_ons_hills_Summ.jsp
- Australia Government. (2009). *Dauringa Deposit*. Recuperado el 6 de Enero de 2011, de Geosciences Australia: <http://www.ga.gov.au/provexplorer/provinceDetails.do?eno=20298>
- Australia Government. (2009). *Mersey River Deposit*. Recuperado el 6 de Enero de 2011, de Geosciences Australia: http://dbforms.ga.gov.au/pls/www/geodx.strat_units.sch_full?wher=stratno=25424
- Bacon, C. A. (2000). The Petroleum Potential of Onshore Tasmania: A review. *Mineral Resources Tasmania. Geological Survey Bulletin*(71), 93.
- Bamburak, J. D. (1999). *Cretaceous Black Shale Investigations in the Northern Part of the Manitoba Escarpment*. Recuperado el Enero de 2011, de Geological Services; Manitoba Industry Trade and Mines. Reporte de Actividades: www.gov.mb.ca/stem/mrd/geo/field/roa99pdf/gs-28-99.pdf
- Bellanca, A. (2001). Transition from Marine to Hypersaline Conditions in the Messinian Tripoli Formation from the Marginal Areas of the Central Sicilian Basin. *Sedimentary Geology*(140), 87-105.
- Bencherifa, M. (2009). *Moroccan Oil Shale, Research and Development*. Office National Des Hydrocarbures Et Des Mines.
- Blue Ensign Technologies. (2009). *The Julia Creek Shale Oil Resource* > [citado en 6 de Enero de 2011]. Recuperado el Enero de 2011, de <http://www.blueensigntech.com.au/>
- Chonglong, W. (2002). Study on Dynamics of Tectonic Evolution in the Fushun Basin, Northeast China. *Science in China, D Series*(45), 14.
- Clarey, M., & Thompson, M. (2010). Study Area. En D. Copeland, & M. Ewald, *Available Ground Water Determination, Green River Basin Water Plan II* (pág. 35). Wyoming.
- Connah, T. H. (1964). *Torbanite Deposit - Alpha, Central Queensland*. Department of Mines, Geological Survey of Queensland, Queensland.
- Coxhell, S., & Fehlberg, B. (2000). Julia Creek Vanadium and Oil Shale Deposit. *Applied Geoscientific Research and Practice in Australia*(11), 13.
- Draut, A. (2005). The Geology of Central and Southeastern Utah. *Penrose Conference Field Trip Guide*. Geological Society of America. University of California, (pág. 20). Utah.
- Dyni, J. R. (2006). *Geology and Resources of Some World Oil Shale Deposits*. U.S.G.S. Virginia: USGS Publication Warehouse.
- Dyni, J. R. (2010). *Survey of Energy Resources*. World Energy Council.

Engel, M. A. (2006). Miocene Halictine Bee from Rubielos de Mora Basin: Spain. *Novitates*(3503), 10.

European Academies Science Advisory Council. (2007). *Study on the E.U. Oil Shale Industry Viewed in the Light of the Estonian Experience*. Committee on Industry, Research and Energy of the European Parliament.

Fekry, Y. (2010). *Potentiality of Black Shales in Egypt*. Recuperado el Febrero de 2011 de www.medemip.eu/.../Oil%20Shale%20.../POTENTIALITY_OF_BLACK_SHALES_IN_EGYPT.pdf, de Undersecretary for Mineral Resources. Ministry of Petroleum, Egypt: 18

Foster, C. B. (1982). *Illustration of Early tertiary (Eocene) Plant Microfossils from de Yaamba Basin*. Geological Survey of Queensland, Department of Mines, Queensland.

Garetskii, R. G. (2004). Pripyat Trough: Tectonics, Geodynamics, and Evolution. *Russian Journal of Earth Sciences*(6), 217–250.

Garside, L. J. (1983). *Nevada Oil Shale*. Nevada Bureau of Mines and Geology, Nevada.

Gerta, K. (2004). Low Diversity, Late Maastrichtian and Early Danian Planktic Foraminiferal Assemblages of Eastern Tethys. *Journal of foraminiferal Research*(34), 49-73.

Glennie, K. W. (1998). *Petroleum Geology of the North Sea: Basic Concepts and Recent Advances*. Oxford: Wiley-Blackwell.

Graham, J. P. (2000). *An Application of Sequence Stratigraphy in Modeling Oil Yield Distribution: The Stuart Oil Shale Deposit, Queensland, Australia.* , 146 p. Trabajo de grado (M.Sc. Applied Geology), . School of. Tesis M.Sc: Applied Geology, Queensland University of Technology, School of Natural Resource Science, Queensland.

Gross, S. (1977). The Mineralogy of the Hatrurim Formation, Israel. *Geological Survey of Israel Bulletin*(70), 1-80.

Gurov, E. (2003). Ejecta of the Boltsh Impact Crater in the Ukrainian Shield. *Impact Markers in Stratigraphic Records*(3), 179-202.

Harrington, E. (2005). *Technical Report on the Poker Flats Property, Carlin Mining District, Elko County, Nevada, USA*. Reliance Geological Services Inc.

Harvie, B. A. (2010). The Shale-Oil Industry in Scotland 1858–1962. I: Geology and History. *Oil Shale*(27), 354-358.

Hassaan, M., & Ezz-Eldin, M. (2007). The Black Shale in Egypt: A Promising Tremendous Resource of Organic Matter. *CSPG-CSEG Convention*. Calgary.

Ho, A. (2009). *Oil Shale Annual Report*. Esperance Minerals N.L, Sydney.

Holger, L., Bernhard, S., Hans, J., & Josef, P. (2000). Trace Element Distribution in Palaeozoic Black Shales: "Kupferschiefer" (Germany) and Exshaw Formation (Canada). *Journal of Conference Abstracts*, 52(2), 656.

Hutton, A. C. (1990). *Classification, Organic Petrography and Geochemistry of Oil Shale*. Lexington University of Kentucky, Institute for Mining and Minerals Research., Kentucky.

INGEOMINAS. (2007). *Mapa Geológico de Colombia. Escala 1:2'800.000.* . Bogotá.

Israel Government. (2010). *Mineral Resources - Oil Shale*. Recuperado el 21 de Febrero de 2011, de Geological Survey of Israel: <http://www.gsi.gov.il/Eng/Index.asp?CategoryID=113&ArticleID=160>

James, H. G. (1980). *An Assessment of Oil Shale Technologies*. Washington, D.C: U.S Government Printing Office.

Johnson, H., & Crawford, P. (2004.). *Strategic Significance of America's Oil Shale Resource*. US Department of Energy.

Jordan Government. (2010). *The Hashemite Kingdom of Jordan, Hydrocarbons, Oil Shale*. Recuperado el 21 de Febrero de 2011, de Natural Resource Authority: http://www.nra.gov.jo/index.php?option=com_content&task=view&id=34&Itemid=44

Kara, G., & Korkmaz, S. (2008). Organic Geochemistry, Depositional Environment And Hydrocarbon Potential of the Tertiary Oil Shale Deposits in NW Anatolia, Turkey. *Oil Shale*(25), 444–464.

LeMone, D. (2008). Uraniferous Phosphates: Resource, Security Risk, or Contaminant. . *Annual Waste Management Conference, Waste Management Symposia*, (pág. 15). Phoenix.

Loughnan, F. C., & Roberts, I. F. (1983). Buddingtonite (NH₄-feldspar) in the Condor Oil Shale Deposit, Queensland, Australia. *Mineralogical Magazine*(47), 327-334.

Louw, S. J., & Addison, J. (1985). *Studies of the Scottish Oil Shale Industry. History of the Industry, Working Conditions, and Mineralogy of Scottish and Green River Formation Shales*. Final report Vol. 1., US Department of Energy.

Macualey, G. (1984). *Cretaceous Oil Shale Potencial of the Prairie Province, Canada*. Recuperado el 28 de Enero de 2011, de Geological Survey of Canada : www.gov.mb.ca/stem/.../shales/shale_cretaceous_potential2.pdf

Matthews, R. D., & Feldkirchner, H. (1983). The Distribution and Regional Correlation of Devonian Oil Shales in the Eastern United States. *Symposium on Geochemistry and Chemistry of Oil Shale*, (pág. 12). American Chemical Society.

Mukhopadhyay, P. K. (2008). Mississippian Lacustrine Horton Formation Source Rocks from Nova Scotia and New Brunswick, Eastern Canada: Major Shale Gas and Oil Shale Resource Plays. *Search and Discovery*(10167), 33.

Mukhopadhyay, P. K. (2004). *Evaluation of Petroleum Potential of the Devonian-Carboniferous Rocks from Cape Breton Island, Onshore Nova Scotia*. Nova Scotia Department of Energy, Antigonish.

- Newell, N. (1948). Key Permian Section, Confusion Range, Western Utah. *Geological Society of America Bulletin*(59), 1053-1058.
- Nizar, A.-J. (2009). Geomorphological and Geological Constraints on the Development of Early Bronze Chert Industries at the Northern Rim of the Al Jafr Basin, Southern Jordan. *Mediterranean Archaeology and Archaeometry*(9), 17-27.
- Pápay, L. (2001). Comparative Analysis of Hungarian Maar-Type Oil Shales (Alginites) on the Basis of Sulfur Content. *Oil Shale*(18), 139-148.
- Peter, F. F. (1996). *Tertiary Basins of Spain, the Stratigraphic Record of Crustal Kinematics* ., Cambridge University Press.
- Raseroka, A. L. (2009). Natural Gas and Conventional Oil Potential in South Africa's Karoo Basins. *Search and Discover*(90100).
- Regina, B. (1990). Aromatic Hydrocarbons in the Paraiba Valley Oil Shale. *Organic Geochemistry*(15), 351-359.
- Russell, P. L. (1990). *Oil Shales of the World, their Origin, Occurrence and Exploitation*. New York: Pergamon Press.
- Schmitt, L. J. (1989). *Areal Distribution of Oil Shales with Associated Mineral Resources and Metal Anomalies in the Western United States and Alaska*. Recuperado el 21 de Febrero de 2011, de U.S.G.S Miscellaneous Field Studies Map 2091: <http://pubs.er.usgs.gov/usgspubs/mf/mf2091/>
- Schora, F. C. (1983). Progress in the commercialization of the Hytort Process. *Eastern Oil Shale Symposium* (págs. 183–190). Lexington: University of Kentucky, Institute for Mining and Minerals Research.
- Smith , W. D., & Naylor , R. D. (1990). Oil Shale Resources on Nova Scotia. *Economic Geology Series Nova Scotia*, 59.
- Smith, J. W. (1983). The Chemistry which Created Green River Formation Oil Shale. *Symposium on Geochemistry and Chemistry of Oil Shale* (págs. 9-11). American Chemical Society .
- Stanfield, K. E., & Frost, I. C. (1949). *Method of Assaying Oil Shale by a Modified Fischer Retort*. U.S. Bureau of Mines .
- Steele, H. (1979). *The Economic Potentialities of Synthetic Liquid Fuels from Oil Shale*. Massachusetts: Arno Press Inc.
- Suwannathong, A., & Khummongkol, D. (2007). Oil Shale Resource in Mae Sot Basin, Thailand . *27th Oil Shale Symposium Memories*. Colorado: CERL Mines.
- Ventura, R. (2009). Geochemical and Thermal Effects of a Basic Sill on Black Shales and Limestones of the Permian Irati Formation. *Journal of South American Earth Sciences*(28), 14–24.

Viive, V. (2006). Conodonts of the Kiviõli Member, Viivikonna Formation (Upper Ordovician) in the Kohtla section, Estonia. En. *Proceedings of the Estonian Academy of Sciences*, 213–340.

Vizmap. (2010). *Mapa de recursos de Australia*. Recuperado el 6 de Enero de 2011, de Yaamba Deposit: <http://www.vizmap.com.au/NRM/Commodities/493580.htm>

Yen, T. F., & Chilingarian, G. V. (1976). *Oil Shale*. Amsterdam: Elsevier Scientific Publishing Company.

Zhu, J. (2006). Resource Status and Development Application Stratagem of Oil Shale in Maoming Basin. *26th Oil Shale Symposium Memories*. Colorado: College of Earth Science, Lili University. Oil and gas Resource Stratagem Research Center.

8.8 ANEXOS

8.8.1 Anexo 8-1

- Documento Digital “Base de Datos Oil Shale Internacional.xlsx”. En el centro documental de la ANH

8.8.2 Anexo 8-2

- Documento Digital “Base de Datos Oil Shale Colombia.xlsx”. En el centro documental de la ANH

9 SHALE GAS Y SHALE OIL

9.1 GENERALIDADES

El *Shale Gas* y *Shale Oil* se pueden definir como hidrocarburos asociados a formaciones de *Shale* (U.S. Department of Energy, 2009). Las formaciones de *Shale* ricas en material orgánico, antes consideradas solo como rocas fuente, o sellos para acumulaciones de gas en arenas y carbonatos asociados estratigráficamente, son ahora definidas como formaciones de *Shale* (U.S. Department of Energy, 2009). Estos yacimientos están compuestos por rocas sedimentarias con un contenido predominantemente de partículas de tamaño arcilla, pero además, presentan porcentajes considerables de materia orgánica, lo cual los hace susceptibles de generar, y al mismo tiempo, almacenar cantidades importantes de hidrocarburos.

La cantidad de hidrocarburos que pueden estar presentes en los *Shale* depende en general de la cantidad y grado de madurez de la materia orgánica contenida en la roca. Como referencia, en el *Eagle Ford Shale*, una de las de las cuencas con más desarrollo en cuanto a la explotación de éste recurso, se estiman recursos del orden 3,350 MMbbl y 20.81 Tcf (U.S. Department of Energy, 2011).

Los efectos del surgimiento de éste tipo de producción se empezaron a evidenciar a finales de 2005, fecha desde la cual los precios del gas natural y del crudo vienen rompiendo su vínculo en un proceso llamado “*decoupling*” (Rios, 2010). Es indudable que el desarrollo de este recurso se viene intensificando en muchas naciones desde esa época. El perfil energético de estos países ha cambiado en función a las estimaciones de su potencial en *Shale Gas* y *Shale Oil*, su inversión en exploración, y el afán por romper los esquemas tradicionales, amarrados a horizontes de producción convencional de hidrocarburos, para migrar hacia la prospección de recursos no convencionales.

9.1.1 Clasificación

Los *Shale* se encuentran incluidos dentro de un grupo diverso de yacimientos denominados acumulaciones continuas de hidrocarburos (Schmoker, 2005). Estas consisten en grandes volúmenes de roca cargados con aceite o gas, en los que la presencia del hidrocarburo no depende de la columna de agua. Por lo anterior la evaluación de estos cinturones no se da en función de los contactos de fondo (WOC o GOC), como es común en yacimientos convencionales.

Estos yacimientos generalmente ocupan una gran extensión areal y pueden ocurrir por debajo de rocas totalmente saturadas por agua bajo los contactos WOC o GOC. Su carga de hidrocarburos cubre todo el cinturón, carecen de trampa y sello, y poseen una permeabilidad de matriz extremadamente baja. Adicionalmente, los yacimientos de *Shale* desarrollan presiones anormales ya sea alta o baja, y normalmente están asociados con rocas fuente.

Las zonas en las que estas acumulaciones presentan las mejores características de producción se denominan “*sweet spots*”, denominación en cierto modo comparable con la de “campos” para los yacimientos convencionales.

9.1.2 Origen y Formación

Las arcillas en los *Shale* fueron inicialmente depositadas en forma de lodo, en ambientes de baja energía, como ambientes lacustres u oceánicos con circulación de agua baja o nula. En estos ambientes, las partículas finas en suspensión pueden caer lentamente junto con pequeños microorganismos, restos de algas, plantas y animales. Pero además, si se presenta un sepultamiento rápido, se puede desarrollar una descompensación en el suministro de oxígeno, transformando el ambiente en anóxico e inhibidor de secuestradores químicos o biológicos; los responsables de la degradación del material orgánico. De este modo, se generan condiciones de preservación favorables para el desarrollo de hidrocarburos.

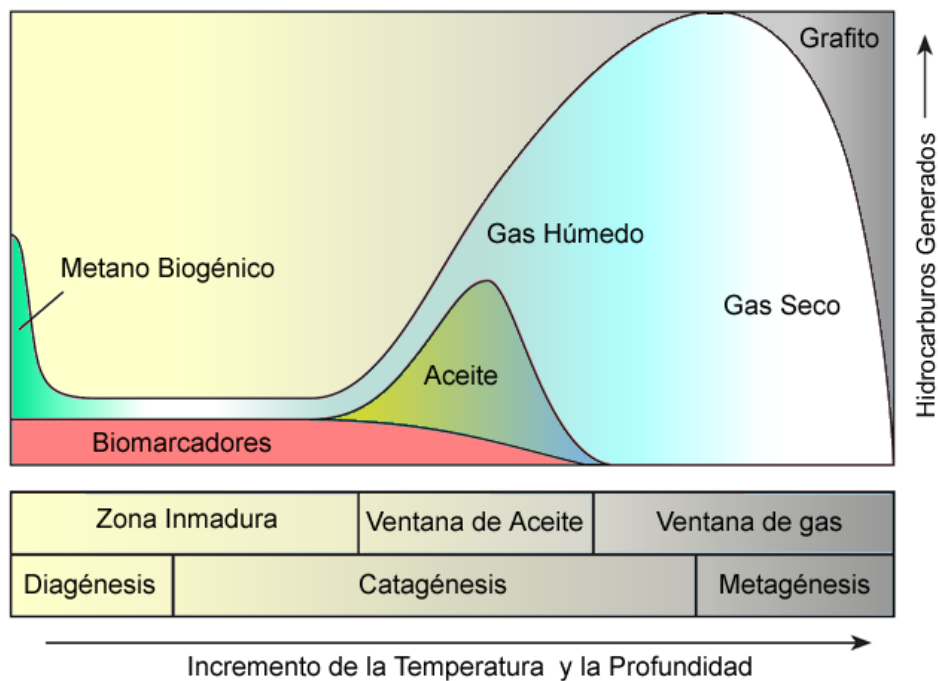


Figura 9-1. Transformación del kerógeno. Modificado de Boyer *et al.* (2006).

Durante el proceso de enterramiento la carga de sedimentos sobre los materiales formadores del *Shale* aumenta gradualmente la presión y la temperatura. El proceso de compactación se encarga de transformar las arcillas, normalmente tabulares, en capas delgadas, las cuales más adelante, durante el proceso de litificación, se convierten en estratificaciones laminadas de *Shale*. En el proceso inicial de calentamiento a presión (diagénesis), se descompone la materia orgánica preservada para generar un material insoluble denominado kerógeno.

Si el sepultamiento aumenta, la roca y sus constituyentes entran en un proceso denominado catagénesis, en el que el kerógeno se puede transformar lentamente en bitumen y luego en hidrocarburos líquidos o gaseosos (gas húmedo). Finalmente, la incorporación de calor adicional puede ocasionar la reacción del kerógeno remanente para producir carbono, y el cambio de las fases líquidas a fases de hidrocarburos, entrado así en una etapa llamada metagénesis (Figura 9-1).

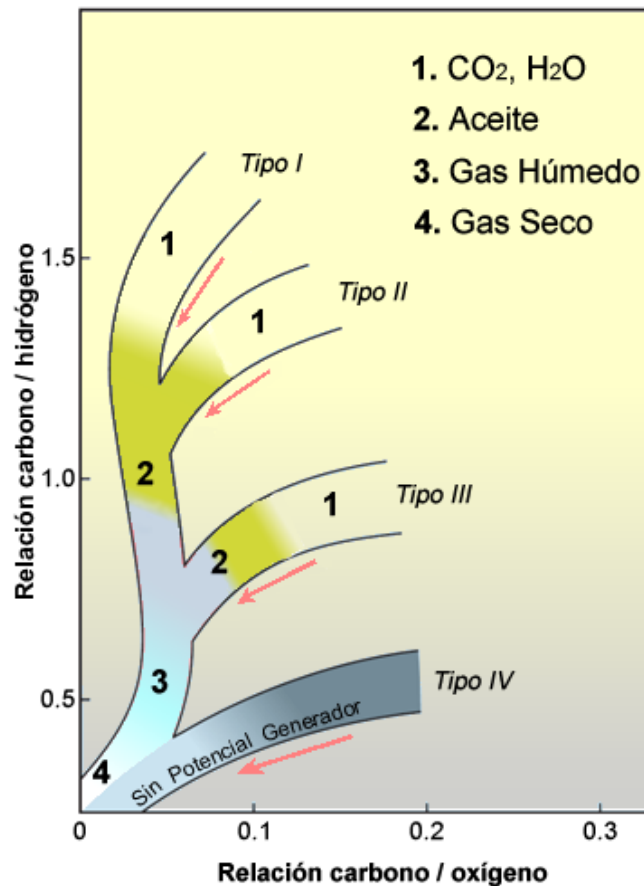


Figura 9-2. Diagrama de Van Krevelen.

Modificado de Boyer *et al.* (2006). Las líneas rosa indican la dirección del incremento en maduración.

De forma general, a todo el proceso de transformación del kerógeno en hidrocarburos se le conoce como “maduración”. Dependiendo de cómo se de este proceso y del tipo de kerógeno involucrado es de esperarse la generación de aceite, gas húmedo o gas seco. En general, a los kerógenos tipo I y II se les asocia la generación de líquidos y al tipo III la de gases (Figura 9-2).

9.1.3 Caracterización del Shale

El potencial de la roca para almacenar y producir volúmenes económicos de gas se puede evaluar identificando algunas características específicas como: El tipo de kerógeno, la madurez, el contenido orgánico total, la mineralogía de la matriz, la porosidad, la permeabilidad y la concentración de gas.

9.1.3.1 Algunos análisis geoquímicos fundamentales

El contenido orgánico total (TOC) está relacionado directamente con la cantidad de hidrocarburos posiblemente generados, de ahí su importancia. En general se consideran valores de TOC entre %0.5 y %2.0 como el límite inferior para la definición de intervalos prospectivos en fondo. Este

rango de valores es asociado a una calidad de *Shale* entre “Muy Pobre” y “Regular” (Boyer *et al.*, 2006).

Las pruebas de reflectancia de vitrinita (R_o) efectuadas al material maceral en los *Shale* son fundamentales a la hora de establecer la madurez térmica. Estas pruebas dan una medida indirecta de las temperaturas a las que fue sometida la roca, permitiendo la identificación de la ventana de generación a la que pudo entrar (Figura 8-1), y por ende el tipo de hidrocarburo generado. La madurez térmica en los *Shale* puede variar desde marginal (R_o de 0.4% a 0.6%) hasta madura/post-madura (R_o de 0.6% a 2%), y estos además pueden contener desde gas biogénico a termogénico.

9.1.3.2 Algunos análisis petrofísicos fundamentales

Considerando la forma de las arcillas y su proceso de depositación y litificación, es de esperarse que los *Shale* desarrollen una permeabilidad vertical casi nula, y una permeabilidad horizontal extremadamente baja (del orden de nanodarcys). Por lo anterior, la permeabilidad es una de las variables más sensibles, y uno de los parámetros de producción más importantes por determinar. La Figura 9-3 presenta un esquema comparativo para el orden de magnitud de las permeabilidades en *Shales*.

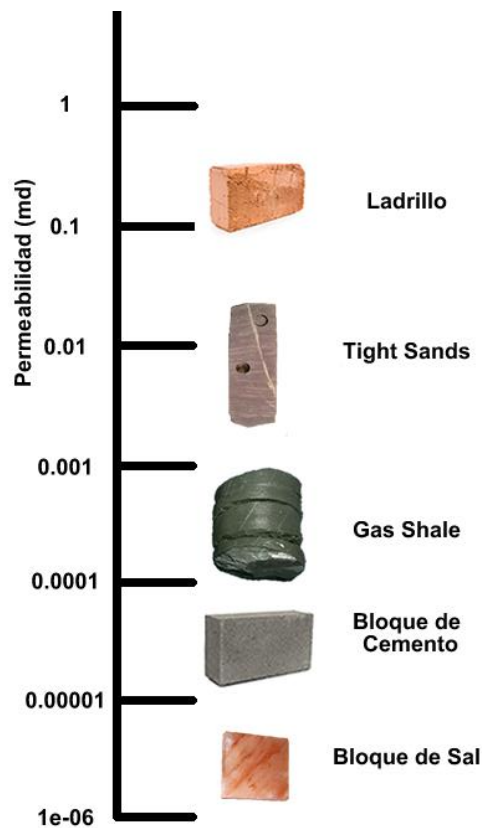


Figura 9-3. Esquema comparativo para la permeabilidad del *Shale*.

El hidrocarburo en los *Shale* puede estar almacenado en la roca en tres formas: En el sistema poroso local; en solución en el agua intraporal, y absorbido en minerales o materia orgánica dentro de poros, microporos y microfracturas en la matriz de la roca. En general, es la última de las formas de retención la responsable de la acumulación de la mayor cantidad de gas.

La caracterización de la porosidad, y la identificación de la clase que más puede aportar a la producción son esenciales a la hora de evaluar escenarios futuros de recobro, y de definir el mecanismo de estimulación con el que se pretende conectarla con el pozo. La Figura 9-4 muestra una comparación entre la porosidad convencional en una arenita y la presente en un *Shale*.

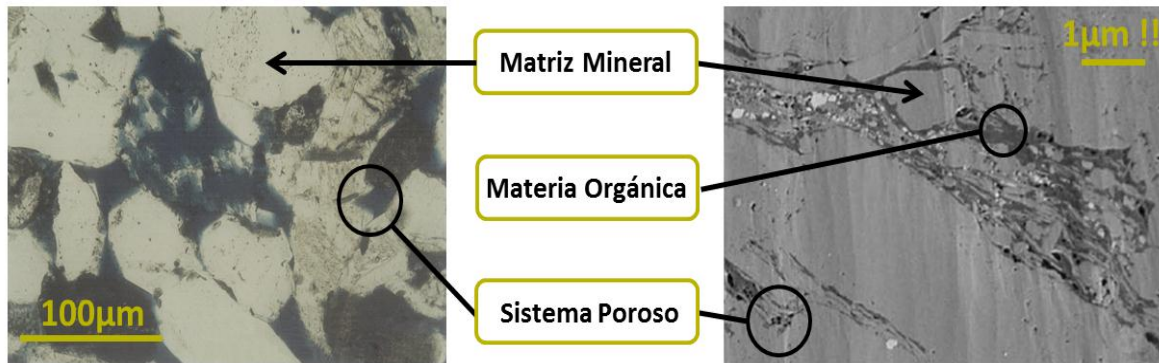


Figura 9-4. Comparación entre la porosidad en una arenita convencional; panel izquierdo, y en un *Shale*; panel derecho.
Modificado de Loucks *et al.* (2009).

Entre las formas tradicionales para la medición del contenido de gas de la roca están las pruebas de desorción por cartuchos filtrantes, efectuadas en fragmentos de núcleo, pero en estas no se ve reflejado el gas intersticial ni su dependencia con la presión (Boyer *et al.*, 2006). La medición de las isothermas de desorción (como las de Langmuir) genera resultados más realistas en cuanto al máximo contenido de gas en función de la presión del yacimiento.

La descripción mineralógica, y la identificación del tipo de arcilla predominante en la roca, juegan un papel básico en la explotación del *Shale*. El diseño de los tratamientos de estimulación, y la selección de las zonas de la roca en las que se pueden desarrollar estos trabajos, se ven afectados por dicha caracterización, lo que finalmente redundará en la calificación de la prospectividad técnica del *play*.

9.1.3.3 Identificación de intervalos prospectivos

La metodología de Passey *et al.* (1990) permite la identificación en pozo de zonas ricas en materia orgánica, a partir de un conjunto de registros básicos como el registro sísmico (DT), los registros resistivos profundos (ILD) y el registro de rayos gamma (GR). El cruce entre la curva del DT y la pseudo-sísmica (DtR) obtenida a partir del registro ILD, permite inferir el tipo de fluido que satura el espacio poroso. En rocas saturadas por agua y sin presencia materia orgánica, estas dos curvas son paralelas, e incluso pueden superponerse, ya que ambas responden a variaciones en la porosidad de la roca. Pero en rocas saturadas por hidrocarburos o ricas en materia orgánica dichas curvas se cruzan, logrando una separación notable (Figura 9-5).

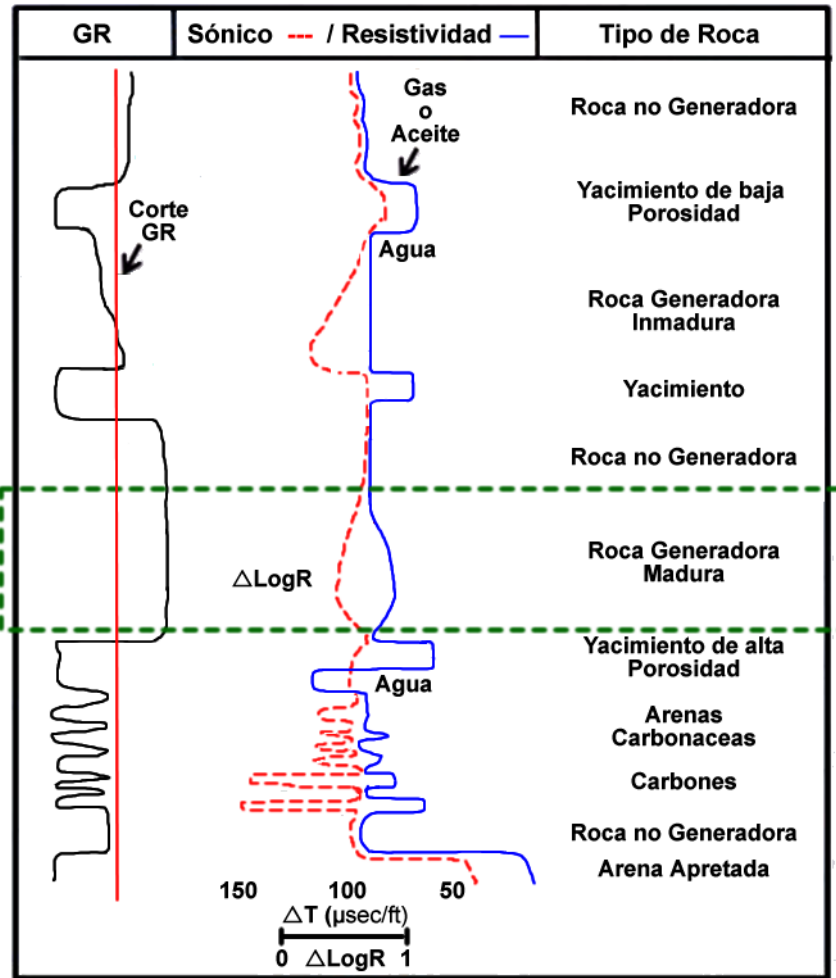


Figura 9-5. Esquema con la forma que presentan los registros DT y ILD en zonas ricas en materia orgánica. Modificado de Passey *et al.* (1990). En el recuadro punteado verde se encierra la zona con posible presencia de hidrocarburos asociados.

La separación que ocurre en los intervalos de roca generadora con riqueza de materia orgánica, y con prospectividad para la generación de *Shale Gas* y *Shale Oil*, es el producto de dos efectos; la curva sónica responde a la presencia del kerógeno, de baja densidad y baja velocidad, y la curva resistiva responde al fluido de la formación. En zonas de baja madurez o inmaduras, la separación solo se debe a la respuesta de la curva de lentitud. En zonas maduras, además del efecto del registro sónico, la curva de resistividad aumenta debido a la presencia de hidrocarburos generados.

La distinción entre los intervalos de arena saturados con hidrocarburos en yacimientos convencionales, y las zonas maduras, ricas en materia orgánica en yacimientos no convencionales, recae en el registro de rayos gama. Éste, por ser un registro de litología, permite diferenciar las zonas de arcilla. Así, la metodología de Passey *et al.* (1990) nos permite obtener un espesor neto prospectivo para los yacimientos de *Shale*.

9.1.4 Métodos de Explotación

El fracturamiento hidráulico (“*fracking*”) es una de las técnicas de estimulación de pozos empleada para el desarrollo de los proyectos de *Shale*, porque permite conectar con el pozo zonas del yacimiento aisladas hidráulicamente. La cantidad de hidrocarburo recuperado está directamente relacionada con el buen manejo de esta técnica. De la complejidad de la fractura inducida depende el volumen de roca estimulado, y de ahí, el recobro esperado, además, el recobro último es función del número de fracturamientos que se hagan a un mismo intervalo.

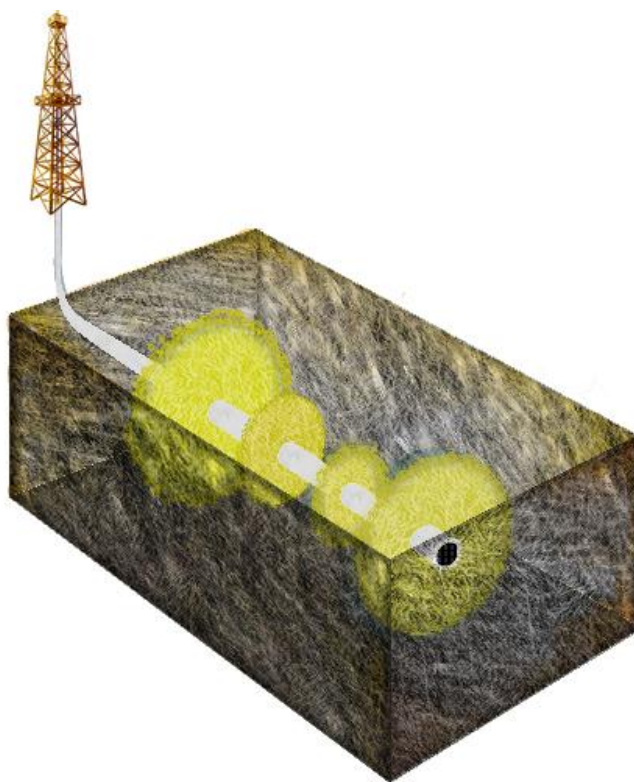


Figura 9-6. Esquema ilustrativo de un fracturamiento multi-etapas.

La Figura 9-6 ilustra un fracturamiento multietapas, en el cual las fracturas son inducidas simultáneamente en un mismo bombeo. La combinación de este método de estimulación con las tecnologías de perforación direccional horizontal y geo - navegación (“*geosteering*”) en las formaciones de *Shale* le dan viabilidad técnica a estos proyectos de explotación.

9.1.5 Panorama Mundial

Las mayores reservas de *Shale* se encuentran en los Estados Unidos, país líder en el que el desarrollo de este recurso. Algunos países de Europa oriental y Norte se encuentran en una etapa de valoración de prospectos, al igual que países como China e India. En Australia y la parte sur de

Suramérica, la presencia de este recurso ya fue evaluada, y los planes de desarrollo para los *plays* identificados ya están en marcha. La Tabla 9-1 muestra el potencial identificado para algunos países en diferentes continentes.

PAIS	POTENCIAL SHALE GAS (Tcf)	PAIS	POTENCIAL SHALE GAS (Tcf)
EEUU	3284	Alemania	33
Canadá	1490	Holanda	66
México	2366	Suecia	164
Colombia	78	Noruega	333
Venezuela	42	Dinamarca	92
Argentina	2732	Reino unido	97
Bolivia	192	Algeria	812
Brasil	906	Libia	1147
Chile	287	Tunes	61
Paraguay	249	Moroco	108
Uruguay	83	Sudáfrica	1834
Polonia	792	China	5101
Lituania	17	India	290
Kaliningrado	76	Pakistán	206
Ucrania	197	Turquía	64
Francia	720	Australia	1381
			TOTAL
			25300

Tabla 9-1. Potencial de *Shale gas*.
Tomado de U.S. Department of Energy (2011).

9.1.6 Algunos Paquetes de Roca Generadora en Colombia

Los cinturones de roca generadora más conocidos en Colombia son de edad Cretácica y Paleógeno, aunque también existen evidencias sobre la posible existencia de rocas paleozoicas. Dichas rocas se depositaron en ambientes marinos, bajo condiciones de poca circulación (anóxicos) y alta precipitación de materia orgánica (Ryan and Cita, 1977; Thiede and Van Anel, 1977; Arthur *et al.*, 1987; Erbacher *et al.*, 2001).

Algunas de las formaciones presentes en las cuencas Valle Medio del Magdalena (Rosablanca, Paja, Tablazo, Simití, La Luna y Umir), Cesar – Ranchería (Lagunitas, Aguas Blancas, Laja – La Luna y Molino) y Catatumbo (Tibú, Mercedes, Aguardiente, Capacho, La Luna, Colon, Mito - Juan), depositadas durante el Cretácico, y asociadas a eventos que afectaron su enriquecimiento en material orgánico, son consideradas como las fuentes de hidrocarburos más prolíficas del país, e incluso del mundo (West, 1996).

Entre las rocas generadoras más fértiles del Valle Medio del Magdalena están las de la Formaciones la Luna, Simiti y Tablazo. En promedio éstas presentan un TOC 3.5% y un R_o de 0.9%.

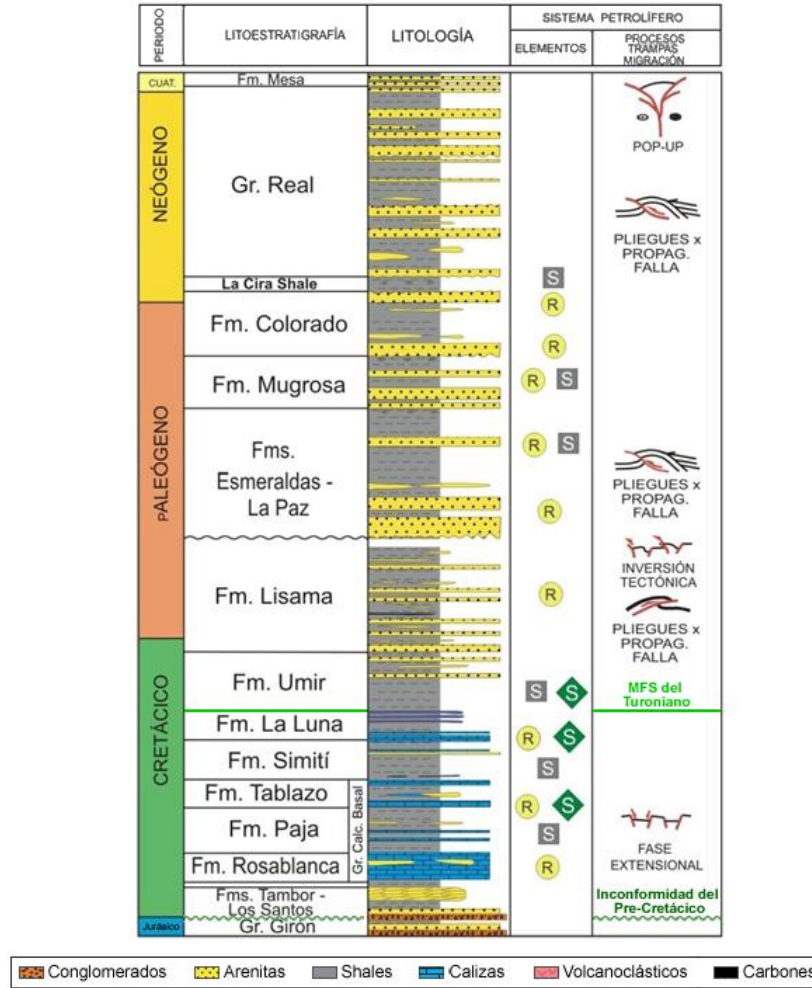


Figura 9-7. Sistema petrolífero en la cuenca Valle Medio del Magdalena. Modificado de Mojica, Arévalos, & Castillo (2009).

Para la cuenca Cesar - Ranchería, las formaciones que entraron a fase de generación son Molino, Laja - La Luna, Lagunitas y Aguas Blancas. Éstas presentan un TOC promedio entre 1% y 1.4%.

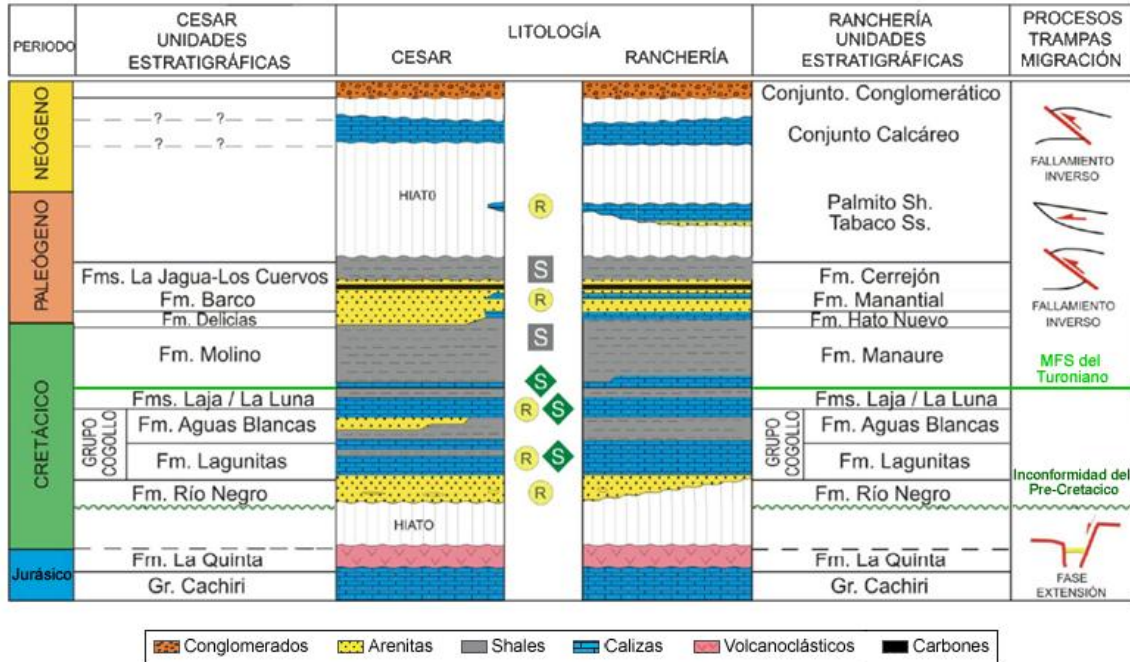


Figura 9-8. Sistema petrolífero en la cuenca Cesar – Ranchería. Modificado de Mojica, Arévalos, & Castillo (2009).

En la cuenca del Catatumbo la principal fuente es la Formación la Luna, la cual presenta un TOC que varía entre 1.5% y 9.6%, y espesores promedio de 200 ft (Agencia Nacional de Hidrocarburos, 2007).

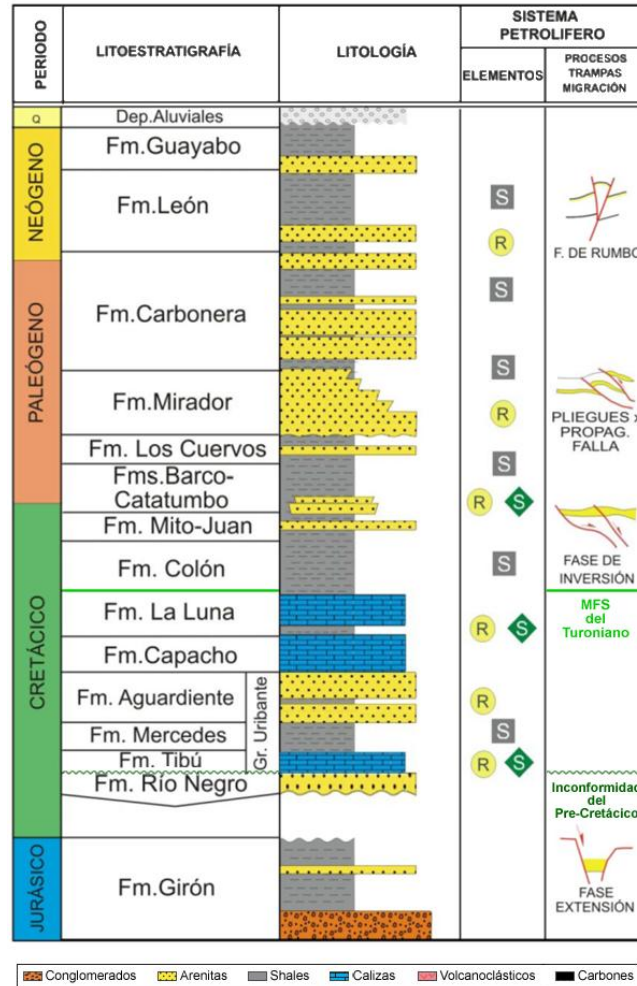


Figura 9-9. Sistema petrolífero en la cuenca Catatumbo. Modificado de Mojica, Arévalos, & Castillo (2009).

Rasgos identificados en perfiles sísmicos, y corroborados en pozos tipo, permiten delimitar los cinturones de roca generadora en estas tres cuencas. En ellas, reflectores continuos son asociables a ciertas inconformidades y límites de secuencias estratigráficas, como los son las superficies regresiva máxima (MRS) o la de máxima inundación (MFS). La inconformidad del Pre-Cretácico y la MFS del Turoniano (figuras 9-7, 9-8 y 9-9) pueden ser tomados como tope y base del principal paquete de dichas rocas fuente, además, sus reflectores sísmicos asociados son fácilmente interpretables. Conceptos operativos similares son extensibles a otras cuencas, incluso de diferente edad.

9.2 DATOS E HIPÓTESIS

9.2.1 Información Sísmica y de Pozos

El Anexo 9-1 contiene los archivos del proyecto “ShaleGas.tks”, el cual se cargó con información sísmica y de pozos suministrada por la ANH para las cuencas del Valle Medio de Magdalena, Cesar – Ranchería y Catatumbo, y además presenta todas las interpretaciones.

En este proyecto se despliegan los horizontes interpretados, las curvas Tiempo -Profundidad cargadas, los mapas de velocidad para dichos horizontes, las superficies obtenidas en tiempo y en profundidad, y los mapas isópacos de roca generadora en las tres cuencas mencionadas. Además, dentro del proyecto se incluyen los registros de pozo usados y correlaciones abordadas para la identificación del espesor de las zonas con contenido potencial de materia orgánica a partir de la metodología de Passey *et al.* (1990).

9.2.2 Base de Datos Internacional

En el archivo digital del Anexo 9-2, que hace parte integral de este documento, se presentan los datos extraídos del informe “*Review of Emerging Resources: U.S. Shale Gas and Shale Oil Play*” (U.S. Department of Energy, 2011) y de las publicaciones “*Shale Gas Data Release*” (Beaton *et al.*, 2009, 2010), de los servicios de información energéticos y geológicos de Estados Unidos y Canadá respectivamente.

Se utilizaron los datos de volumen de Langmuir y TOC extraídos de los informes canadienses con el fin de inferir una posible función de concentración de gas absorbido para Colombia, así como valores de densidad para *Gas Shale*. De la publicación estadounidense se incorporó la relación *Net to Gross* para el cálculo del potencial de *Shale Gas* en Colombia en un segundo escenario.

9.2.3 Base de Datos Nacional

En el archivo digital del Anexo 8-3, que igualmente hace parte integral de este documento, se presentan los valores de volumen de roca generadora para las tres cuencas interpretadas, además, los valores extrapolados para las demás cuencas, los espesores de las zonas con contenido potencial de materia orgánica, los espesores de los isópacos en los pozos evaluados, los valores de *Net to Gross* calculados y la información de TOC y S_1 extraída del Atlas Geoquímico de Colombia (Agencia Nacional de Hidrocarburos, 2010) para el cálculo de la concentración de gas absorbido y libre.

Para el caso de las últimas tres variables señaladas se presentan sus distribuciones estadísticas en cada cuenca, y además se incluyen todas los parámetros de las prueba de bondad de ajuste que soportan las funciones de probabilidad seleccionadas.

9.2.4 Hipótesis

9.2.4.1 Hipótesis 1

El cinturón de rocas generadoras, comprendido entre los horizontes sísmicos de la Inconformidad del Pre-Cretácico y la Superficie de Máxima Inundación del Turoniano, es el más prospectivo en cuanto a la presencia de Acumulaciones Continuas de Hidrocarburos.

NOTA. Debido a la limitación al acceso de datos durante el desarrollo de este trabajo, no fue posible abordar sistemáticamente la definición de paquetes de Shale en otras cuencas. Cuencas como Llanos Orientales y Caguán - Putumayo, donde tradicionalmente ha sido descartada una atractiva prospectividad de hidrocarburos en Shale, principalmente Shale Gas, podrían hacer parte de otro escenario que será necesario evaluar con detenimiento en futuros trabajos. Allí, los pozos Apiay-4 en Llanos Orientales, y SA-11 y SM-4 en Caguán-Putumayo; todos relativamente cerca del

Alto de la Macarena, que divide ambas cuencas, presentaron ventanas de gas ($R_o\% > 1.3$). La información geoquímica es escasa, pero algo similar se presenta en la cuenca de Marañón, específicamente en las unidades Devónicas (Fm. Cabanillas). Es posible que las ocurrencias de gas en este límite de cuencas sea un reflejo del levantamiento del play Paleozoico (los pozos fueron relativamente superficiales $<3000\text{m}$). Si es así, dicho play podría contener recursos importantes debido a su extensión.

9.2.4.2 Hipótesis 2

La continuidad del cinturón de rocas generadoras considerado permite suponer la existencia de una correlación entre su volumen y la extensión de la cuenca a la que se encuentra circunscrita. Así, es posible inferir el volumen de rocas generadoras en cuencas no interpretadas.

9.2.4.3 Hipótesis 3

La intersección mostrada por la curva del registro sísmico y una curva de resistividad profunda, cuando estas dos son llevadas a una escala y una unidad de comparación apropiada, permite identificar zonas con contenido potencial de materia orgánica y con la madurez apropiada para la generación y el almacenamiento de Shale Gas, dentro de intervalos con valores altos de la curva gamma ray que se desvían de la tendencia general de registro mismo (Passey et al., 1990).

9.2.4.4 Hipótesis 4

El cociente entre el espesor con contenido potencial de materia orgánica (espesor neto); calculado para todo el intervalo registrado en un pozo dado, y el espesor del paquete de roca generadora; obtenido de la interpretación sísmica, es representativo de la relación Net to Gross (NTG) para el cinturón de roca generadora en dicho pozo, incluso cuando se pueden estar contabilizando en el numerador, intervalos potenciales en rocas de edades más recientes a las que limitan el cinturón.

9.2.4.5 Hipótesis 5

Es posible obtener la concentración de gas absorbido para muestras de roca en Colombia a partir de su TOC, aplicando relaciones encontradas en muestras Canadienses para el TOC y el Volumen de Langmuir.

9.2.4.6 Hipótesis 6

Los valores de Hidrocarburo Libre (S_1), obtenidos en pruebas de pirolisis efectuadas a muestras de roca generadora, los cuales han sido recopilados en el Atlas Geoquímico de Colombia (Agencia Nacional de Hidrocarburos, 2010), son una medida directa de la concentración de gas libre en dichas rocas.

9.2.4.7 Hipótesis 7

El comportamiento del Net to Gross (NTG) en Colombia se puede aproximar con la distribución estadística obtenida para valores extraídos de un número determinado de pozos.

9.2.4.8 Hipótesis 8

Las distribuciones estadísticas obtenidas para la concentración de gas libre y gas absorbido, a partir de los datos disponible en el Atlas Geoquímico de Colombia (Agencia Nacional de Hidrocarburos, 2010), son representativas del comportamiento de dichas variables cuenca a cuenca.

9.2.4.9 Hipótesis 9

Es posible establecer un segundo escenario de estimación del recurso, con el fin de validar los resultados de un primer escenario, asignando a la variable Net to Gross el comportamiento que presenta esta relación en otras zonas del mundo (Anexo 9-2).

9.2.4.10 Hipótesis 10

A partir de relaciones del recurso disponible de Shale Gas y Shale Oil en otras cuencas del mundo, es posible deducir el recurso presente de Shale Oil en Colombia a partir del recurso disponible de Shale Gas, y viceversa.

9.3 METODOLOGIA

Para la evaluación del potencial de *Shale Gas* en cada una de las cuencas de Colombia se utilizó la siguiente ecuación:

$$OSGIP = 1 \cdot 10^{-6} * V_{gross} * NTG * \rho_{bulk} * (G_a + G_f)$$

Ecuación 9-1. Estimación del recurso de *Shale Gas in situ*.

OSGIP: *Shale Gas Original in situ* (Tcf).

V_{gross} : Volumen del Cinturón de Roca Generadora ($10^9 m^3$).

NTG: Cociente del espesor con contenido potencial de materia orgánica; espesor neto, y el espesor total del cinturón de roca generadora (ft/ft).

ρ_{bulk} : Densidad total de la Roca (Kg/m^3).

G_f : Concentración de gas libre (ft³/ton).

G_a : Concentración de gas absorbido (ft³/ton).

El procedimiento de estimación del recurso consideró las siguientes etapas:

- Se creó un proyecto en el cual se cargó toda la información sísmica y de pozos suministrada por la ANH para las cuencas de Valle Medio de Magdalena, Cesar – Ranchería y Catatumbo.
 - Se calculó el volumen de roca generadora en las tres cuencas siguiendo los reflectores que encierran este paquete rocas, para esto:
 - Se interpretaron los horizontes sísmicos de la Inconformidad del Pre-Cretácico y la Superficie de Máxima Inundación del Turoniano.

- Se generaron las superficies para Tope y Base en tiempo.
- Se calcularon mapas de velocidad para topes y bases con las curvas tiempo profundidad disponibles.
- Se transformaron las superficies creadas a profundidad.
- Se obtuvo los mapas isópacos para el cinturón de rocas generadoras.
- Se calculó el volumen de los cinturones.
- Se aplicó la metodología de Passey et al. (1990) para la determinación del espesor potencial con contenido de materia orgánica así:
 - Se editaron las curvas de los registros sísmico (DT), resistividad profunda (ILD) y rayos gama (GR) en los pozos que disponían de las tres curvas.
 - Se calculó la curva LogR, con el logaritmo de la resistividad profunda.
 - Se realizó pozo a pozo un gráfico cartesiano, con los puntos del registro DT en la ordenada, los de la curva LogR en la abscisa, y una escala de color en función al valor del registro GR.
 - Se identificaron dentro de los gráficos las zonas con valores elevados del GR, un valor alto para el DT y el LogR.
 - Se ajustó una recta que separase las zonas identificadas de la tendencia general de los puntos, teniendo en cuenta que la metodología de Passey et al. (1990) propone una pendiente de 50 unidades del registro DT por cada unidad del registro LogR para dicha recta (Recta de Shales)
 - Con las ecuaciones de las rectas obtenidas pozo a pozo se calculó una curva pseudo-sónica (DtR).
 - Se graficaron de los registros calculados en la forma sugerida en la metodología de Passey et al. (1990); con el registro GR en el track 1, el ILD en el track 2 y los registros DT y DtR en el track 3 y en escala inversa.
 - Se realizó un sombreado de los intervalos en los cuales los valores del registro DT superaban los del DtR.
 - Se definió un valor de corte en el GR para la distinción entre zonas de arena y arcilla.
 - Se calculó el espesor neto de zonas con contenido potencial de materia orgánica madura en intervalos de arcilla pozo a pozo.
- Se generó una base de datos con los rasgos más relevantes de los prospectos de Shale Gas a nivel mundial, además se incluyó la caracterización geoquímica de muestras de roca en prospectos canadienses (Anexo 9-2):
 - Del informe “World Shale Gas Resources: An Initial Assessment of 14 Regions Outside the United States” (U.S. Department of Energy, 2011) se extrajo información sobre la edad, la extensión, el espesor rico en material orgánica, el TOC, la madurez térmica, la concentración total de gas y los recursos de Shale Gas estimados para diferentes zonas prospectivas alrededor del mundo:
 - Se calculó el valor de la relación Net to Gross con el máximo espesor total presentado y el espesor neto.
 - Se realizaron pruebas de bondad de ajuste para determinar la distribución más acorde a los datos de Net to Gross internacionales, con el fin de aplicarla en el segundo escenario de estimación del recurso.

- De las publicaciones “Shale Gas Data Release” (Beaton et al., 2009, 2010), se extrajo información sobre TOC, S₁, S₂, S₃, Presión de Langmuir, Volumen de Langmuir y profundidad de las muestras:
 - Se transformaron los valores de volumen de Langmuir a concentración de gas absorbido utilizando la presión de Langmuir y la profundidad de las muestras, esto para los datos de corazones, suponiendo formaciones normalmente presurizadas.
 - Se realizó una regresión lineal entre los valores de TOC y concentración de gas absorbido.
- Se generó una base de datos con información de TOC, S₁, volumen del cinturón de rocas generadoras en cada cuenca, *Net to Gross*, concentraciones de gas libre y absorbido, análisis estadísticos para la aproximación de las variables involucradas en la ecuación de estimación de recurso (Ecuación 9-1), y escenarios de evaluación para Colombia (Anexo 9-3):
 - Del Atlas Geoquímico de Colombia (Agencia Nacional de Hidrocarburos, 2010) se extrajo información del contenido de materia orgánica y el S₁ para muestras de pozo, excluyendo las de afloramientos:
 - Tomando la regresión obtenida con los datos canadienses, y el TOC de las muestras en Colombia, se calculó la concentración de gas absorbido.
 - Asumiendo un gas compuesto solo por metano, se transformaron los valores de S₁ a concentración de gas libre.
 - Se realizaron análisis estadísticos para determinar las distribuciones que más se ajustaban a los datos de concentraciones de gas libre y gas absorbido cuenca a cuenca.
 - Con los valores de espesor neto y el espesor de los mapas isópacos se obtuvo valores representativos del *Net to Gross* (NTG) en los respectivos pozos:
 - Se determinó la mejor distribución estadística para el NTG.
 - Se asociaron las distribuciones encontradas al comportamiento de las variables respectivas.
 - Se realizó una regresión lineal entre el área de las cuencas interpretadas y el volumen de los cinturones calculado:
 - Usando la ecuación de la regresión hallada se determinó el volumen de roca generadora en las cuencas no interpretadas.
- Se realizaron simulaciones Montecarlo utilizando la formulación para el OSGIP (Ecuación 9-1) y asumiendo como variables aleatorias el NTG, la densidad de la roca, las concentraciones de gas libre y las de gas absorbido, y el volumen de roca generadora como parámetro fijo.
- Se repitió la simulación usando una nueva distribución para el NTG, inferida a partir de datos internacionales (Anexo 9-2).
- A partir de datos de otras cuencas del mundo donde existe información volumétrica del recurso, se estableció una relación Shale Gas/Shale Oil con el fin de inferir una participación promedia de ambos recursos en los cinturones de *Shale* evaluados.

La forma en la que se planteó esta metodología de estimación nos permitió establecer dos escenarios:

9.3.1 Escenario 1

En este escenario se tomó la relación *Net to Gross* obtenida con datos interpretados de sísmica y pozos en Colombia.

9.3.2 Escenario 2

En este escenario se sustituyó la distribución de la relación *Net to Gross* por una nueva, obtenida para los espesores totales y netos de diferentes prospectos alrededor del mundo (Anexo 9-2).

9.4 RESULTADOS

La evaluación del potencial de *Shale Gas* requirió de la interpretación de horizontes sísmicos y de algunos registros de pozo. Para esto se recopilaron 1001 líneas sísmicas, de las cuales 387 fueron usadas para la interpretación de los reflectores de interés. Además, se revisaron los registros eléctricos de 119 pozos, editando y analizando finalmente los pertenecientes a 37 pozos en tres cuencas, escogidos por su contenido, calidad, integridad y distribución espacial. La Figura 9-10 muestra el mapa con la ubicación de las líneas y pozos revisados.

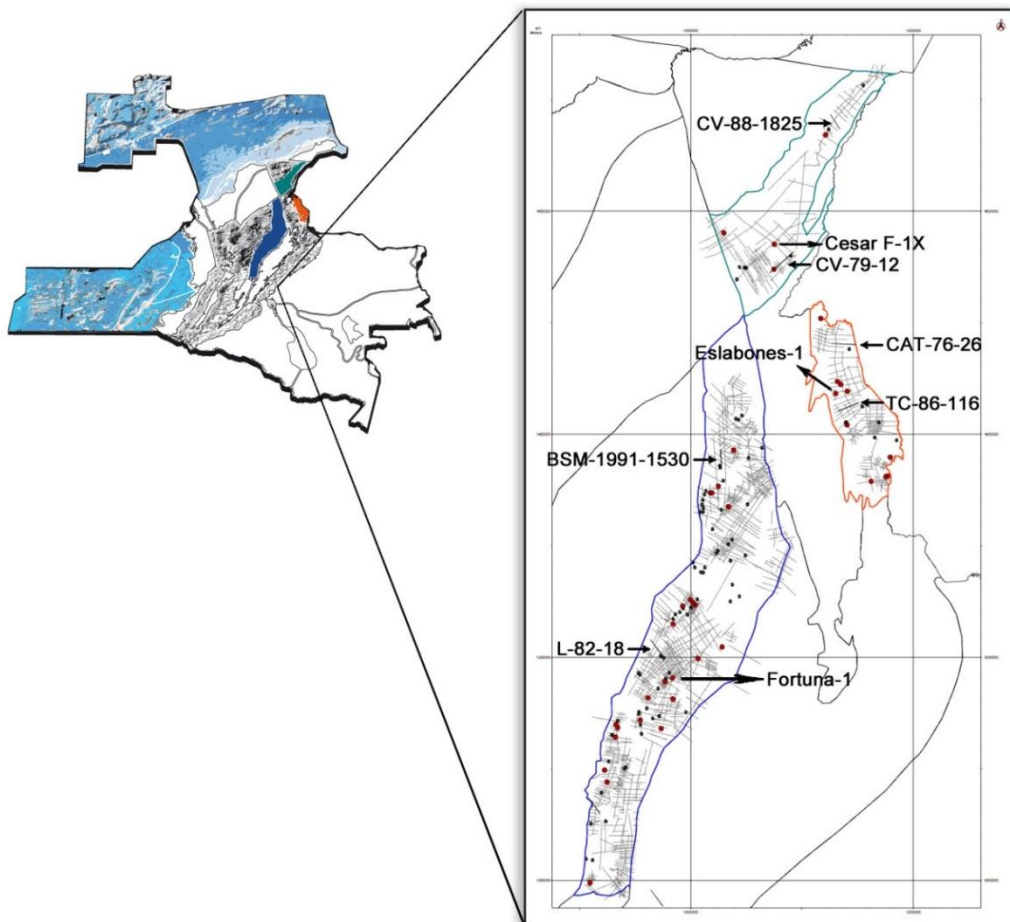


Figura 9-10. Líneas Sísmicas y pozos revisados.

En rojo los pozos seleccionados para edición y análisis. Las etiquetas corresponden a algunos de las líneas sísmicas y pozos interpretados.

Para la mayoría de las variables incluidas en la Ecuación 9-1 se realizaron pruebas de bondad con el fin de conocer su comportamiento. A las variables evaluadas como aleatorias les fueron ajustadas diferentes distribuciones, primero estimando los parámetros de comportamiento con los datos según cada distribución, y posteriormente realizando pruebas de bondad para identificar el mejor estadístico (la menor desviación respecto a función de distribución acumulada). En este informe solo se mostrarán los resultados de los mejores ajustes y estimaciones, los demás se reportan en los archivos digitales mencionados en los anexos 9-2 y 9-3.

9.4.1 Volumen de Roca Generadora

$$V_{sr} = 833.88 * A_b - 1933.1$$

Ecuación 9-2. Regresión para el Volumen de Roca Generadora.

V_{sr} : Volumen del Cinturón de Roca Generadora (10^9m^3).

A_b : Área de la Cuenca (10^3km^2).

La Ecuación 9-2, producto de la regresión de los puntos de volumen de roca generadora y área de cuenca, fue aplicada para la determinación del volumen de estos cinturones en las demás cuencas. La Tabla 9-2 presenta los valores estimados.

Nombre Cuenca	Área de la Cuenca	Volumen de Roca Generadora
	(10^3km^2)	(10^9m^3)
Valle Medio del Magdalena	32.95	25,581
Catatumbo	7.72	4,709
Cesar-Ranchería	11.67	7,549
Amagá	2.82	419
Caguán-Putumayo	110.22	89,976
Cauca-Patía	12.80	8,740
Choco	38.50	30,170
Cordillera Oriental	71.75	57,899
Guajira	13.79	9,568
Llanos Orientales	224.94	185,641
Sinú - San Jacinto	39.59	31,079
Tumaco	23.67	17,803
Urabá	9.43	5,930
Valle Inferior del Magdalena	37.98	29,742
Valle Superior del Magdalena	21.48	15,981
Vaupés-Amazonas	154.96	127,287

Tabla 9-2. Volumen estimado para el cinturón de roca generadora considerado por cuenca.

Durante el cálculo de los puntos del volumen de roca generadora que permitieron obtener la Ecuación 9-2, como se planteó en la metodología, se obtuvieron resultados intermedios importantes. A continuación se realiza una presentación de dichos resultados.

9.4.1.1 Horizontes

La identificación de los horizontes correspondientes a la Inconformidad del Pre-Cretácico y la Superficie de Máxima Inundación del Turoniano, en algunas de las líneas sísmicas suministradas por la ANH, permitió su interpretación y seguimiento a lo largo de las cuencas del Valle Medio del

Magdalena, Cesar-Ranchería y Catatumbo. En las figuras 9-11 a la 8-16 se presentan ejemplos de las interpretaciones realizadas.

9.4.1.1.1 Valle Medio del Magdalena

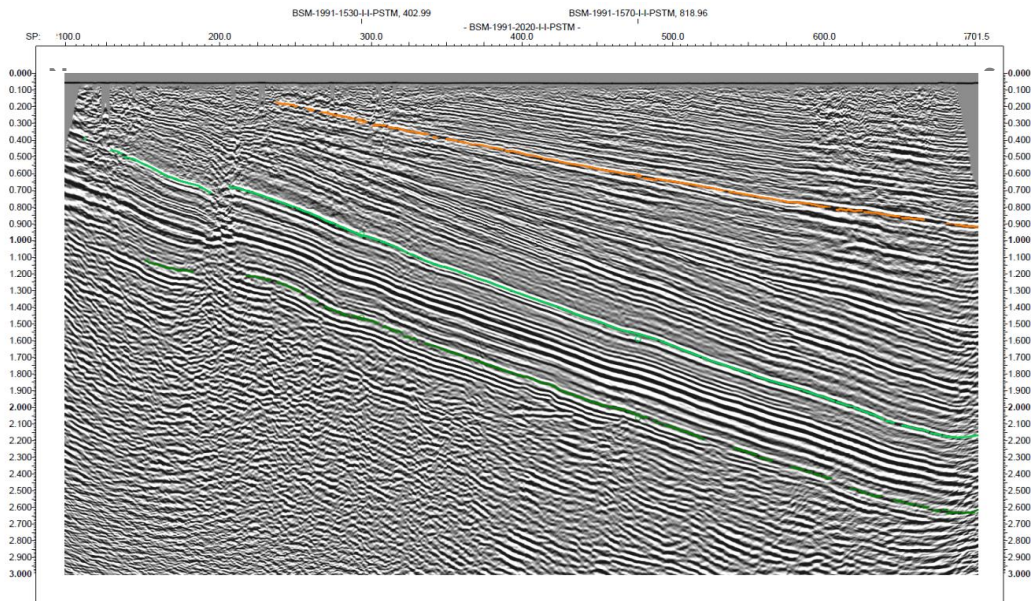


Figura 9-11. Línea sísmica L-82-18 localizada en la parte central de la cuenca Valle Medio del Magdalena. Continuidad de los reflectores para base y tope del cinturón de roca generadora. En verde oscuro el reflector correspondiente a la inconformidad del Pre-Cretácico, y en amarillo el reflector de la inconformidad del Mioceno. La ubicación de la línea se presenta en el mapa de la Figura 9-10.

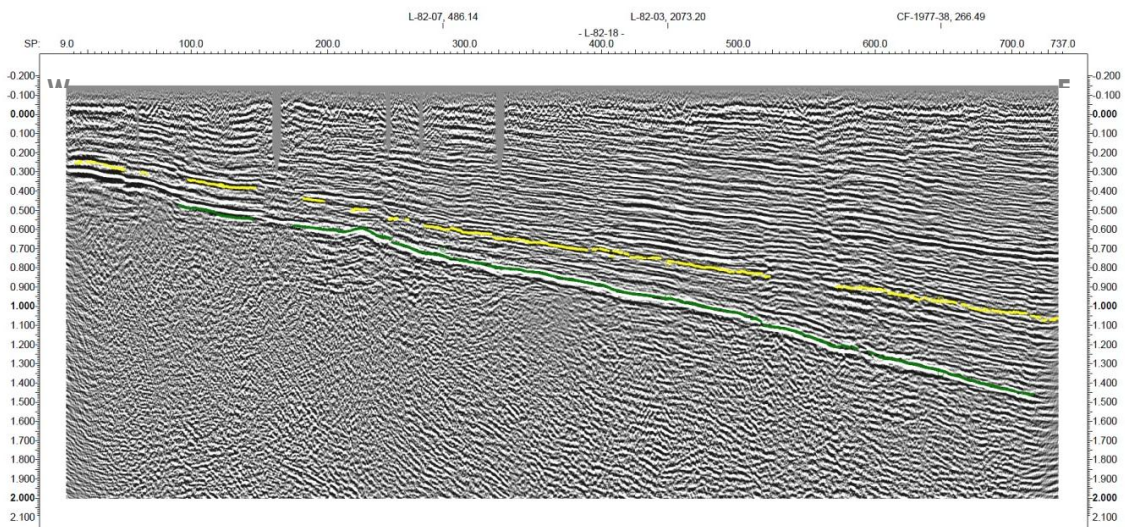


Figura 9-12. Línea sísmica L-82-18 localizada en la parte central de la cuenca Valle Medio del Magdalena. Continuidad de los reflectores para base y tope del cinturón de roca generadora. En verde oscuro el reflector correspondiente a la inconformidad del Pre-Cretácico, y en amarillo el reflector de la inconformidad del Mioceno. La ubicación de la línea se presenta en el mapa de la Figura 9-10.

9.4.1.1.2 Cesar-Ranchería

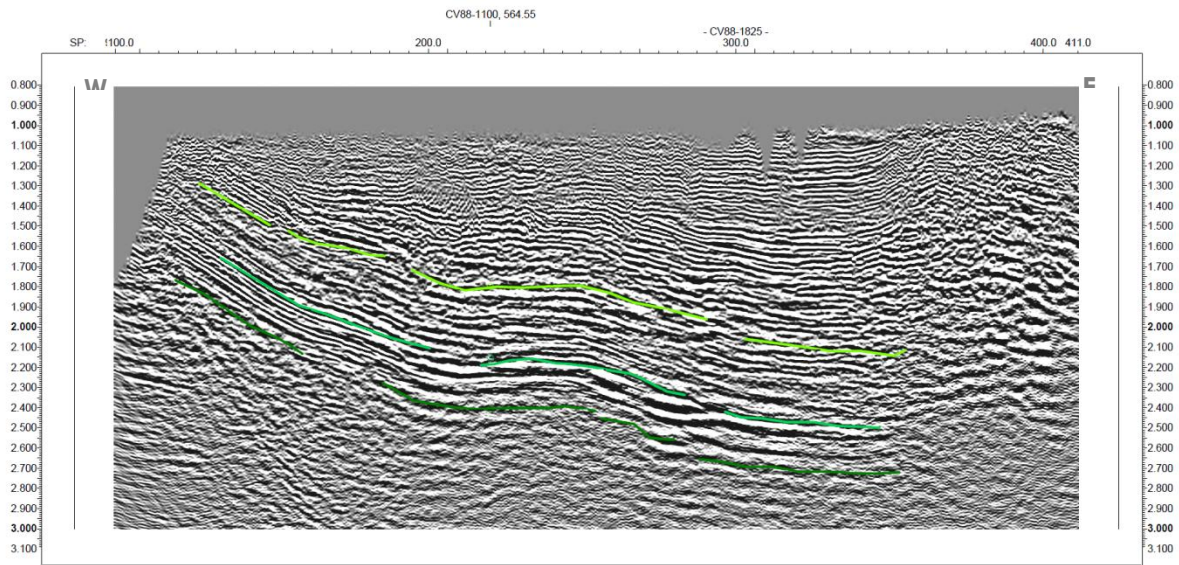


Figura 9-13. Línea sísmica CV-88-1825 localizada al norte de la cuenca Cesar-Ranchería. Continuidad de los reflectores para base y tope del cinturón de roca generadora considerado. En verde oscuro el reflector correspondiente a la inconformidad del Pre-Cretácico, en verde claro el reflector de la Superficie de Máxima inundación de Turoniano, y en verde limón el reflector del tope del Cretácico. La ubicación de la línea se presenta en el mapa de la Figura 9-10.

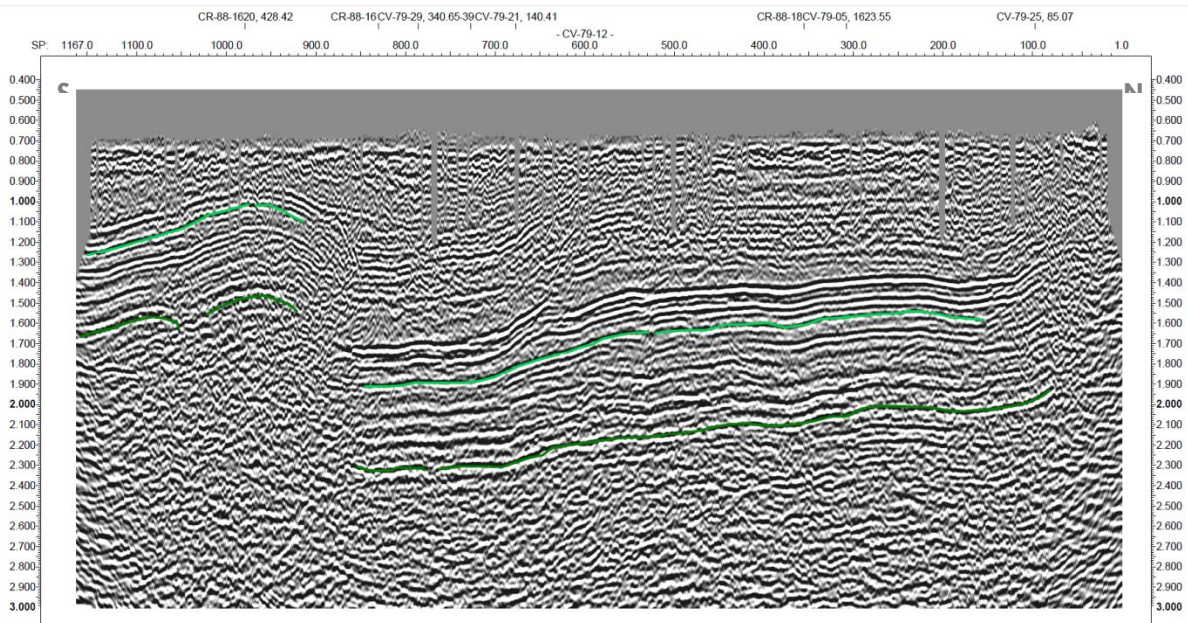


Figura 9-14. Línea sísmica CV-79-12 localizada al sur de la cuenca Cesar-Ranchería. Continuidad de los reflectores para base y tope del cinturón de roca generadora considerado. En verde oscuro el reflector correspondiente a la inconformidad del Pre-Cretácico, y en verde claro el reflector de la Superficie de Máxima inundación de Turoniano. La ubicación de la línea se presenta en el mapa de la Figura 9-10.

9.4.1.1.3 Catatumbo

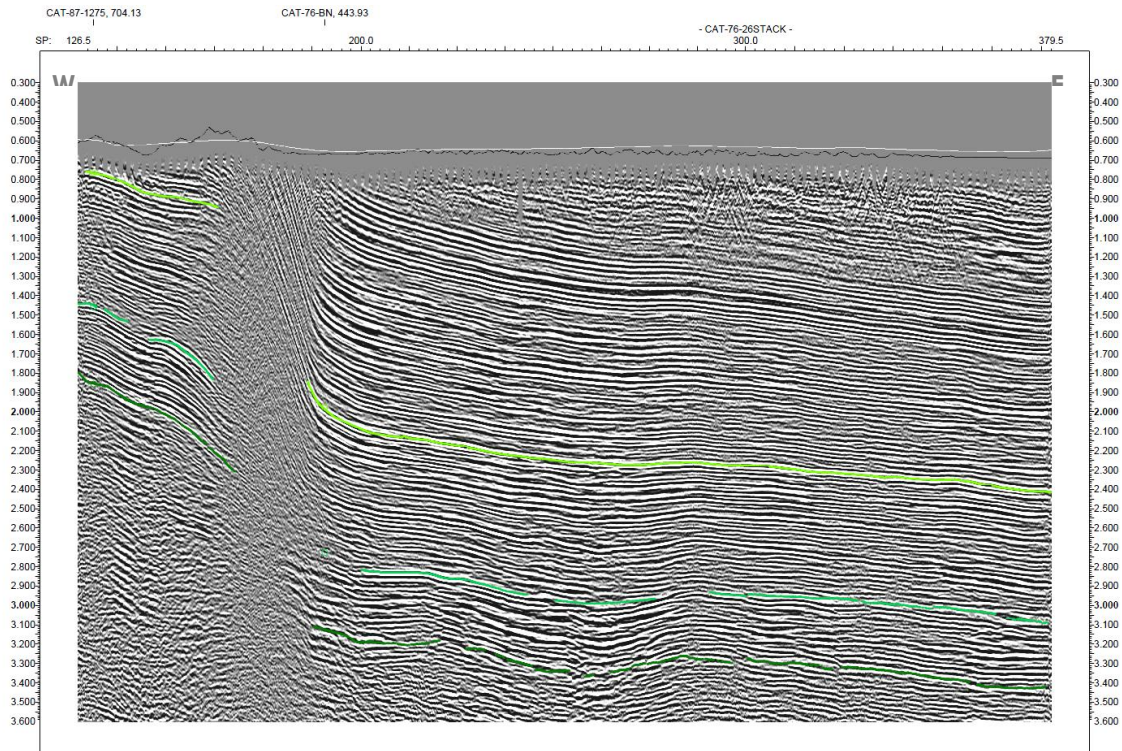


Figura 9-15. Línea sísmica CAT-76-26 localizada al norte de la cuenca Catatumbo. Continuidad de los reflectores para base y tope del cinturón de roca generadora considerado. En verde oscuro el reflector correspondiente a la inconformidad del Pre-Cretácico, en verde claro el reflector de la Superficie de Máxima inundación de Turoniano, y en verde limón el reflector del tope del Cretácico. La ubicación de la línea se presenta en el mapa de la Figura 8-10.

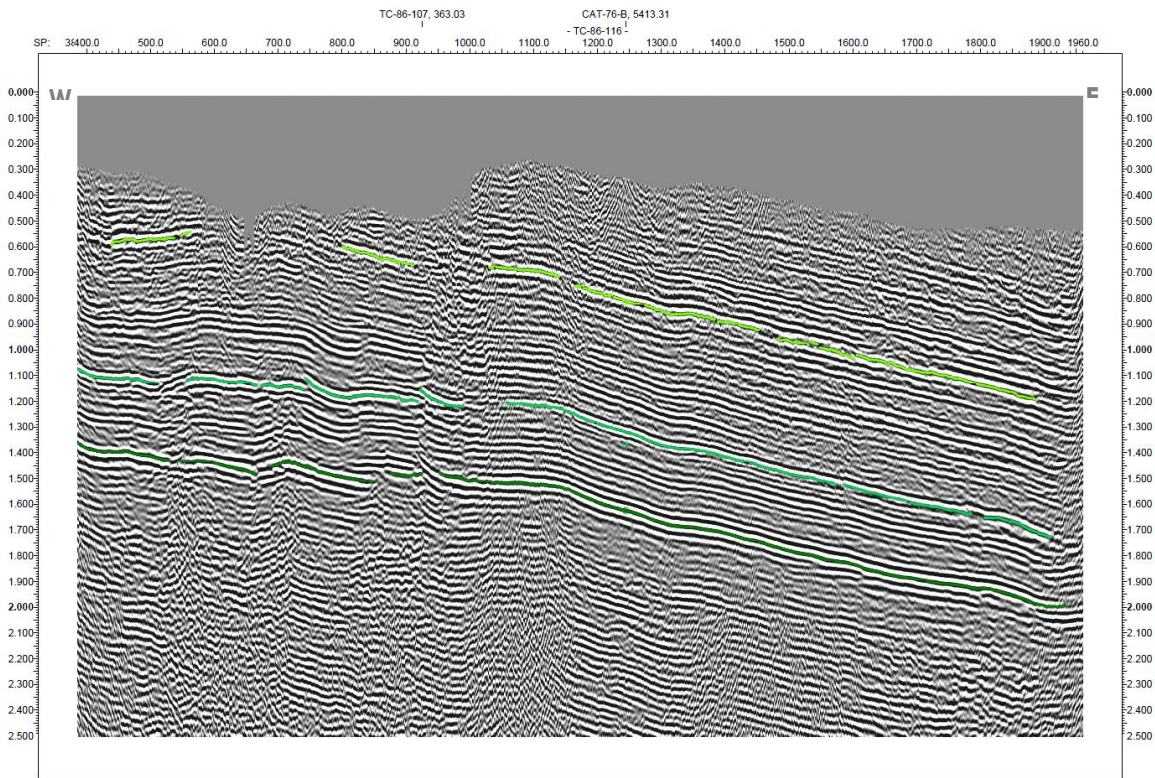


Figura 9-16. Línea sísmica TC-86-116 al sur de la cuenca Catatumbo.

Continuidad de los reflectores para base y tope del cinturón de roca generadora considerado. En verde oscuro el reflector correspondiente a la inconformidad del Pre-Cretácico, en verde claro el reflector de la Superficie de Máxima inundación de Turoniano, y en verde limón el reflector del tope del Cretácico. La ubicación de la línea se presenta en el mapa de la Figura 9-10.

9.4.1.2 Superficies en Tiempo

En las figuras 9-17, 9-18, y 9-19 se presentan las superficies en tiempo para topes y bases, generadas a partir del algoritmo de interpolación “*Flex Gridding*”, del paquete computacional utilizado.

9.4.1.2.1 Valle Medio del Magdalena

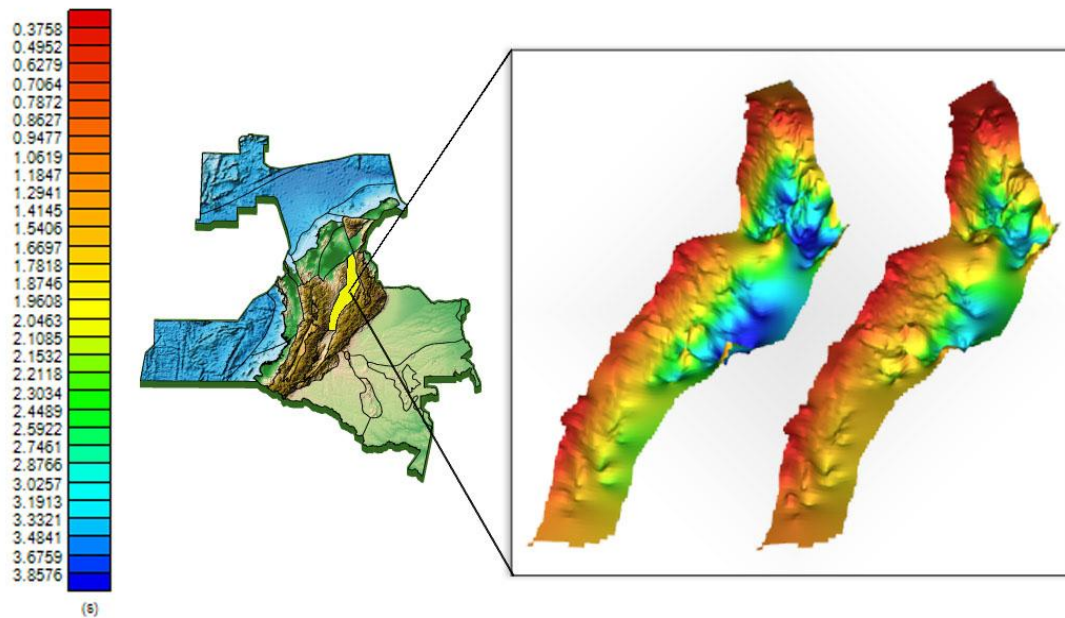


Figura 9-17. Base y tope del cinturón de roca generadora en tiempo en la cuenca Valle Medio del Magdalena.
A la izquierda la inconformidad del Pre-Cretácico; entre 0.09 s y 4.72 s, y a la derecha la superficie de máxima inundación del Turoniano; entre 0.0019 s y 4.39 s.

9.4.1.2.2 Cesar-Ranchería

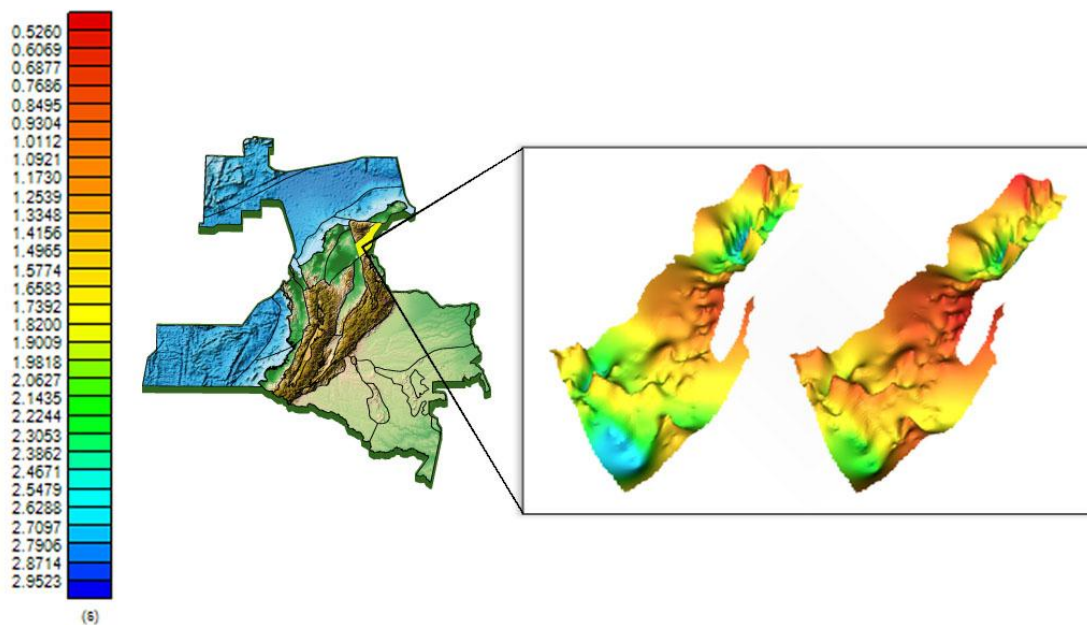


Figura 9-18. Base y tope del cinturón de roca generadora en tiempo en la cuenca Cesar – Ranchería.
A la izquierda la inconformidad del Pre-Cretácico; entre 0.69 s y 3.03 s, y a la derecha la superficie de máxima inundación del Turoniano; entre 0.44 s y 2.83 s.

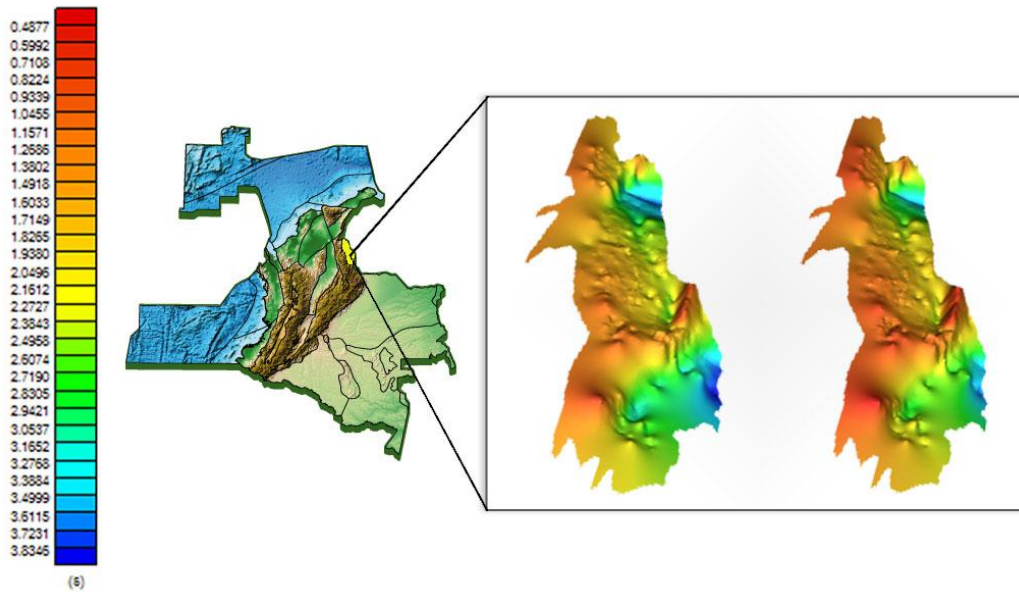


Figura 9-19. Base y tope del cinturón de roca generadora en tiempo en la cuenca Catatumbo. A la izquierda la inconformidad del Pre-Cretácico; entre 0.67 s y 3.94 s, y a la derecha la superficie de máxima inundación del Turoniano; entre 0.37 s y 3.69 s.

9.4.1.3 Superficies en Profundidad

Las curvas de Tiempo – Profundidad de 49 pozos permitieron la generación de mapas de velocidad para el tope y la base del cinturón de roca generadora considerado. Dichos mapas no se presentan en este informe, pero pueden ser consultados en la carpeta del proyecto “ShaleGas.tks”. La transformación de las superficies en tiempo usando los mapas de velocidad obtenidos fue directa. En la Figura 9-20 se muestran 3 de las curvas Tiempo-Profundidad usadas. En las figuras 9-21, 9-22 y 9-23 se presentan las superficies en profundidad calculadas para las tres cuencas trabajadas.

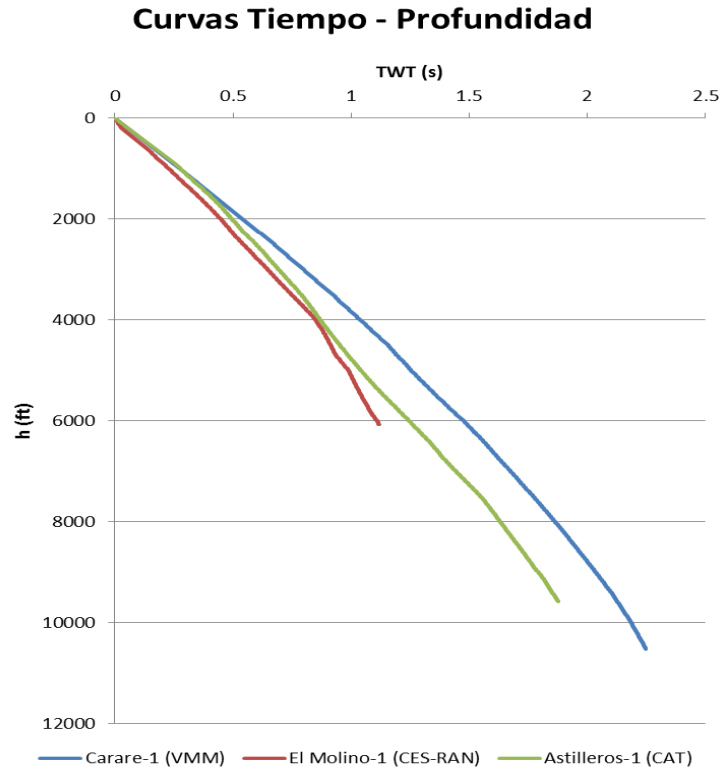


Figura 9-20. Curvas Tiempo – Profundidad cuenca del Valle Medio Del Magdalena. En azul la curva del pozo Carare-1 perteneciente a la cuenca del Valle Medio Del Magdalena, en verde la del pozo Astilleros-1 del Catatumbo y en rojo la del pozo El Molino-1 de la cuenca Cesar - Ranchería.

9.4.1.3.1 Valle Medio del Magdalena

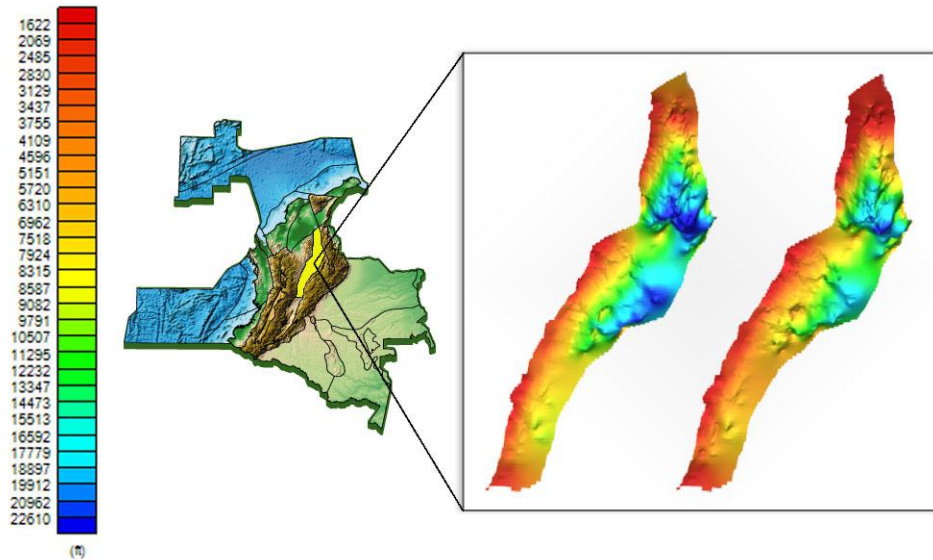


Figura 9-21. Base y tope del cinturón de roca generadora en profundidad en la cuenca del Valle Medio Del Magdalena.

A la izquierda la inconformidad del Pre-Cretácico; entre -343 ft y 30183 ft (TVDSS), y a la derecha la superficie de máxima inundación del Turonian; entre -4 ft y 24515 ft (TVDSS).

9.4.1.3.2 Cesar Ranchería

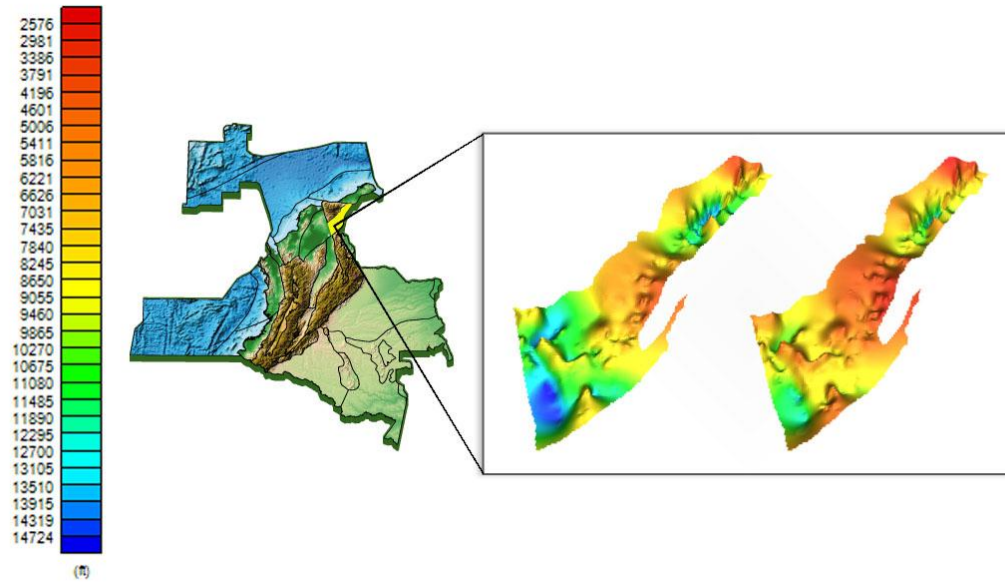


Figura 9-22. Base y tope del cinturón de roca generadora en profundidad en la cuenca Cesar Ranchería. A la izquierda la inconformidad del Pre-Cretácico; entre 3425 ft y 15129 ft (TVDSS), y a la derecha la superficie de máxima inundación del Turoniano; entre 2171 ft y 13655 ft (TVDSS).

9.4.1.3.3 Catatumbo

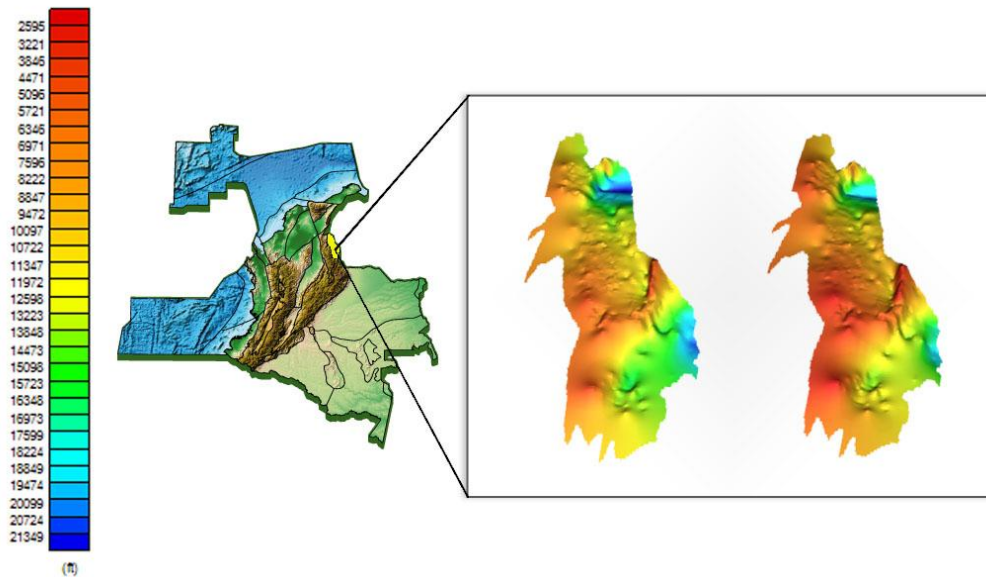


Figura 9-23. Base y tope del cinturón de roca generadora en la cuenca del Catatumbo. A la izquierda la inconformidad del Pre-Cretácico; entre 3630 ft y 21974 ft (TVDSS), y a la derecha la superficie de máxima inundación del Turoniano; entre 1970 ft y 20021 ft (TVDSS).

9.4.1.4 Isópacos

Los mapas isópacos generados con los topes y bases en profundidad de las Figuras 9-21, 9-22 y 9-23 no se presentan en este informe, pero pueden ser consultados dentro del proyecto “ShaleGas.tks” (Anexo 9-1). Los valores promedio de estos isópacos en las tres cuencas analizadas: Valle Medio del Magdalena, Cesar-Ranchería y Catatumbo, fueron de 5266 ft, 2069 ft y 3612 ft, respectivamente.

9.4.2 Net to Gross

La Tabla 9-3 muestra los espesores neto y total obtenidos aplicando la metodología de Passey *et al.* (1990) a los 37 pozos resaltados en rojo de la Figura 9-10.

Para el cálculo del numerador en la relación NTG, se trabajó con la totalidad del intervalo registrado en cada uno de los pozos, ya que la información disponible no nos permitió realizar un amarre apropiado de los registros a los reflectores del Turoniano y el Pre-Cretácico, usados para la determinación del denominador de la relación. Así, existe la posibilidad de que se hayan contabilizado, dentro del numerador del NTG, intervalos que corresponde a rocas de edad posterior a las del cinturón de rocas generadoras, a pesar de los valores de corte definidos para el registro GR.

Nombre del Pozo	Cuenca	GR Límite	Neto	Total	Nombre del Pozo	Cuenca	GR Límite	Neto	Total
		(API)					(ft)		
AGATA-1ST1	VMM	70	514	3939	PERDIZ-1	VMM	70	25	766
ANDES-1	VMM	80	162	940	PURNIO-1	VMM	80	4	1168
BAMBUCO-1	VMM	60	166	870	SIMITI-1A	VMM	60	79	3444
BRONCE-2	VMM	70	17	2045	SIMITI-2A	VMM	55	140	3029
CANO RICO-1	VMM	80	14	547	SIMITI-3	VMM	80	295	3602
CANO TABLAZO-1	VMM	90	477	831	ALMENDRO-1	CAT	70	443	2391
CISNE-1	VMM	70	145	725	BRUBUCANINA-1	CAT	55	249	2781
COCODRILO-1	VMM	90	931	1067	CHIBAGRA-2	CAT	70	758	2725
CORCOVADO-2	VMM	150	106	3298	COCODRILO-1	CAT	40	231	1646
DONA MARIA-2	VMM	90	891	2664	CUCUTA-2	CAT	110	1543	2186
ENCANTO-1	VMM	70	92	614	ESLABONES-1	CAT	110	741	1514
ESCONDIDO-1	VMM	80	42	445	ESPERANZA-3K	CAT	135	153	2092
FORTUNA-1	VMM	80	1264	3862	GUASIMALES-1	CAT	90	458	1299
GALEANDRA-1	VMM	60	26	1718	INDIO-1	CAT	80	668	1579
GUAYABITO-1	VMM	70	944	5455	CESAR A-1X	CES-RAN	60	121	2511
GUAYACAN-1	VMM	45	845	5325	CESAR F-1X	CES-RAN	120	565	2957
GUINEAL-1	VMM	80	438	4724	CESAR H-1X	CES-RAN	100	239	2804
LAS LAJAS-1	VMM	100	225	4282	EL MOLINO-1	CES-RAN	70	297	1557
MONTOYAS A-1	VMM	80	252	1528					

Tabla 9-3. Datos calculados para la determinación de la relación Net to Gross.

En la columna “GR Límite” se presenta el valor límite de la curva de rayos gama, asignado a cada pozo, para la distinción entre arenas en yacimientos convencionales y rocas generadoras en yacimientos no convencionales. Las nomenclaturas VMM, CAT y CES-RAN corresponden a las abreviaciones utilizadas para las cuencas del Valle Medio de Magdalena, Catatumbo y Cesar- Ranchería respectivamente.

En el planteamiento metodológico realizado, a la variable NTG se le asoció una distribución estadística con el fin de describir su comportamiento. Asignando parámetros de forma y escala

estimados a partir de los datos mismos, la distribución Gama presentó el mejor ajuste a valores de NTG obtenidos. La Tabla 9-4 resume los resultados de este ajuste.

PARAMETROS ESTIMADOS					PRUEBA DE BONDAD DE AJUSTE				
\hat{x}	INTERVALO DE CONFIANZA		\hat{y}	INTERVALO DE CONFIANZA		HIPOTESIS NULA	P	ESTADISTICO	G.L
1.02	0.68	1.53	0.19	0.11	0.32	No se rechaza	0.55	0.36	1

Tabla 9-4. Parámetros de ajuste y resultados de la prueba de bondad aplicada a los datos de Net to Gross para la determinación de la distribución estadística asociada a dichos datos.

Los parámetros estimados \hat{x} y \hat{y} corresponden el parámetro de forma y escala de la distribución gama, respectivamente. En la columna P se presenta el valor de la probabilidad de aceptación o rechazo de la hipótesis nula. La abreviación G.L hace relación a los grados de libertad de la prueba de bondad de ajuste.

Para la determinación de los valores de espesor neto y total a partir de la metodología planteada (curva pseudo-sónica), se realizaron correlaciones en los pozos analizados. Las figuras 9-24 a la 9-29 presentan ejemplos de algunas de estas correlaciones.

9.4.2.1 Valle Medio del Magdalena

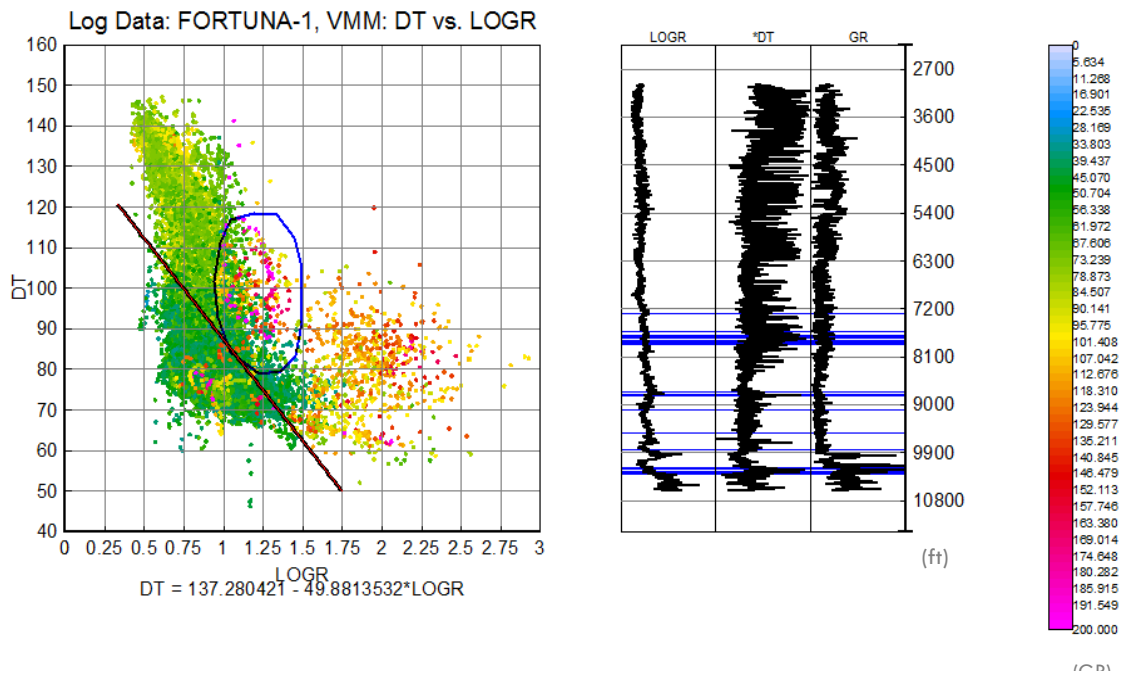


Figura 9-24. Regresión lineal para la obtención de la curva pseudo-sónica en el Pozo Fortuna-1 de la cuenca Valle Medio del Magdalena.

En la ordenada del gráfico en el panel izquierdo los puntos de la curva sónica (DT), en la abscisa los del logaritmo de la curva resistiva (LogR). El color de los puntos es función del valor de la curva de rayos gama. Los puntos encerrados por el polígono azul, corresponden a las zonas en profundidad resaltadas en el panel derecho, estas son zonas de prospectivas.

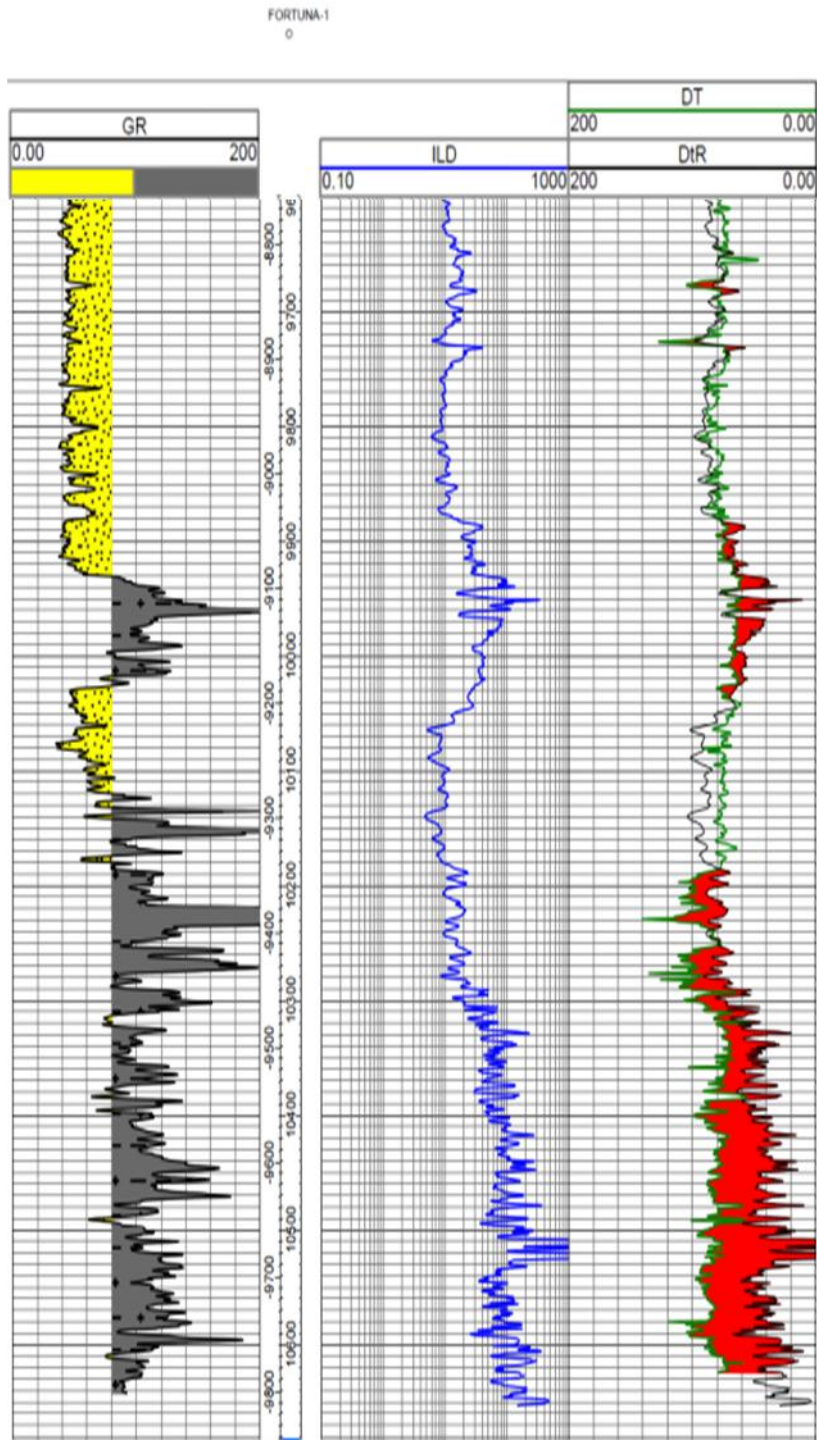


Figura 9-25. Posibles zonas ricas en materia orgánica e hidrocarburos asociados en el Pozo Fortuna-1 del Valle Medio del Magdalena.

9.4.2.2 Cesar Ranchería

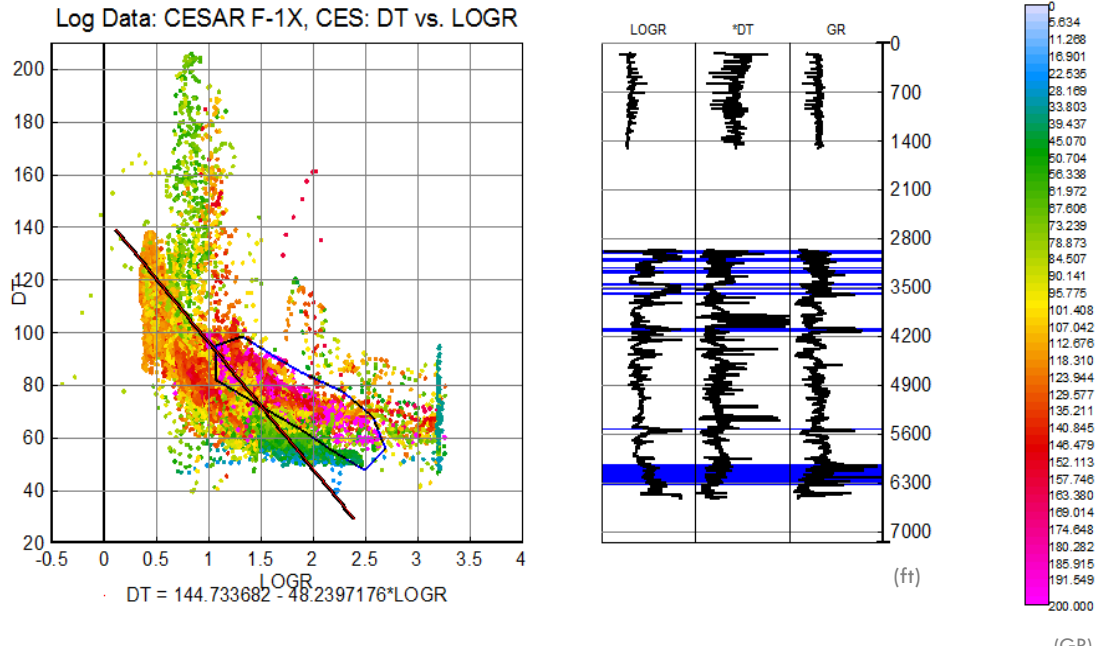


Figura 9-26. Regresión lineal para la obtención de la curva pseudo-sónica en el pozo Cesar F-1X de la cuenca del Cesar-Ranchería.

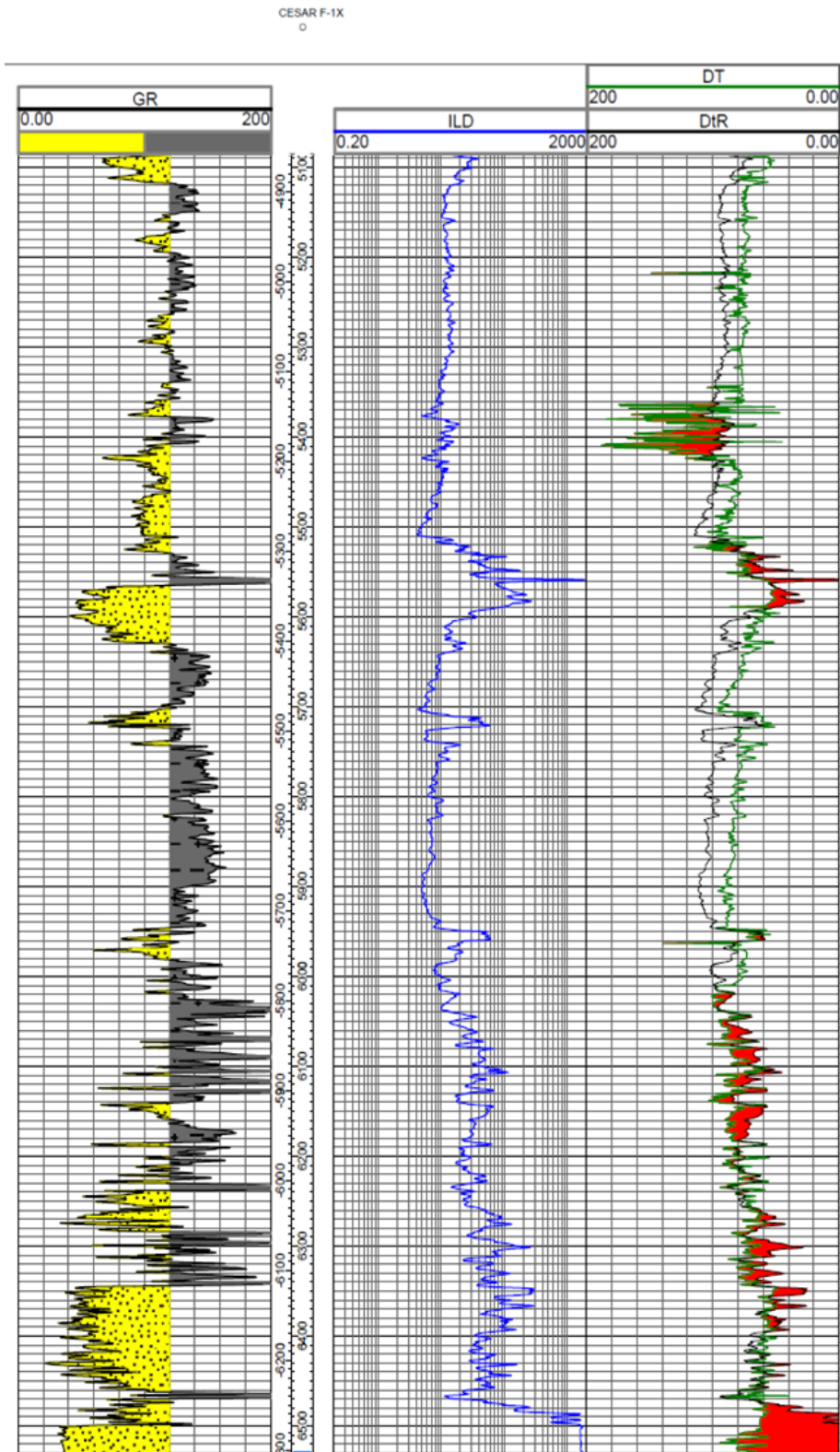


Figura 9-27. Zonas ricas en materia orgánica e hidrocarburos asociados en el Pozo Cesar F-1X de la cuenca del Cesar- Ranchería.

9.4.2.3 *Catatumbo*

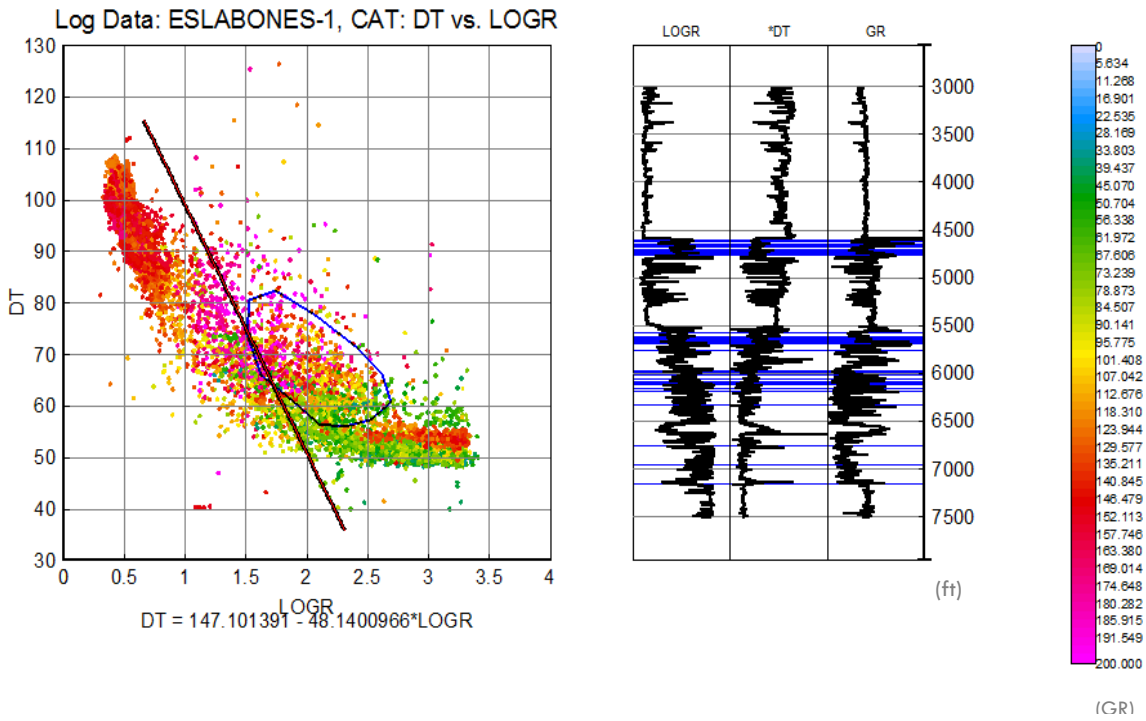


Figura 9-28. Regresión lineal para la obtención de la curva pseudo-sónica en el pozo Eslabones-1 de la cuenca del Catatumbo.

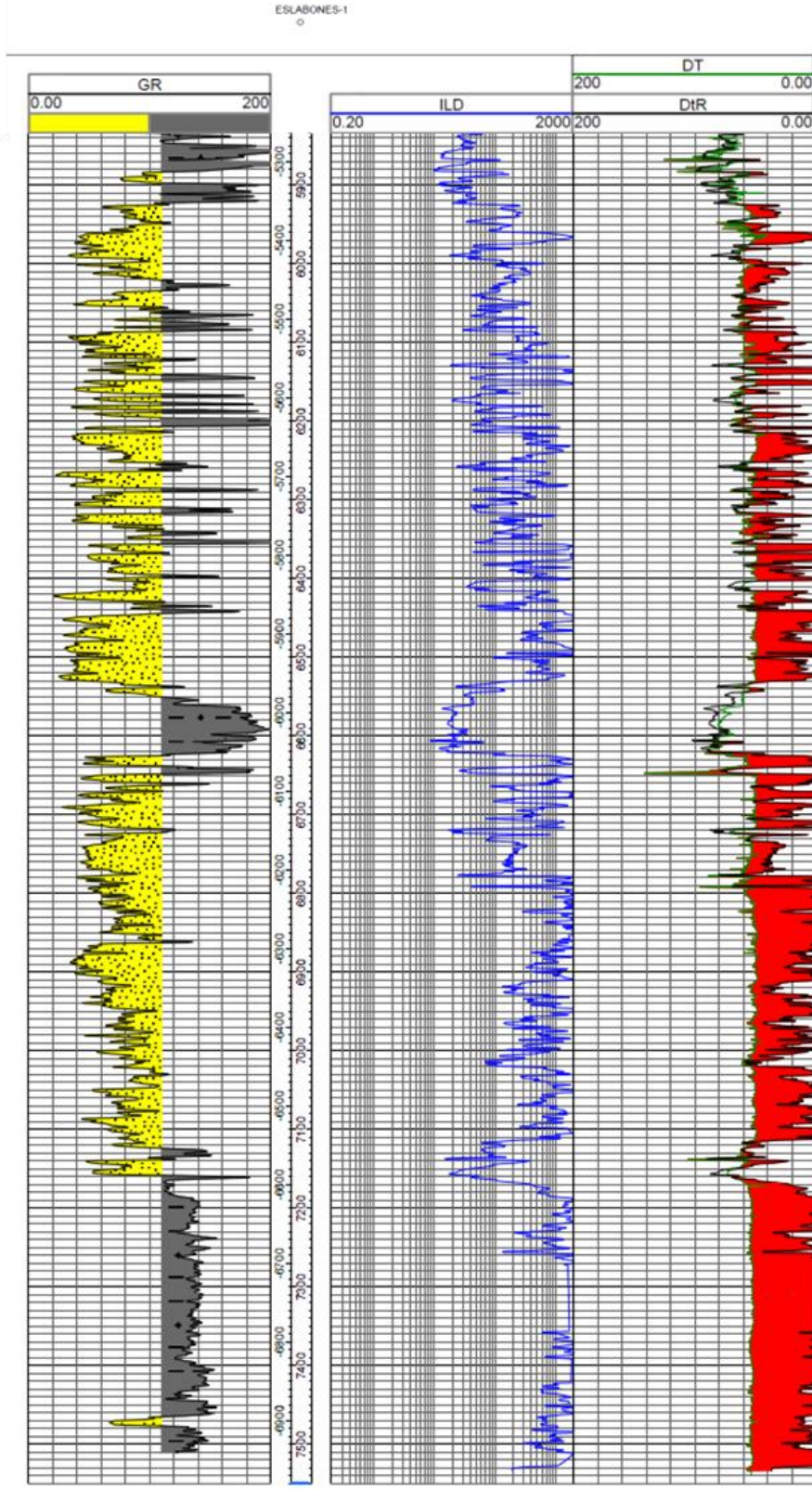


Figura 9-29. Zonas ricas en materia orgánica e hidrocarburos asociados en el Pozo Eslabones-1 de la cuenca del Catatumbo.

9.4.3 Densidad Total de la Roca

Aunque muchos de los pozos revisados y evaluados incluían un registro de densidad (RHOB), las curvas se encontraban en arenas en yacimientos convencionales, no en las zonas de roca generadora. Teniendo en cuenta esto se optó por tomar los datos de densidad de las bases recopiladas (Anexo 9-2).

Por el número de valores de densidad recopilados, al comportamiento de esta variable se le asoció una distribución triangular. Estos parámetros se reportan en la Tabla 9-5.

Parámetro	Valor (kg/m ³)
Mínimo	2,120
Máximo	2,800
Más Probable	2,540

Tabla 9-5. Parámetros Estimados para la densidad total de la roca asumiendo una distribución triangular.

9.4.4 Concentración de gas absorbido

$$G_a = 5.6271 * TOC + 6.2945$$

Ecuación 9-3. Regresión lineal para la concentración de gas absorbido a partir de datos de TOC (%).

La Ecuación 9-3, obtenida con la información de los prospectos de Shale Gas en Canadá (Anexo 9-2.), fue aplicada a los datos de TOC extraídos del Atlas Geoquímico de Colombia para obtener valores de concentración de gas absorbido (Anexo 9-3). Con dichos valores se hallaron distribuciones estadísticas representativas para comportamiento de la variable cuenca por cuenca. La Tabla 9-6 resume las funciones de distribución, los parámetros de estimación y los resultados de las pruebas de bondad para los mejores ajustes encontrados.

Para la cuenca Chocó se tomaron los únicos datos reportados, correspondientes a afloramientos mas no a pozos. En las cuencas de la Guajira, Vaupés Amazonas, Cauca – Patía, Urabá y Amagá, no se reportaban datos de TOC en pozo ni afloramientos, por lo que no se calcularon valores de concentración de gas, y se les debió asociar el mismo comportamiento presentado por esta variable en una cuenca análoga así: a las cuencas Cauca-Patía y Amagá se les asoció la distribución de Tumaco, a Guajira la de Cesar-Ranchería, a Vaupés-Amazonas la de Caguán-Putumayo y a Urabá la distribución de Sinú - San Jacinto.

CUENCA	DISTRIBUCION	PARAMETROS ESTIMADOS						PRUEBA DE BONDAD DE AJUSTE			
		\hat{x}	INTERVALO DE CONFIANZA		\hat{y}	INTERVALO DE CONFIANZA		HIPOTESIS NULA	P	ESTADISTICO	G. L
VMM	Lognormal	2.71	2.67	2.75	0.38	0.35	0.41	Se rechaza	0.04	4.21	1
CAT	Gama	2.12	1.92	2.35	7.18	6.42	8.04	No se rechaza	M.B	0.44	0
CES-RAN	Gama	6.02	4.98	7.28	2.06	1.69	2.50	No se rechaza	M.B	0.27	0
CAG-PUT	Weibull	15.77	15.27	16.29	1.47	1.43	1.51	No se rechaza	M.B	89.08	0
COR	Gama del Logaritmo	66.65	61.30	72.47	0.04	0.03	0.04	Se rechaza	M.B	109.12	3
LLA	Gama	2.74	2.56	2.93	4.76	4.41	5.12	No se rechaza	M.B	6.67	0
VSM	Lognormal	2.73	2.70	2.75	0.49	0.47	0.50	Se rechaza	0.01	9.76	2
SIN-SJA	Gama	4.63	4.01	5.35	2.96	2.54	3.44	No se rechaza	M.B	47.04	0
VIM	Lognormal	2.42	2.40	2.44	0.31	0.30	0.33	No se rechaza	M.B	0.75	0
TUM	Lognormal	2.56	2.48	2.65	0.40	0.35	0.47	No se rechaza	M.B	15.04	0
CHO	Exponencial	40.18	30.94	54.32	N/A	N/A	N/A	No se rechaza	M.B	0.17	2

Tabla 9-6. Distribuciones, parámetros de ajuste y resultados de las pruebas de bondad aplicadas a los datos de concentración de gas absorbido.

Los parámetros estimados \hat{x} y \hat{y} corresponden para la distribución Lognormal a los parámetros media y desviación estándar, para la distribución Gama a los parámetros de forma y escala, y para la distribución Weibull a los parámetros "a" y "b" respectivamente. Para la distribución Exponencial el parámetro estimado

\hat{x} corresponde a la media. Las nomenclaturas CAG-PUT, COR, LLA, VSM, SIN-SJA, VIM, TUM, CHO corresponden a las abreviaciones utilizadas para las cuencas Caguán-Putumayo, Cordillera Oriental, Llanos Orientales, Valle Superior del Magdalena, Sinú - San Jacinto, Valle inferior del Magdalena, Tumaco y Chocó respectivamente. Para la cuenca del Chocó los datos utilizados fueron de afloramientos, pues no se disponían de datos de pozo. La abreviación N/A hace referencia a parámetros que no aplican para el tipo de distribución considerada. La abreviación M.B hacer referencia a probabilidades muy bajas de aceptación o rechazo de la hipótesis nula. Para las cuencas del Valle Medio del Magdalena, Cordillera Oriental y Valle Superior del Magdalena la respuesta de la pruebas de bondad de ajuste sugirió el rechazo de todas las distribuciones probadas, aunque con probabilidades de rechazo muy bajas. Teniendo en cuenta esto, se eligió para dichas cuencas la función de distribución que presentase el menor valor en el estadístico de prueba (Anexo 9-3).

9.4.5 Concentración de gas libre

Los valores de concentración de gas libre, inferidos a partir de los datos de S_1 (Anexo 9-3), fueron analizados con el fin de determinar las funciones de distribución que describían de mejor modo su comportamiento, de la misma forma que se hizo con los valores de concentración de gas absorbido. Igualmente, para las cuencas sin información, se utilizaron las funciones de distribución de cuencas análogas. La Tabla 9-7 presenta los valores de los parámetros de estimación y las pruebas estadísticas efectuados para el mejor ajuste hallado.

CUENCA	DISTRIBUCION	PARAMETROS ESTIMADOS						PRUEBA DE BONDAD DE AJUSTE			
		\hat{x}	INTERVALO DE CONFIANZA		\hat{y}	INTERVALO DE CONFIANZA		HIPOTESIS NULA	P	ESTADISTICO	G.L
VMM	Lognormal	2.49	2.37	2.62	1.21	1.12	1.30	No se rechaza	0.10	2.82	1
CAT	Gama	0.64	0.59	0.71	31.3 3	27.4 8	35.72	No se rechaza	M.B	4.41	0
CES-RAN	Exponencial	20.59	18.03	23.74	N/A	N/A	N/A	Se rechaza	0.04	13.33	0
CAG-PUT	Gama	0.20	135.4	N/R	N/R	N/R	N/R	No se rechaza	0.08	6.87	3
COR	Exponencial	18.72	17.64	19.90	N/A	N/A	N/A	No se rechaza	M.B	0.10	0
LLA	Gama	0.15	140.1	N/R	N/R	N/R	N/R	No se rechaza	0.06	7.57	3
VSM	Exponencial	46.62	44.73	48.63	N/A	N/A	N/A	Se rechaza	0.01	7.51	1
SIN-SJA	Exponencial	13.56	12.23	15.12	N/A	N/A	N/A	No se rechaza	M.B	1.20	0
VIM	Lognormal	1.24	1.16	1.32	1.15	1.10	1.21	Se rechaza	M.B	17.22	2
TUM	Weibull	3.95	2.33	6.71	0.41	0.36	0.47	No se rechaza	M.B	0.16	0
CHO	Weibull	32.41	20.82	50.43	0.68	0.55	0.84	No se rechaza	M.B	0.65	0

Tabla 9-7. Distribuciones, parámetros de ajuste y resultados de las pruebas de bondad aplicadas a los datos de concentración de gas libre.

La abreviación N/R hace referencia a parámetros que, por salir del rango del algoritmo de cálculo, no fueron reportados durante la estimación estadística.

9.4.6 Net to Gross de las Bases de Datos Internacionales

La función de distribución Valor Extremo fue la de mejor ajuste a los datos de *Net to Gross* calculados de las fuentes internacionales (Anexo 9-2). La Tabla 9-8 muestra los resultados de este ajuste.

PARAMETROS ESTIMADOS						PRUEBA DE BONDAD DE AJUSTE			
\hat{x}	INTERVALO DE CONFIANZA		\hat{y}	INTERVALO DE CONFIANZA		HIPOTESIS NULA	P	ESTADISTICO	G.L
-0.3	-0.52	-0.09	0.3	0.22	0.42	No se rechaza	0.27	3.94	3

Tabla 9-8. Parámetros de ajuste y resultados de la prueba de bondad aplicada a los datos de NTG del Anexo 9-2.

Los parámetros estimados \hat{x} y \hat{y} corresponden para la distribución Valor Extremo a los parámetros de ubicación y escala.

9.4.7 Potencial de Shale

A continuación se presenta el resultado de la simulación Montecarlo efectuada para el cálculo del potencial de *Shale*, con las variables definidas en la Ecuación 8-1, y sus distribuciones asociadas. El porcentaje de los recursos evaluados que podría encontrarse dentro de las áreas de conservación ambiental, reservas forestales y parques naturales fue sustraído, y en las tablas 9-9 y 9-10 se presentan los resultados finales.

Cuenca	P ₁₀	P ₁₀	P ₅₀	P ₅₀	P ₉₀	P ₉₀
	(Tcf)	(10 ³ MMBOE)	(Tcf)	(10 ³ MMBOE)	(Tcf)	(10 ³ MMBOE)
Amagá	1.37	0.24	0.41	0.07	0.06	0.01
Caguán-Putumayo	2,687.60	463.38	127.56	21.99	13.81	2.38
Catatumbo	185.43	31.97	38.98	6.72	4.89	0.84
Cauca-Paíá	28.57	4.93	8.55	1.47	1.34	0.23
Cesar-Ranchería	107.13	18.47	28.46	4.91	4.18	0.72
Chocó	22.73	3.92	6.89	1.19	1.08	0.19
Cordillera Oriental	729.26	125.73	206.65	35.63	31.61	5.45
Guajira	132.77	22.89	35.34	6.09	5.22	0.90
Llanos Orientales	6,619.59	1,141.31	1,042.44	179.73	125.40	21.62
Sinú - San Jacinto	441.33	76.09	113.24	19.52	16.37	2.82
Tumaco	56.72	9.78	16.97	2.93	2.66	0.46
Urabá	91.22	15.73	23.37	4.03	3.36	0.58
Valle Inferior del Magdalena	121.31	20.92	35.05	6.04	5.39	0.93
Valle Medio del Magdalena	148.80	25.65	43.50	7.50	6.71	1.16
Valle Superior del Magdalena	45.38	7.82	13.47	2.32	2.09	0.36
Vaupés-Amazonas	3,228.09	556.57	154.55	26.65	16.61	12.86
TOTAL	14,647.29	2,525.39	1,895.44	326.80	240.78	41.51

Tabla 9-9. Potencial de hidrocarburos en Shale en el Escenario 1 previa sustracción de los recursos posiblemente presentes en áreas de conservación ambiental.

Cuenca	P ₁₀	P ₁₀	P ₅₀	P ₅₀	P ₉₀	P ₉₀
	(Tcf)	(10 ³ MMBOE)	(Tcf)	(10 ³ MMBOE)	(Tcf)	(10 ³ MMBOE)
Amagá	1.98	0.34	0.68	0.12	0.11	0.02
Caguán-Putumayo	4,177.70	720.29	200.22	34.52	23.71	4.09
Catatumbo	272.43	46.97	63.51	10.95	8.30	1.43
Cauca-Paíá	41.27	7.12	14.22	2.45	2.28	0.39
Cesar-Ranchería	155.19	26.76	47.04	8.11	7.18	1.24
Chocó	32.82	5.66	11.44	1.97	1.85	0.32
Cordillera Oriental	1,046.89	180.50	340.56	58.72	53.81	9.28
Guajira	191.78	33.07	58.18	10.03	8.89	1.53
Llanos Orientales	9,736.40	1,678.69	1,703.01	293.62	215.61	37.17
Sinú - San Jacinto	643.41	110.93	186.87	32.22	27.67	4.77
Tumaco	81.95	14.13	28.16	4.86	4.52	0.78
Urabá	132.29	122.81	38.52	6.64	5.76	0.99
Valle Inferior del Magdalena	173.81	29.97	57.83	9.97	9.23	1.59
Valle Medio del Magdalena	213.78	36.86	71.85	12.39	11.48	1.98
Valle Superior del Magdalena	65.50	11.29	22.35	3.85	3.59	0.62
Vaupés-Amazonas	5,075.44	875.08	240.21	41.42	28.29	4.88
TOTAL	22,042.67	3,800.46	3,084.66	531.84	412.29	71.08

Tabla 9-10. Potencial de hidrocarburos en Shale en el Escenario 2 previa sustracción de los recursos posiblemente presentes en áreas de conservación ambiental.

9.4.8 Potencial de Shale Oil y Shale Gas

La escasa información sobre las características geológicas, geoquímicas, geométricas y del recurso hidrocarburo disponible en los cinturones de Shale impide establecer una relación confiable Shale Oil/Shale Gas. Adicionalmente, el grado de madurez termal en un cinturón de Shale no es homogéneo y por ello dicha relación puede ser un tanto subjetiva. A pesar de ellos, en este trabajo han sido acogidos los datos disponibles en el Review of Emerging Resources: U.S. Shale Gas and Shale Oil Play” (U.S. Department of Energy, 2011) para consolidar un promedio de dicha relación en cuencas que presentan ventanas de aceite y gas. La Tabla 8-11 permite apreciar los recursos en gas y crudo en tres cuencas de los Estados Unidos y un rango en la relación Shale Oil/ [Hidrocarburo

Total] entre 0.11 y 0.48. Aunque los pocos datos observados no podrían entenderse como representativos, es evidente que dan una idea sobre el orden de magnitud que podría gobernar el problema. Asumiendo un valor de 0.3, y una condición de riesgo geológico favorable del 20%, sugerido en el *World Shale Gas Resources: An Initial Assessment of 14 Regions Outside the United States* (U.S. Department of Energy, 2011), los recursos de *Shale Oil* para los escenarios analizados alcanzan las cifras presentadas en las tablas 9-12 y 9-13. De manera similar, los recursos de *Shale Gas* netos se encuentran expuestos en las tablas 9-14 y 9-15.

Play	Gas		Crudo	Fracción
	Tcf	MMBOE	MMbbl	Oil/(Oil+Gas)
Barnett	75.5	13 017.2	1 580.0	0.11
Rocky Mountain Region	43.0	7 413.8	3 590.0	0.33
Eagle Ford	20.8	3 587.9	3 350.0	0.48

Tabla 9-11. Relación Oil/[Hidrocarburos] para tres cinturones de shale en los Estados Unidos. Tomado de U.S. Department of Energy (2011)

Los gráficos 9-31 a 9-34 presentan la comparación para los recursos de *Shale* entre cuencas extraída de la Tabla 9-9, y el potencial total de Colombia en un marco internacional (Figura 9-35), tomado de la Tabla 9-1, respectivamente.

Cuenca	P ₁₀	P ₅₀	P ₉₀
		(Tcf)	
Amagá	0.2	0.1	0.0
Caguán-Putumayo	376.3	17.9	1.9
Catatumbo	26.0	5.5	0.7
Cauca-Paíña	4.0	1.2	0.2
Cesar-Ranchería	15.0	4.0	0.6
Chocó	3.2	1.0	0.2
Cordillera Oriental	102.1	28.9	4.4
Guajira	18.6	4.9	0.7
Llanos Orientales	926.7	145.9	17.6
Sinú - San Jacinto	61.8	15.9	2.3
Tumaco	7.9	2.4	0.4
Urabá	12.8	3.3	0.5
Valle Inferior del Magdalena	17.0	4.9	0.8
Valle Medio del Magdalena	20.8	6.1	0.9
Valle Superior del Magdalena	6.4	1.9	0.3
Vaupés-Amazonas	451.9	21.6	2.3
TOTAL	2 050.6	265.4	33.7

Tabla 9-12. Fracción de Gas presente en los Shale de varias cuencas de Colombia. Escenario 1.

Cuenca	P ₁₀	P ₅₀	P ₉₀
		MMbbl	
Amagá	14.4	4.2	0.6
Caguán-Putumayo	27 802.8	1 319.4	142.8
Catatumbo	1 918.2	403.2	50.4
Cauca-Patía	295.8	88.2	13.8
Cesar-Ranchería	1 108.2	294.6	43.2
Chocó	235.2	71.4	11.4
Cordillera Oriental	7 543.8	2 137.8	327.0
Guajira	1 373.4	365.4	54.0
Llanos Orientales	68 478.6	10 783.8	1 297.2
Sinú - San Jacinto	4 565.4	1 171.2	169.2
Tumaco	586.8	175.8	27.6
Urabá	943.8	241.8	34.8
Valle Inferior del Magdalena	1 255.2	362.4	55.8
Valle Medio del Magdalena	1 539.0	450.0	69.6
Valle Superior del Magdalena	469.2	139.2	21.6
Vaupés-Amazonas	33 394.2	1 599.0	771.6
TOTAL	151 524.0	19 607.4	3 090.6

Tabla 9-13. Fracción de Crudo presente en los Shale de varias cuencas de Colombia. Escenario 1.

Cuenca	P ₁₀	P ₅₀	P ₉₀
		Tcf	
Amagá	0.3	0.1	0.0
Caguán-Putumayo	584.9	28.0	3.3
Catatumbo	38.1	8.9	1.2
Cauca-Patía	5.8	2.0	0.3
Cesar-Ranchería	21.7	6.6	1.0
Chocó	4.6	1.6	0.3
Cordillera Oriental	146.6	47.7	7.5
Guajira	26.8	8.1	1.2
Llanos Orientales	1 363.1	238.4	30.2
Sinú - San Jacinto	90.1	26.2	3.9
Tumaco	11.5	3.9	0.6
Urabá	18.5	5.4	0.8
Valle Inferior del Magdalena	24.3	8.1	1.3
Valle Medio del Magdalena	29.9	10.1	1.6
Valle Superior del Magdalena	9.2	3.1	0.5
Vaupés-Amazonas	710.6	33.6	4.0
TOTAL	3 086.0	431.9	57.7

Tabla 9-14. Fracción de Gas presente en los Shale de varias cuencas de Colombia. Escenario 2.

Cuenca	P ₁₀	P ₅₀	P ₉₀
	MMBOE		
Amagá	20.4	7.2	1.2
Caguán-Putumayo	43 217.4	2 071.2	245.4
Catatumbo	2 818.2	657.0	85.8
Cauca-Patía	427.2	147.0	23.4
Cesar-Ranchería	1 605.6	486.6	74.4
Chocó	339.6	118.2	19.2
Cordillera Oriental	10 830.0	3 523.2	556.8
Guajira	1 984.2	601.8	91.8
Llanos Orientales	100 721.4	17 617.2	2 230.2
Sinú - San Jacinto	6 655.8	1 933.2	286.2
Tumaco	847.8	291.6	46.8
Urabá	7 368.6	398.4	59.4
Valle Inferior del Magdalena	1 798.2	598.2	95.4
Valle Medio del Magdalena	2 211.6	743.4	118.8
Valle Superior del Magdalena	677.4	231.0	37.2
Vaupés-Amazonas	52 504.8	2 485.2	292.8
TOTAL	234 028.2	31 910.4	4 264.8

Tabla 9-15. Fracción de Crudo presente en los Shale de varias cuencas de Colombia. Escenario 2.

9.4.9 Análisis de Sensibilidad

En general, para todas las cuencas, en los dos escenarios evaluados, la variable que más influencia tuvo en el proceso de estimación fue el NTG, seguida casi siempre de G_a . La Figura 30 muestra los resultados de uno de los análisis de sensibilidad.

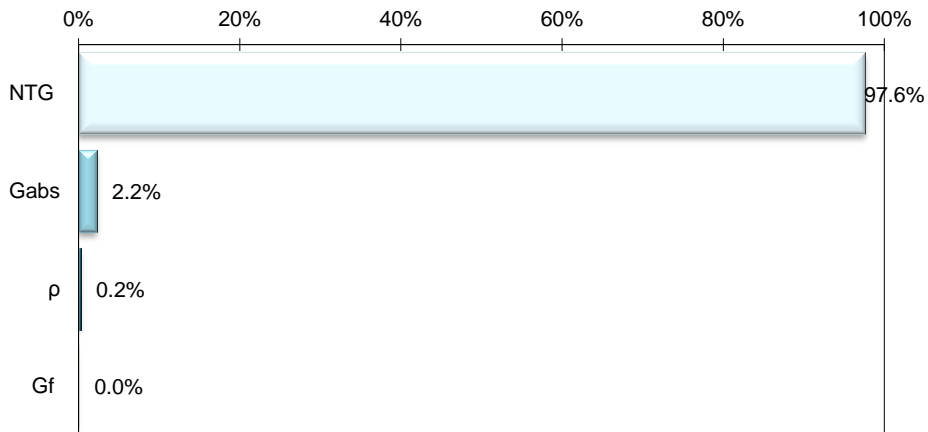


Figura 9-30. Sensibilidad promedio para todas las cuencas en las que se estimó de potencial de hidrocarburos en Shale.



Figura 9-31. Mapa del potencial de Shale Gas en el Escenario 1.

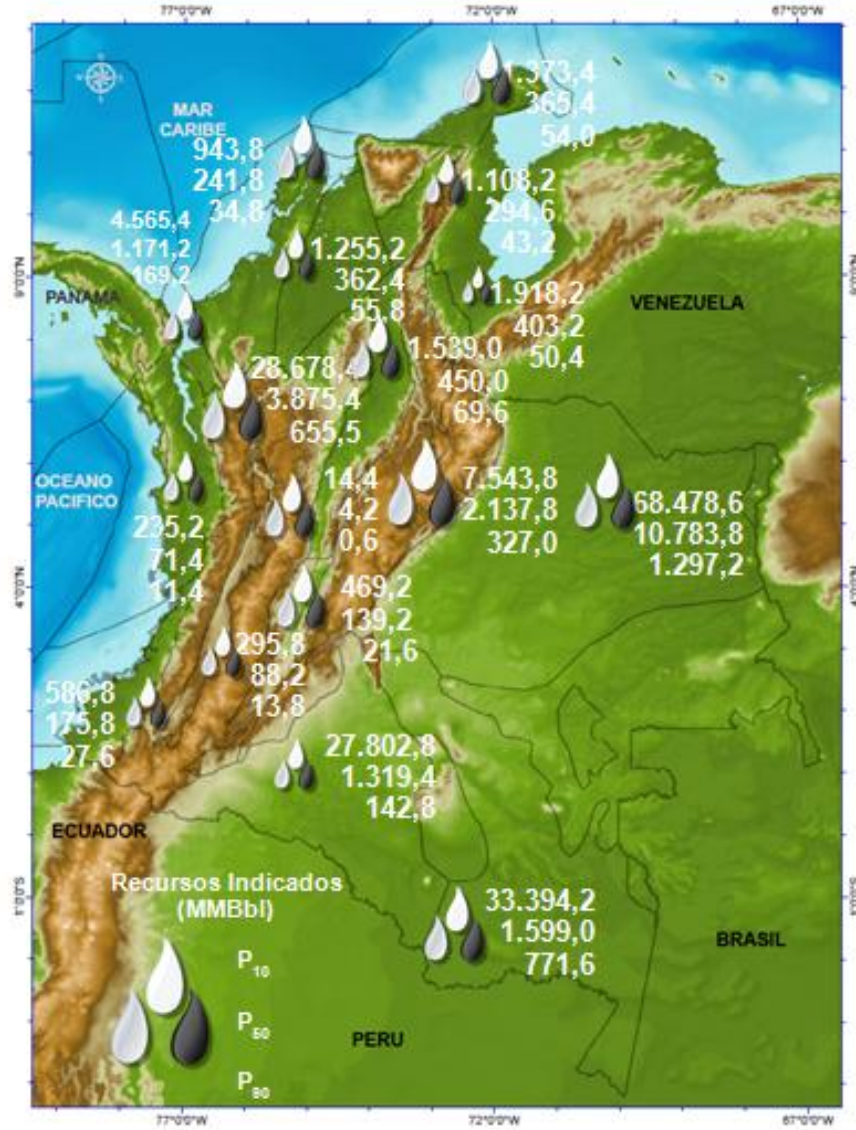


Figura 9-32. Mapa del potencial de Shale Oil en el Escenario 1.

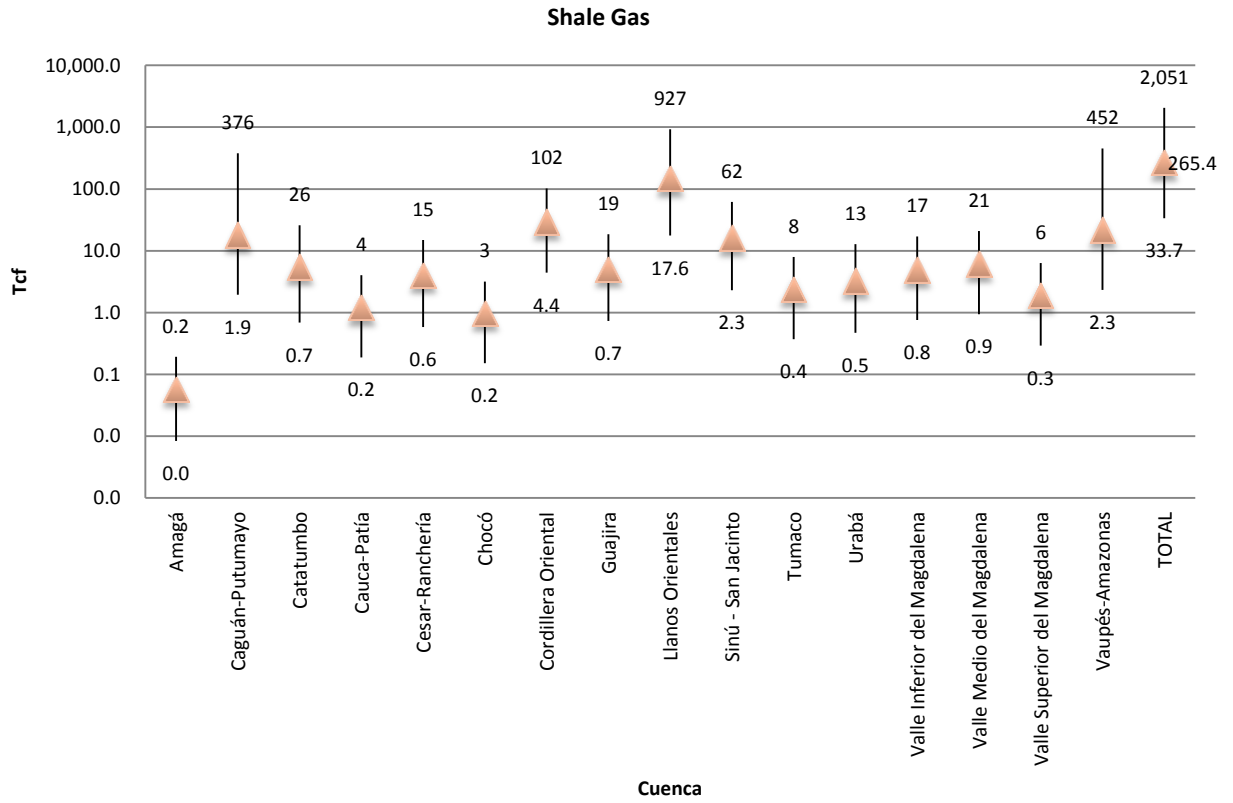


Figura 9-33. Potencial de Shale Gas en el Escenario 1.

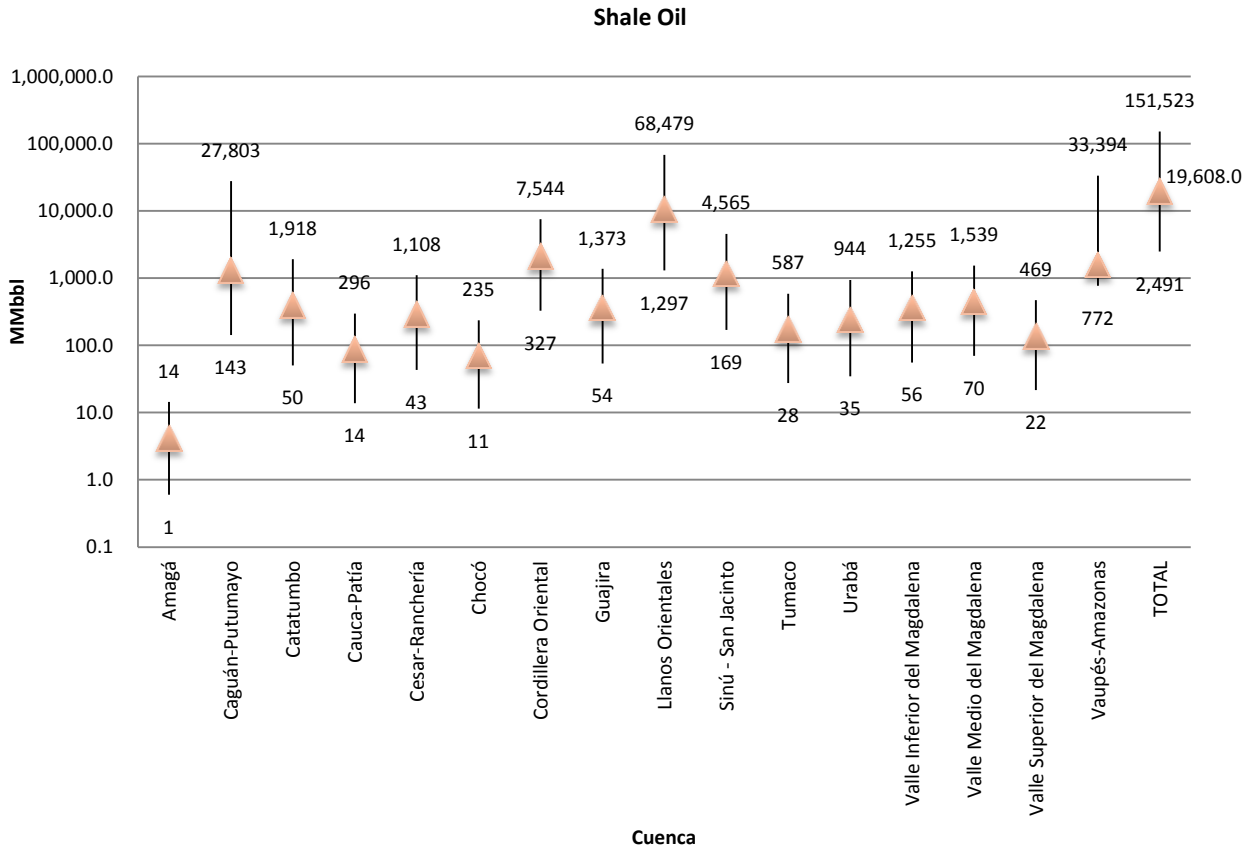


Figura 9-34. Potencial de *Shale Oil* en el Escenario 1.

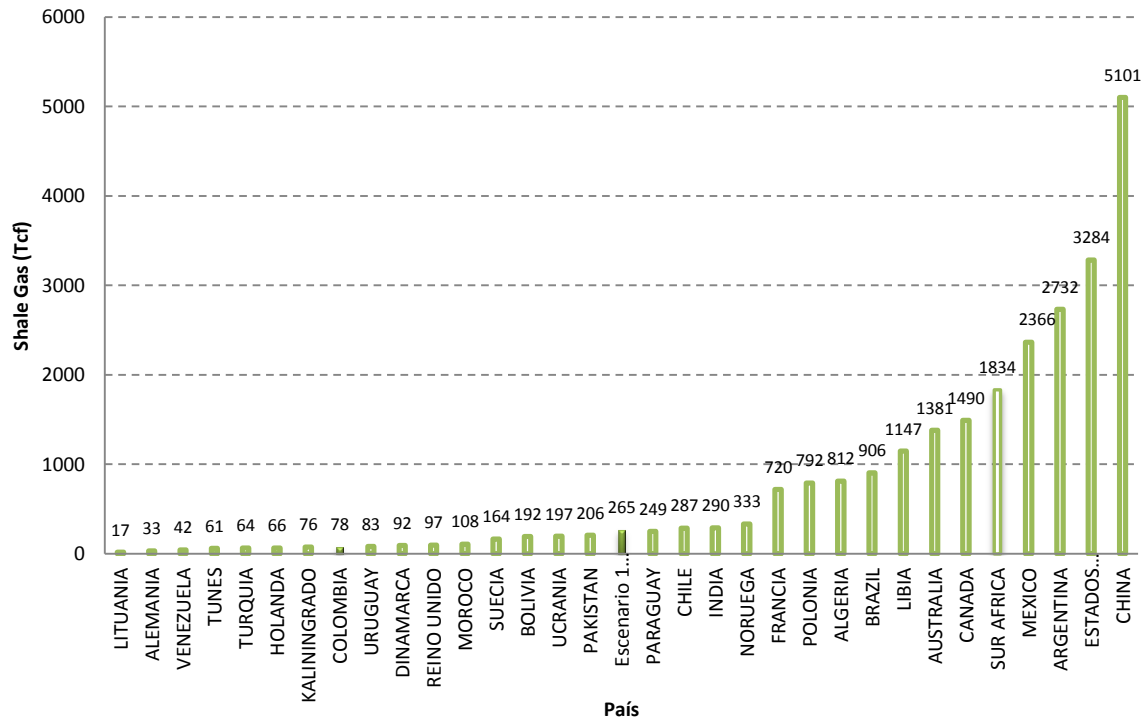


Figura 9-35. Recursos de *Shale Gas* en Colombia comparados con los reportados para otros países

9.5 CONCLUSIONES

- Los potenciales estimados son controlados por el área de la cuenca, mostrando como más prospectivas las cuencas con mayores áreas.
- La cuenca con mayor prospectividad en el P₉₀, en cuanto a la presencia de hidrocarburos en *Shale* se refiere, es Llanos Orientales, seguida de Cordillera Oriental y Vaupés Amazonas.
- En el P₅₀ el orden para las tres cuencas con más recursos estimados se mantiene.
- Los recursos estimados de *Shale Gas* en el P₉₀ para las cuencas Valle Medio del Magdalena y Cesar-Ranchería son menores a los valores estimados por D. Little (2008). Para Cordillera Oriental los recursos son mayores.
- La prospectividad de las Cuencas Valle inferior del Magdalena, Caguán Putumayo y Sinú San Jacinto es alta, aunque el control de sus áreas sobre los resultados estimados debe revisarse. Para el caso de las cuencas Llanos y Caguán-Putumayo, los shale de edad Paleozoica podrían impactar positivamente su potencial hidrocarburífero.

9.6 BIBLIOGRAFÍA

Agencia Nacional de Hidrocarburos. (2007). Colombian Sedimentary Basins: Nomenclature, Boundaries and Petroleum Geology, a New Proposal. Bogota: B & M Exploration Ltda.

Agencia Nacional de Hidrocarburos. (2010). Atlas Geoquímico de Colombia. (U. N. Colombia, Ed.) Bogota.

Arthur, M. A., Schlanger, S. O., & Jenkyns, H. C. (1987). The Cenomanian–Turonian Oceanic Anoxic Event, II. Palaeoceanographic Controls on Organic-Matter Production and Preservation. London Geological Society Special Publications, 26, 401-420.

Beaton, A. P., Pawlowicz, J. G., Anderson, S. D., & Rokosh, C. D. (2009). Rock Eval, Total Organic Carbon, Adsorption Isotherms and Organic Petrography of the Banff and Exshaw Formations: Shale Data Release. Alberta Geological Survey. Alberta: Energy Resources Conservation Board.

Beaton, A. P., Pawlowicz, J. G., Anderson, S. D., & Rokosh, C. D. (2009). Rock Eval, Total Organic Carbon, Adsorption Isotherms and Organic Petrography of the Colorado Group: Shale Data Release. Alberta Geological Survey. Alberta: Energy Resources Conservation Board.

Beaton, A. P., Pawlowicz, J. G., Anderson, S. D., & Rokosh, C. D. (2010). Rock Eval, Total Organic Carbon, Adsorption Isotherms and Organic Petrography of the Duvernay and Muskwa Formations in Alberta: Shale Data Release. Alberta Geological Survey. Alberta: Energy Resources Conservation Board.

Beaton, A. P., Pawlowicz, J. G., Anderson, S. D., & Rokosh, C. D. (2010). Rock Eval, Total Organic Carbon, Adsorption Isotherms and Organic Petrography of the Montney Formation in Alberta: Shale Data Release. Alberta Geological Survey. Alberta: Energy Resources Conservation Board.

Boyer, C., Kieschnick, J., Suarez, R., Lewis, R. E., & Waters, G. (2006). Producing Gas from Its Source. Oilfield Review, Otoño, 36-49.

D. Little, A. (2008). Evaluation of Potential of Unconventional Energy Resources in Colombia. Agencia Nacional de Hidrocarburos. Houston: Arthur D. Little Inc.

Erbacher, J., Hubert, B. T., Norris, R. D., & Markey, M. (2001). Intensified Thermohaline Stratification as a Possible Cause for an Ocean Anoxic Event in the Cretaceous Period. Nature, 409, 325-327.

Loucks, R. G., Reed, R. M., Ruppel, S. C., & Jarvie, D. M. (Junio de 2009). Morphology, Genesis, and Distribution of Nanometer-Scale Pores in Siliceous Mudstones of the Mississippian Barnett Shale. Journal of Sedimentary Research, 79, 848-861.

Meyer, B. L., & Nederlof, M. H. (Febrero de 1984). Identification of Source Rocks on Wireline Logs by Density / Resistivity and Sonic Transit Time / Resistivity Crossplots. The American Association of Petroleum Geologist Bulletin, 68(2), 121-129.

Mojica, J., Arévalos, O. J., & Castillo, H. (Diciembre de 2009). Agencia Nacional de Hidrocarburos. Recuperado el Junio de 2011, de Información Geológica y Geofísica - Presentaciones y Poster Técnicos: www.anh.gov.co

Passey, Q. R., Creaney, S., Kulla, J. B., Moretti, F. J., & Stroud, J. D. (Diciembre de 1990). A Practical Model for Organic Richness from Porosity and Resistivity Logs. The American Association of Petroleum Geologist Bulletin, 74(12), 1777-1794.

Rios, A. (2010). Gas no convencional: Hacia un nuevo paradigma. (Americas Business News, Ed.) Energy Intelligence Series, 1-19.

Ryan, W. B., & Cita, M. B. (1977). Ignorance Concerning Episodes of Ocean Wide Stagnation. *Marine Geology*, 23, 197-215.

Schmoker, J. W. (2005). U.S. Geological Survey Assessment Concepts for Continuous Petroleum Accumulations. En U.S. Geological Survey, Petroleum Systems and Geologic Assessment of Oil and Gas in the Southwestern Wyoming Province, Wyoming, Colorado, and Utah. Denver: U.S. Department of the Interior.

Thiede, J., & Van Andel, T. H. (1977). The Paleoenvironment of Anaerobic Sediments in the Late Mesozoic South Atlantic. *Earth and Planetary Science Letters*, 33, 301-309.

U.S. Department of Energy. (2009). Modern Shale Gas Development in the United States: A Premier. Oklahoma City: Ground Water Protection Council.

U.S. Department of Energy. (2011). World Shale Gas Resources: An Initial Assessment of 14 Regions Outside de United States. Washington: Advanced Resources International.

Utah Geological Survey. (2005). Shale Gas Reservoirs of Utah: Survey of an Unexploited Potential Energy Resource. Utah Geological Survey. Salt Lake city: GeoX Consulting Inc.

West, J. (1996). *International Petroleum Encyclopedia*. Tulsa: Pennwell Publishing Co.

Zhao, H., Givens, N. B., & Curtis, B. (Abril de 2007). Thermal Maturity of the Barnett Shale Determined form Well-Log Analysis. *The American Association of Petroleum Geologist Bulletin*, 91(4), 535-549.

9.7 ANEXOS

9.7.1 Anexo 9-1

- Folder Digital “*Shale Gas*”. En el centro documental de la ANH

9.7.2 Anexo 9-2

- Documento Digital “Base de Datos Internacional Shale Gas.xlsx”. En el centro documental de la ANH

9.7.3 Anexo 9-3

- Documento Digital “Base de Datos Shale Gas Colombia.xlsx”. En el centro documental de la ANH

10 GAS EN ARENAS APRETADAS

10.1 GENERALIDADES

Gas en rocas apretadas ("Tight gas") es el término usado comúnmente para referirse a yacimientos de bajas permeabilidades que producen principalmente gas natural seco. Como bajas permeabilidades se consideran las menores a 0.1 mD (Holditch 2006). La Figura 10-1 presenta un corte para una área apretada.

Este tipo de gas se puede presentar en cinturones apretados de arenas o carbonatos que puede o no contener fracturas naturales. Muchos reservorios "extra apretados" pueden tener permeabilidades in-situ menores a 0.001 mD, por lo que en general el gas fluye por estas rocas a tasas bajas y son necesarios métodos especiales para su producción (Naik, 2003).

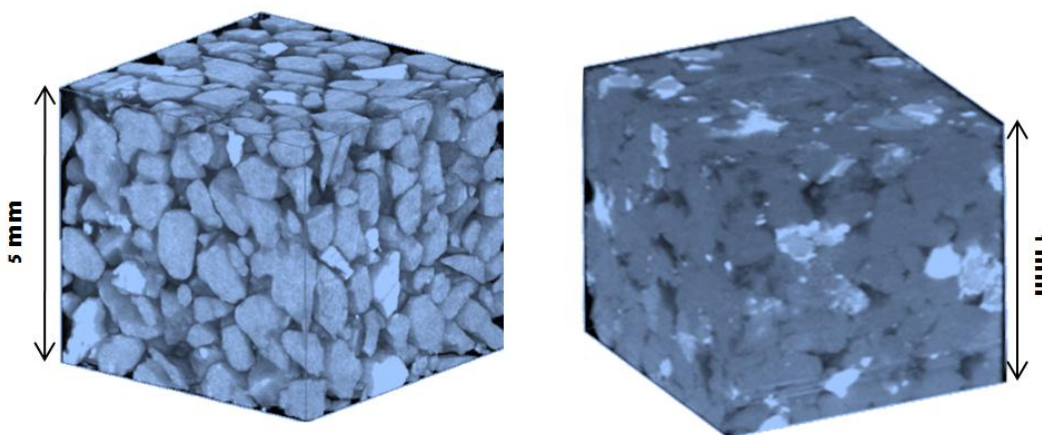


Figura 10-1. Comparación entre una arena convencional y una apretada.

A la izquierda una arena de alta porosidad (39 %) y permeabilidad, a la derecha una arena apretada. Los poros se presentan en azul oscuro mientras que los azules más claros son cuarzo y minerales pesados.

Modificado de (INGRAIN Digital Rock Physics Lab s.f.).

10.1.1 Origen y formación

La porosidad efectiva, la viscosidad, la saturación de fluido, y la presión capilar son algunos de los parámetros que afectan a permeabilidad efectiva de un yacimiento (Naik, 2003). Estos son controlados por los ambientes de depositación y procesos posteriores a los cuales es sometido el yacimiento. Aunque los depósitos conformados por arenas de grano fino y limolitas saturadas con gas pueden convertirse más fácilmente en yacimientos apretados, la compactación post-depositacional y cementación puede reducir la permeabilidad en sedimentos de granos gruesos conduciendo también a la formación de rocas apretadas.

Otro factor importante en la permeabilidad es la arquitectura del reservorio. Distintos ambientes de depósito conducen a diversas arquitecturas, las cuales pueden resultar en propiedades de los reservorios completamente diferentes. Así, la permeabilidad dentro de capas individuales de

sedimentos puede ser mucho más baja que la permeabilidad total del yacimiento determinada en pozo (Muntendam-Bos *et al.*, 2009).

Los ambientes de depósito más asociados a la formación de yacimientos apretados son: cuencas profundas, frentes de deltas y diques de riberas en llanuras de inundación o sistemas fluviales (Muntendam-Bos *et al.*, 2009).

10.1.2 Exploración y Producción de los Yacimientos de Gas en Rocas Apretadas

Para una correcta evaluación y desarrollo de *plays* de gas apretados se deben recopilar considerables datos de núcleos, registros geofísicos, registros de perforación, y pruebas de pozo. A menudo, es más la información necesaria para evaluar un yacimiento de gas en arenas apretadas que la necesaria para evaluar uno de gas convencional (Holditch, 2006).

Las fracturas naturales tienen un rol determinante en la permeabilidad de las rocas apretadas. El fracturamiento hidráulico puede producir nuevas fracturas en el yacimiento o abrir las naturales existentes. Por ello, es necesario conocer las propiedades de éstas y el régimen de esfuerzos de la formación para la planeación de los pozos y el fracturamiento hidráulico enfocado a optimizar la producción. Con respecto a esto, es importante resaltar que los yacimientos apretados, a diferencias de los de gas convencional, muestran a menudo una respuesta muy pobre al fracturamiento hidráulico, resultando en bajas tasas de producción y alto riesgo económico. La Figura 10-2 presenta un esquema con las permeabilidades y porosidades asociadas a las rocas apretadas.

Los yacimientos de gas apretados requieren de técnicas avanzadas para reducir la distancia de migración de los fluidos de la formación al pozo. Las tecnologías más modernas para la producción de estos son la perforación direccional y de multilaterales, así como perforación bajo-balance y tecnologías de estimulación y cementación mejoradas (Naik, 2003).

Para lograr una efectiva caracterización de los yacimientos de gas en arenas apretadas se requieren datos de diferentes fuentes; sísmica (multicomponente, sísmica 3D), registros especializados, diseños aplicados de cementación y estimulación, perforación, datos convencionales del subsuelo, datos de ingeniería de yacimientos, todos estos enfocados a definir las combinación de litológicas y geometrías de fallas y fracturas asociadas al mismo.

10.1.3 Distribución del Gas en Arenas Apretadas a Nivel Mundial

El desarrollo de yacimientos en rocas apretadas se ha perfeccionado en los Estados Unidos por más de 40 años (Holditch, 2006). En ese tiempo, diversas tecnologías han sido aplicadas para mejorar las tasas de éxito económico. Muchas de éstas se han difundido por el mundo y actualmente se usan tanto en arenas apretadas como en convencionales. Es por esto que se espera en un futuro que los niveles de actividad en la exploración de este gas no convencional aumenten en Latinoamérica, Rusia, El medio Oriente, Asia, y otras áreas mayores de producción de gas

Los recursos de gas en arenas apretadas están distribuidos por todo el mundo, aunque las mayores acumulaciones se encuentran en Norte América, Rusia y China, sin embargo, muchos yacimientos permanecen inexplorado fuera de los EEUU (TOTAL, 2007).

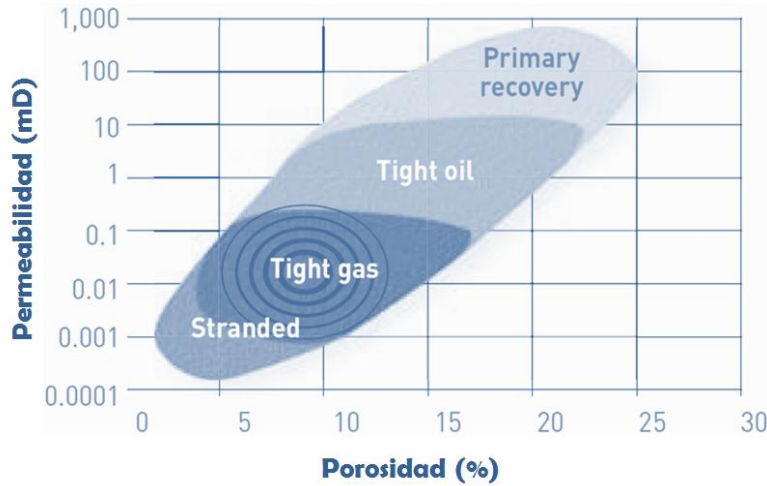


Figura 10-2. Rangos de porosidad y permeabilidad para los yacimientos de gas en arenas apretadas. Modificado de TOTAL (2007)

El poco desarrollo de los yacimientos de gas en arenas apretadas se debe a que el conocimiento de la geología y la información son escasos, además las políticas para gas natural y condiciones del mercado no han sido favorables para su desarrollo en varios países. Rogner (1996) estimó un recurso para gas en arenas apretadas a nivel mundial de 7,400 Tcf (Tabla 10-1).

Región	Volumen de gas en arenas apretadas (Tcf)
America del Norte	1,371
America Latina	1,293
Europa Occidental	353
Europe Central y Oriental	78
Union Sovietica	901
Norte de Africa y Medio Oriente	823
Sub-Saharan Africa	784
Planicie centralizada Asia y China	353
Pacifico (Organizacion para Cooperacion Economica y desarrollo)	705
Pacifico Asia	549
Sur de Asia	196
Total del mundo	7,406

Tabla 10-1. Estimación de gas en arenas apretadas en el mundo. Tomado de Rogner (1996)

10.2 DATOS E HIPOTESIS

10.2.1 Datos Internacionales

Para la estimación del potencial de gas en arenas apretadas se consultaron bases de datos para estos yacimientos en EEUU, y se consultaron diversas estimaciones para este recurso en el mundo.

10.2.2 Datos Nacionales

Se utilizaron registros de pozos de las cuencas continentales en Colombia suministrados por la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH). En total se contó con información de 435 pozos, estos se

encuentran ubicados en las cuencas Guajira, Sinú - San Jacinto, Urabá, Cesar-Ranchería, Catatumbo, Valle Inferior, Medio y Superior de Magdalena, Cordillera Oriental, Llanos Orientales y Caguán-Putumayo (Figura 10-3). También se contó con datos provenientes de los informes de las ANH.

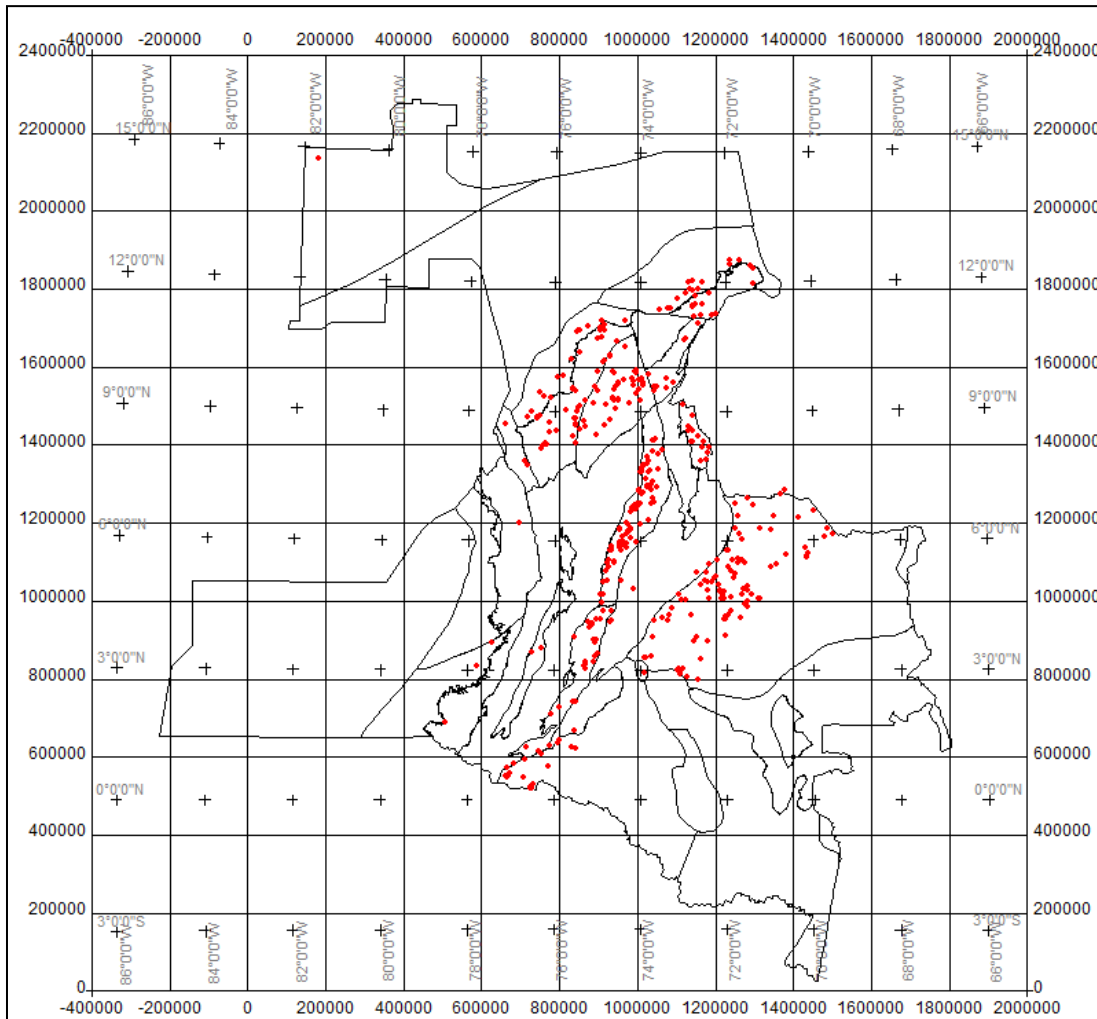


Figura 10-3. Mapa de localización de los pozos con información de registros. 435 pozos (puntos rojos) en total para los cuales se cargaron registros.

10.2.3 Hipótesis

El volumen de gas en arenas apretadas para las cuencas continentales de Colombia fue estimado bajo las siguientes hipótesis:

10.2.3.1 Hipótesis 1

Dependiendo de la génesis de la cuenca, existe una relación aproximadamente constante entre el área total de los plays que contienen gas en arenas apretadas y el área total de la cuenca. Esta relación se puede expresar como:

$$\% \text{ Area Cuenca}_{\text{Potencial_Tight_gas}} = 100 \times \frac{\text{Area}_{\text{plays_Tight_gas}}}{\text{Area}_{\text{Total_cuenca}}}$$

10.2.3.2 Hipótesis 2

Las zonas con gas en arenas apretadas pueden ser discriminadas mediante los registros de gamma ray, porosidad neutrónica, densidad y permeabilidad, Estas zonas cumplen con las siguientes condiciones:

- Gamma Ray < Valor del corte de arena
- Permeabilidad < 0.1 mD.
- Porosidad Neutrónica < Porosidad por Densidad

10.2.3.3 Hipótesis 3

Existe una relación entre el potencial de gas y el área de una cuenca para los reservorios de gas en arenas apretadas (Figura 10-4). Esta relación permite estimar el potencial de gas en arenas apretadas en las cuencas que no cuentan con información de pozos.

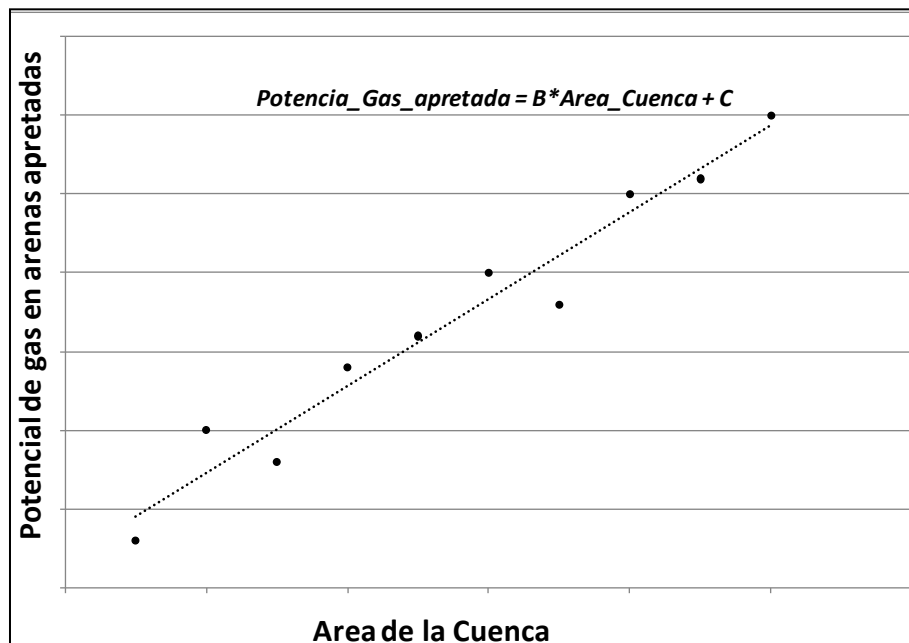


Figura 10-4. El gráfico muestra la relación que existe entre el potencial de gas y el área de una cuenca para el caso de reservorios de gas en arenas apretadas

10.2.3.4 Hipótesis 4

El volumen de gas en arenas apretadas para las cuencas continentales colombianas puede ser estimado bajo los siguientes escenarios:

Escenario 1

Los valores obtenidos de espesor, porosidad efectiva y saturación de agua pueden ser agrupados para cuencas con características similares. Considerando en cada grupo todas las formaciones con presencia de gas en arenas apretadas encontradas, se pueden estimar funciones distribuciones para cada una de las variables que permiten valorar el recurso.

Escenario 2

Solo las rocas apretadas saturadas con gas de espesor mayor a 23 pies pueden presentar viabilidad técnica para la explotación del recurso, y solo estas se deben tener en cuenta para la estimación de su potencial.

10.3 METODOLOGIA

Para calcular el volumen de gas en arenas apretadas en las cuencas continentales de Colombia se utilizó la siguiente ecuación:

$$G = 0.035315 * A * h * \varphi * (1 - S_w) * E_g$$

Ecuación 9-1. Estimación del recurso de gas en arenas apretadas in-situ.

G: Gas In Situ (Tcf).

A: Área de ocurrencia del gas en arenas apretadas (km²).

h: Espesor de las zonas que contienen gas en arenas apretadas (km).

φ : Densidad total de la Roca (v/v).

S_w : Saturación de agua (v/v).

E_g : Factor de expansión del gas. Igual a $\frac{1}{B_g}$ donde B_g es el factor volumétrico del gas (ft³_{normales} / ft³_{yacimiento}).

La metodología empleada para la estimación del recurso incluyo las siguientes actividades:

- Se realizó la carga de los pozos y registros disponibles en un proyecto en *Kingdom Suite*.
- Se realizó una revisión y edición de los registros de pozos cargados, para determinar cuáles pozos contaban con los necesarios para realizar los cálculos petrofísicos y discriminar las zonas apretadas con presencia de gas.
- Se realizó el cálculo de la porosidad efectiva, saturación de agua y permeabilidad en los pozos seleccionados. Para este cálculo se utilizó el módulo *Petrophysics* de *Kingdom Suite*:
 - Se utilizó un modelo de porosidad de *Density/Neutron Gas* para estimar la porosidad efectiva.

$$\phi_{DHG_e} = \sqrt{\frac{(\phi_{DE}^2 + \phi_{NE}^2)}{2}}$$

ϕ_{DHG_e} : Porosidad efectiva densidad-neutrón zona de gas (v/v).

ϕ_{DE}^2 : Porosidad por densidad efectiva (v/v).

ϕ_{NE}^2 : Porosidad neutrónica efectiva (v/v).

Se utilizó un modelo de *gamma ray* de Stieber para estimar el volumen de arcilla

$$V_{sh} = \frac{0.5 \times GRI}{1.5 \times GRI}$$

V_{sh} : Volumen de arcilla de la formación (v/v).

GRI : Índice de *gamma ray* (API).

$$GRI = \left(\frac{Gr_{log} - Gr_{clean}}{Gr_{shale} - Gr_{clean}} \right)$$

Gr_{log} : Gamma ray del registro (API).

Gr_{clean} : Gamma ray en formaciones limpias (API).

Gr_{shale} : Gamma ray en zonas 100% arcillas (API).

Los valores de Gr_{clean} y Gr_{shale} usados se pueden verificar en el archivo citado en los Anexos.

- Para el cálculo de saturación de agua se utilizó el modelo de *Simandoaux*.

$$S_w = \left(\frac{0.45 \times R_w}{\phi_e^m} \right) \times \left(\left[\left(\frac{5.0 \times \phi_e^m}{R_w \times R_t} \right) + \left(\frac{V_{sh}}{R_{sh}} \right)^2 \right]^{\frac{1}{n}} - \frac{V_{sh}}{R_{sh}} \right)$$

m : Exponente de cementación

n : Exponente de saturación

S_w : Saturación de agua (v/v).

R_w : Resistividad del agua (ohm-m).

R_t : Resistividad de la zona (ohm-m).

R_{sh} : Resistividad del shale (ohm-m).

V_{sh} : Volumen de arcilla de la formación (v/v).

Los valores de resistividad del agua y del shale se encuentran en el archivo citado en los Anexos.

- La permeabilidad se estimó con la relación de Wylie-Rose.

$$k = \frac{62500 \times \phi_e^6}{S_{wi}^2}$$

k : Permeabilidad (mD)

ϕ_e : Porosidad efectiva (v/v).

S_{wi} : Saturación de agua irreducible (v/v).

- Se estimó la porosidad por densidad usando una matriz de arena

$$DPHI = \frac{RHOM - RHOB}{RHOM - RHOF}$$

$DPHI$: Porosidad por densidad.

$RHOM$: Densidad de la matriz. 2.65 g/cm³.

$RHOB$: Densidad de bulk (g/cm³).

$RHOF$: Densidad del fluido. 1 g/cm³.

Se generó un registro que indicara las zonas de gas con los registros de porosidad neutrónica y porosidad por densidad, usando la siguiente condición

$$\text{Si } DPHI > PHI \rightarrow Zona_{Gas} = 1$$

$$\text{Si no } \rightarrow Zona_{Gas} = 0$$

$DPHI$: Porosidad por densidad

PHI : Porosidad neutrónica

- Se estableció un corte de *gamma ray* que permitiera diferenciar las zonas de arenas en cada pozo (Figura 10-5).
- Se calculó el espesor de las zonas con presencia de gas en arenas apretadas por pozo que cumplieran las condiciones necesarias (Figura 10-5), para estas zonas se estimó el valor promedio de porosidad efectiva y saturación de agua.

$\text{Gamma ray} < \text{Corte}_{\text{gamma ray arena}} \rightarrow \text{Determina si es zona de arena}$

$\text{Permeabilidad} < 0.1 \text{ mD} \rightarrow \text{Determina si es una zona apretada}$

$0.5 < \text{Zona}_{\text{Gas}} < 1.5 \rightarrow \text{Determina si hay presencia de gas}$

La sumatoria de las zonas que cumplieron las condiciones anteriores permitió establecer el espesor efectivo para gas en arenas apretadas por pozo.

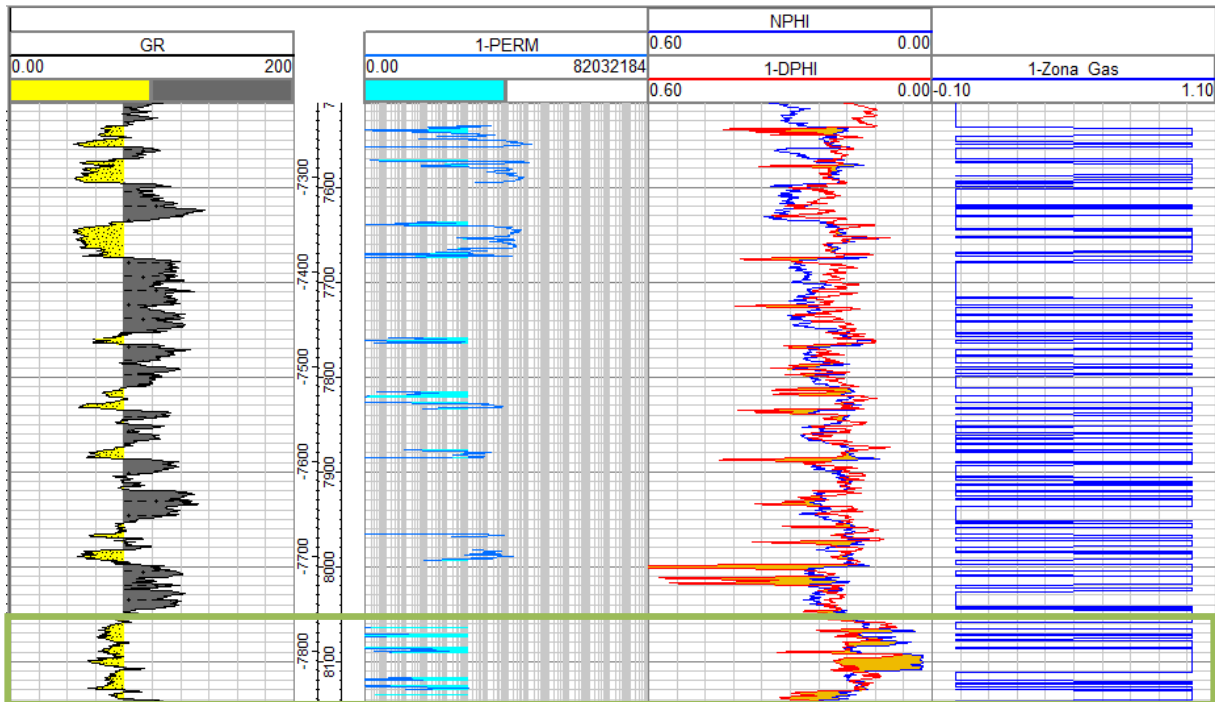


Figura 10-5. Registros del pozo Montoyas A-1.

Se observa en la pista 1 el *gamma ray*, las zonas amarillas corresponden a arenas (Corte de arena: 80 API). En la pista 2 el registro de permeabilidad, donde se observan resaltadas en azul claro las zonas apretadas (Permeabilidad < 0.1 mD). La pista 3 contiene los registros de porosidad neutrónica (azul) y porosidad por densidad (rojo), y en naranja se observan marcadas las zonas con presencia de gas. En la última pista el registro indicativo de gas, el cual toma un valor de “1” para zonas con evidencia de gas y “0” donde no hay gas. El recuadro verde encierra zonas de gas en arenas apretadas.

- Para estimar el área porcentual de una cuenca que puede contener gas en arenas apretadas se calculó para 13 cuencas en EEUU (Figura 10-6) una relación entre el área total de cuenca y el área de los plays para este recurso (Hipótesis 1). Este factor fue aplicado a las cuencas continentales de Colombia.

Los valores usados para obtener la relación aplicada se encuentran en el archivo citado en los Anexos y adjunto a este informe.

- Se realizó el cálculo del potencial de gas en arenas apretadas mediante simulación Montecarlo utilizando la Ecuación 10-1. Este ejercicio numérico se efectuó solo para las cuencas que contaba con los datos necesarios.

- Para las cuencas que no contaban con la información necesaria, el cálculo del potencial se realizó aplicando un factor resultante de la relación del volumen de gas *in situ* estimado y el área de cuenca, según la Hipótesis 3.

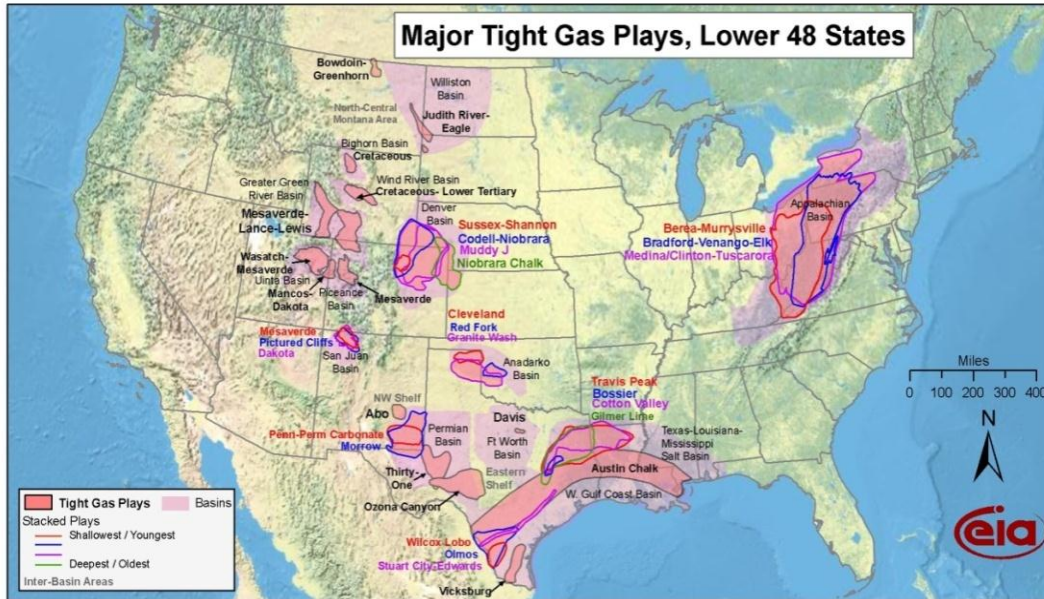


Figura 10-6. Mapa de los principales plays de gas en rocas apretadas (*Tight gas Plays*) en 13 cuencas de EEUU.
(U.S.A. Energy information Administration s.f.)

10.4 RESULTADOS

Para la estimación del recurso mediante la Ecuación 10-1 el área fue determinada de acuerdo a la Hipótesis 1 y tomada como constante. Las demás variables utilizadas fueron definidas mediante distribuciones de probabilidad, obtenidas del análisis de los registros petrofísicos de 62 pozos que mostraron evidencias de gas en arena apretadas (Figura 10-7). Los datos utilizados así como las distribuciones probadas se encuentran en el archivo citado en los Anexos y adjunto a este informe.

Evaluación del volumen total de hidrocarburos y potencial por descubrir en Colombia

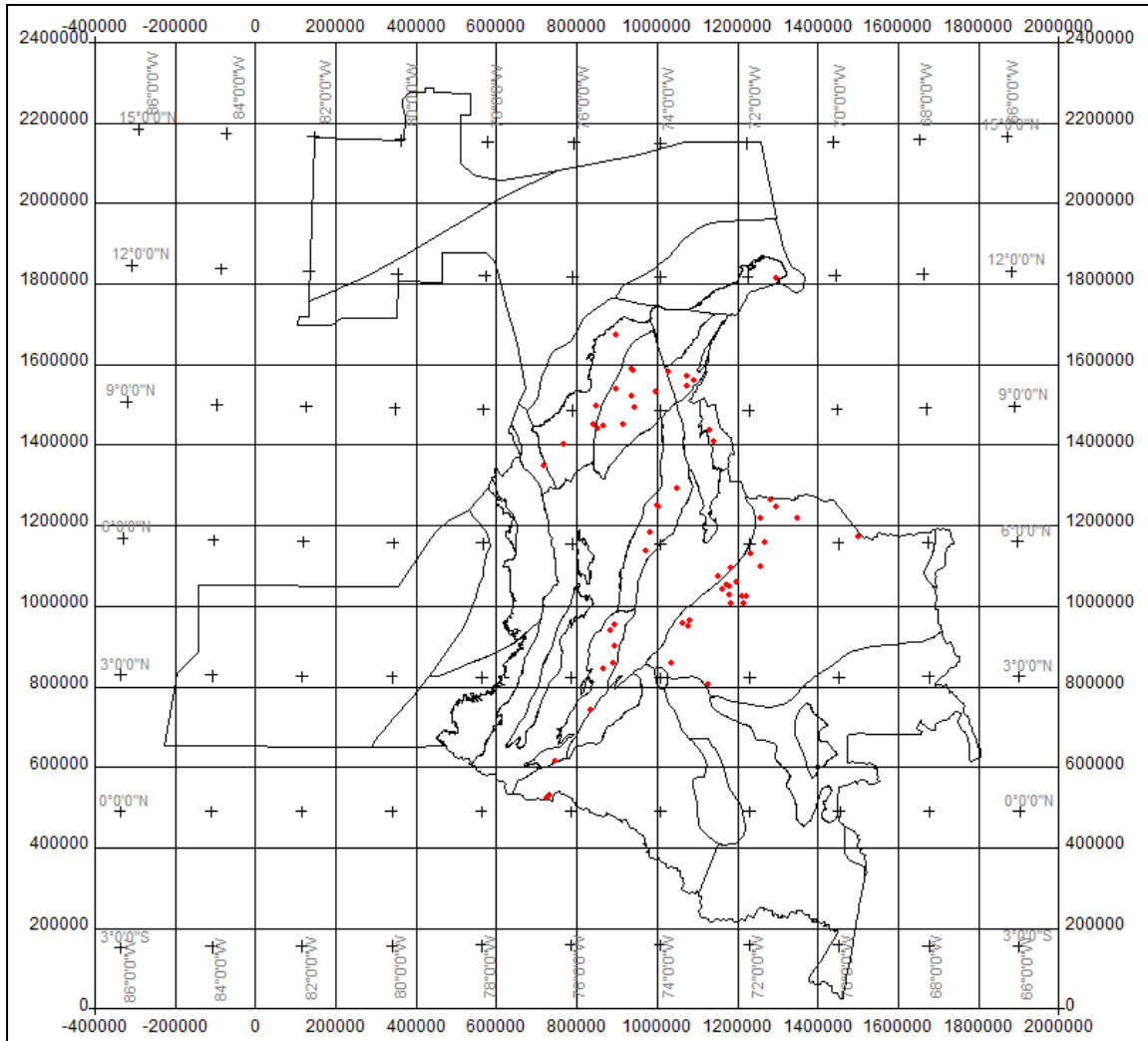


Figura 10-7. Mapa de localización de los 63 pozos usados para la estimación del potencial de gas en arenas apretadas.

10.4.1 Área de Ocurrencia de Gas en Arenas Apretadas

El análisis de los datos de cuencas en EEUU permitió identificar que el 34,8% del área de una cuenca puede presentar gas en arenas apretadas. Este factor fue aplicado al área total de las cuencas continentales en Colombia, y se obtuvo así el área efectiva de ocurrencia de este recurso.

Cuenca	Área (km ²)	Área Efectiva (km ²)
Amagá	2,824.9	983.1
Caguán-Putumayo	110,304.1	38,385.8
Catatumbo	7,715.0	2,684.8
Cauca-Paíá	12,823.3	4,462.5
Cesar-Ranchería	11,668.7	4,060.7
Chocó	38,582.0	13,426.5
Cordillera Oriental	71,766.2	24,974.6
Guajira	13,778.9	4,795.1
Llanos Orientales	225,603.3	78,509.9
Sinú - San Jacinto	39,644.6	13,796.3
Tumaco	23,732.4	8,258.9
Urabá	9,448.9	3,288.2
Valle Inferior del Magdalena	38,017.4	13,230.1
Valle Medio del Magdalena	32,949.4	11,466.4
Valle Superior del Magdalena	21,512.8	7,486.5
Vaupés-Amazonas	154,867.3	53,893.8

Tabla 10-2. Área efectiva de la cuenca con potencial para gas en arenas apretadas.

10.4.2 Espesor de las Zonas de Gas en Arenas Apretadas

Los registros de *gamma ray*, permeabilidad, porosidad neutrónica y por densidad, permitieron realizar una sumatoria por pozo de las zonas que cumplieran con las condiciones la presencia de gas en arenas apretadas.

Para el cálculo se establecieron dos escenarios. En el primer escenario los datos obtenidos (63 pozos con presencia de gas en arenas apretadas) fueron analizados por grupos de cuencas, permitiendo definir 3 zonas diferentes. De este modo, se estimó una distribución para cada grupo con todos los valores obtenidos (Tabla 10-3). En el segundo escenario solo se consideraron los resultados de los pozos que reportaron espesores mayores a 23 ft para gas en arenas apretadas, reduciéndose el número de pozos a 15, que cumplieran esta condición, y se encontró una única distribución de probabilidad con todos los datos para el cálculo en todas las cuencas continentales de Colombia (Tabla 10-4). De igual modo se procedió con las variables Porosidad y Saturación de Agua.

10.4.3 Porosidad de los sedimentos

Los parámetros de distribución obtenidos para las 3 zonas definidas en el Escenario 1 se presentan en la Tabla 10-5. En la Tabla 10-6 se muestran los resultados para el Escenario 2.

10.4.4 Saturación de agua

En la Tabla 10-7 se presenta las funciones de probabilidad y las pruebas de bondad abordadas para las zonas generadas en el Escenario 1. La Tabla 10-8 presenta los resultados para el Escenario 2.

CUENCA	DISTRIBUCION	PARAMETROS ESTIMADOS						PRUEBA DE BONDAD DE AJUSTE			
		\hat{x}	INTERVALO DE CONFIANZA		\hat{y}	INTERVALO DE CONFIANZA		HIPOTESIS NULA	P	ESTADISTICO	G.L
Zona 1	Gama	0.47	0.30	0.72	0.02	0.01	0.04	No se rechaza	M.B	0.89	0
Zona 2	Lognormal	-5.81	-6.73	-4.89	1.96	1.49	2.86	No se rechaza	M.B	0.05	0
Zona 3	Lognormal	-7.13	-7.71	-6.55	1.05	0.77	1.65	No se rechaza	M.B	0.02	0

Tabla 10-3. Distribuciones, parámetros de ajuste y resultados de las pruebas de bondad aplicadas a los datos de Espesor usados en la estimación del potencial de gas en arenas apretadas en el Escenario 1.

La Zona 1 agrupa las cuencas Caguán-Putumayo, Cordillera Oriental y Llanos Orientales, la Zona 2 Catatumbo, Cesar-Ranchería, Valle Medio de Magdalena y Valle Superior del Magdalena, y la Zona 3 las cuencas Sinú - San Jacinto, Urabá y Valle Inferior del Magdalena. Los parámetros estimados \hat{x} y \hat{y} corresponden para la distribución Gama a los parámetro de forma y escala, y para la distribución Lognormal a la media y la desviación estándar respectivamente. La abreviación M.B hace referencia a probabilidades muy bajas de aceptación o rechazo de la hipótesis nula.

\hat{x}	PARAMETROS ESTIMADOS				PRUEBA DE BONDAD DE AJUSTE				
	INTERVALO DE CONFIANZA		\hat{y}	INTERVALO DE CONFIANZA		HIPOTESIS NULA	P	ESTADISTICO	G.L
0.22	-0.43	0.86	0.03	0.01	0.07	No se rechaza	M.B	0.42	0

Tabla 10-4. Parámetros de ajuste de la distribución Pareto y resultados de la prueba de bondad aplicada a los datos de Espesor usados en la estimación del potencial de gas en arenas apretadas en el Escenario 2.

Los parámetros estimados \hat{x} y \hat{y} corresponden para la distribución Pareto a los parámetros de forma y escala

CUENCA	DISTRIBUCION	PARAMETROS ESTIMADOS						PRUEBA DE BONDAD DE AJUSTE			
		\hat{x}	INTERVALO DE CONFIANZA		\hat{y}	INTERVALO DE CONFIANZA		HIPOTESIS NULA	P	ESTADISTICO	G.L
Zona 1	Extremo Mínimo	0.07	0.06	0.07	0.02	0.01	0.02	No se rechaza	M.B	0.02	0
Zona 2	Triangular	0.07	0.02	0.09	N/A	N/A	N/A	N/R	N/R	N/R	N/R
Zona 3	Extremo Mínimo	0.06	0.05	0.07	0.02	0.01	0.02	No se rechaza	M.B	0.29	0

Tabla 10-5. Distribuciones, parámetros de ajuste y resultados de las pruebas de bondad aplicadas a los datos de Porosidad usados en la estimación del potencial de gas en arenas apretadas en el Escenario 1. Los parámetros estimados \hat{x} y \hat{y} corresponden para la distribución Valor Extremo a los parámetros de ubicación y escala. Para la distribución Triangular el parámetro estimado \hat{x} corresponde al valor más probable, y su intervalo de confianza presenta como extremos los valores mínimo y máximo. La abreviación N/A hace referencia a parámetros que no aplican para el tipo de distribución considerada. La abreviación "N/R" hace referencia a parámetros que, por salir del rango del algoritmo de cálculo, no fueron reportados durante la estimación estadística.

\hat{x}	PARAMETROS ESTIMADOS				PRUEBA DE BONDAD DE AJUSTE				
	INTERVALO DE CONFIANZA		\hat{y}	INTERVALO DE CONFIANZA		HIPOTESIS NULA	P	ESTADISTICO	G.L
12.23	4.72	31.68	226.07	84.23	606.79	No se rechaza	M.B	0.08	0

Tabla 10-6. Parámetros de ajuste de la distribución Beta y resultados de la prueba de bondad aplicada a los datos de Porosidad usados en la estimación del potencial de gas en arenas apretadas en el Escenario 2.

Los parámetros estimados \hat{x} y \hat{y} corresponden para la distribución Beta a los parámetros "a" y "b".

CUENC A	DISTRIBU CION	PARAMETROS ESTIMADOS						PRUEBA DE BONDAD DE AJUSTE			
		\hat{x}	INTERVALO DE CONFIANZA		\hat{y}	INTERVALO DE CONFIANZA		HIPOTESIS NULA	P	ESTADIS TICO	G. L
Zona 1	Beta	0.66	0.15	3.04	0.15	0.12	0.18	No se rechaza	M.B	16.15	0
Zona 2	Weibull	0.83	0.73	0.95	3.61	2.47	5.26	No se rechaza	M.B	0.44	0
Zona 3	Beta	0.29	0.00	165.7	0.02	0.01	0.05	No se rechaza	M.B	14.22	0

Tabla 10-7. Distribuciones, parámetros de ajuste y resultados de las pruebas de bondad aplicadas a los datos de Saturación de Agua usados en la estimación del potencial de gas en arenas apretadas en el Escenario 1.

Los parámetros estimados \hat{x} y \hat{y} corresponden para la distribución Weibull a los parámetros “a” y “b” respectivamente.

PARAMETROS ESTIMADOS						PRUEBA DE BONDAD DE AJUSTE			
\hat{x}	INTERVALO DE CONFIANZA		\hat{y}	INTERVALO DE CONFIANZA		HIPOTESIS NULA	P	ESTADISTICO	G.L
0.33	N/A	N/A	0.99	N/A	N/A	N/R	N/R	N/R	N/R

Tabla 10-8. Parámetros de ajuste de la distribución Uniforme y resultados de la prueba de bondad aplicada a los datos de Saturación de Agua usados en la estimación del potencial de gas en arenas apretadas en el Escenario 2.

Los parámetros estimados \hat{x} y \hat{y} corresponden para la distribución Uniforme al máximo y el mínimo respectivamente. Expansión del gas

Para obtener una distribución probabilística del parámetro de expansión del gas se utilizaron una serie de valores obtenidos de informes de la ANH para diferentes campos de gas en las cuencas colombianas. La función de distribución asociada a estos datos y sus parámetros de ajuste se listan en la Tabla 10-9.

PARAMETROS ESTIMADOS						PRUEBA DE BONDAD DE AJUSTE			
\hat{x}	INTERVALO DE CONFIANZA		\hat{y}	INTERVALO DE CONFIANZA		HIPOTESIS NULA	P	ESTADISTICO	G.L
5.26	5.18	5.34	0.30	0.26	0.37	No se rechaza	0.11	6.10	3

Tabla 10-9. Parámetros de ajuste de la distribución Lognormal y resultados de la prueba de bondad aplicada a los datos de Factor de Expansión del Gas usados en la estimación del potencial de gas en arenas apretadas en los dos escenarios.

10.4.5 Análisis de sensibilidad

Las funciones de distribución establecidas para las variables aleatorias (espesor, porosidad, saturación de agua, expansión del gas) fueron producto del análisis de distribución de datos conocidos de la zona. En consecuencia, el análisis de sensibilidad sobre las cuencas analizadas sugiere que los estudios de exploración de gas en arenas apretadas para las cuencas continentales colombianas deberán reducir la incertidumbre principalmente en el espesor y en la saturación de agua, según los resultados del análisis de sensibilidad en ambos escenarios.

10.4.5.1 Análisis de Sensibilidad - Escenario 1

En este escenario la mayor incertidumbre se presenta en el espesor de las capas de gas (69.99%) y en la saturación de agua (24.45%), las variables de menor incertidumbre son la expansión de gas y la porosidad (Figura 10-8).

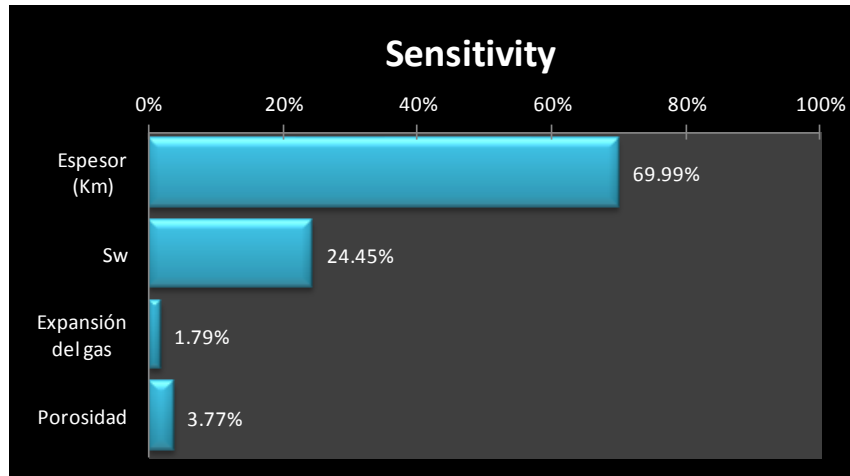


Figura 10-8. Análisis porcentual de la sensibilidad de las variables utilizadas para la estimación del potencial de gas en arena apretadas.

10.4.6 Análisis de Sensibilidad - Escenario2

De igual forma la mayor incertidumbre se presenta en el espesor de las capas de gas (53%) y en la saturación de agua (36.4%), y las variables de menor incertidumbre son la expansión de gas y la porosidad (Figura 10-9).

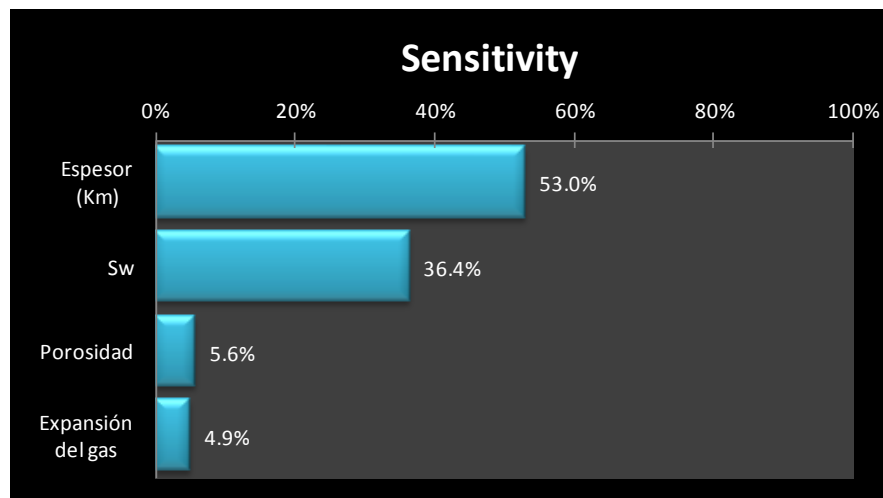


Figura 10-9. Análisis porcentual de la sensibilidad de las variables utilizadas para la estimación del potencial de gas en arena apretadas

10.4.7 Estimación del recurso para las cuencas sin información

Algunas de las cuencas continentales de Colombia no poseen información de pozos o datos de campos de producción para poder determinar las distribuciones necesarias para emplear la ecuación (2); para estos casos se identificó una relación que asocia área de la cuenca y el volumen de gas en arenas apretadas contenido por dicha cuenca (Figuras 10-10 y 10-11); Un ajuste lineal de dichas relaciones permite identificar tendencias para el P_{90} , P_{50} y P_{10} . Las ecuaciones derivadas

del ajuste lineal permitieron estimar los valores del potencial de gas para las cuencas que carecen de información.

Las cuencas para las cuelas se aplicaron estas relaciones debido a la falta de datos se encuentran en la Tabla 10-10.

Cuencas	Área Total km ²	Área efectiva km ²
AMAGÁ	2824.929129	983.0753367
CAUCA PATIA	12823.30684	4462.510782
CHOCO	38581.98137	13426.52952
TUMACO	23732.41861	8258.881678
VAUPES-AMAZONAS	154867.3143	53893.82539

Tabla 10-10. Cuencas sin datos para la estimación de gas en arenas apretadas

10.4.7.1 Relación Área Cuenca vs. Volumen_gas - Escenario 1

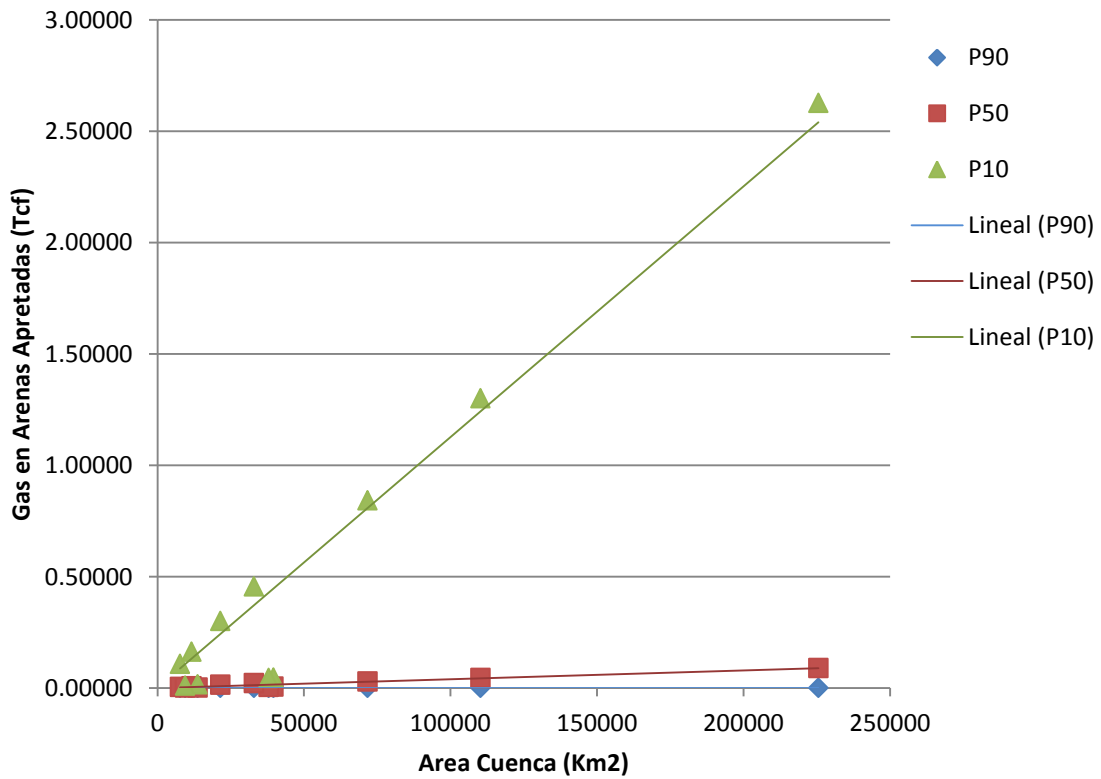


Figura 10-10. Gráfico del área de la cuenca versus volumen de gas y las relaciones obtenidas para el P90, P50 y P10 en el Escenario 1

10.4.7.2 Relación Área Cuenca vs. Volumen_gas - escenario 2

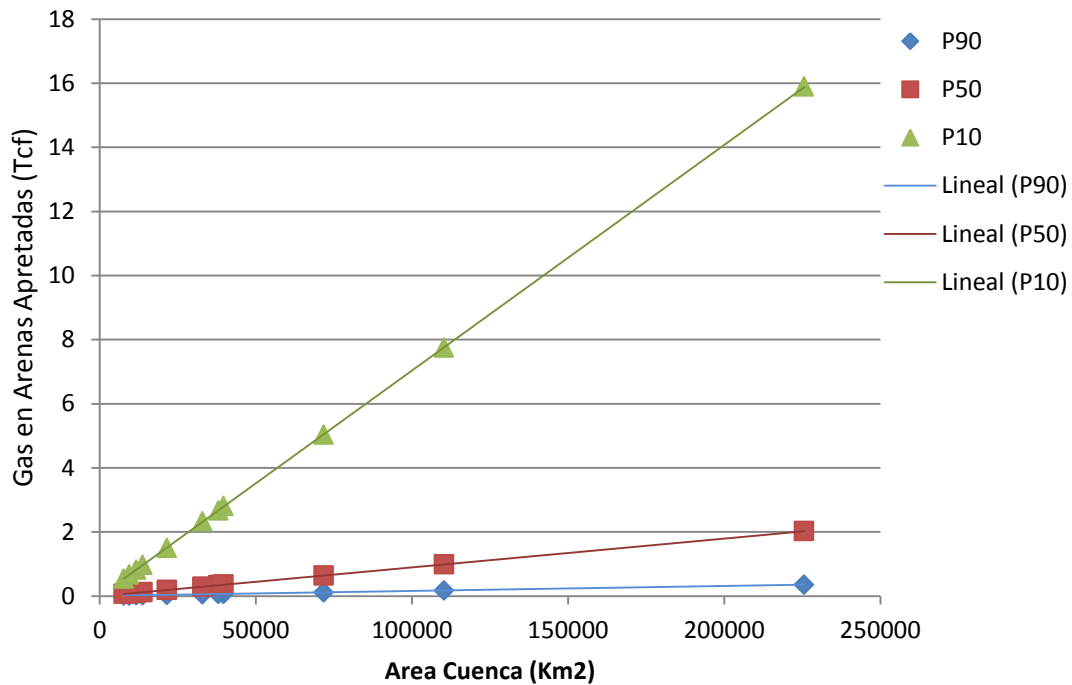


Figura 10-11. Grafico del área de la cuenca versus volumen de gas y las relaciones obtenidas para el P₉₀, P₅₀ y P₁₀ en el Escenario 2

10.4.8 Potencial de gas en arenas apretadas

A partir de las hipótesis mencionadas anteriormente y la definición de las variables aleatorias expresadas en la Ecuación 10-1, se realizó el cálculo del potencial de gas en arenas apretadas para las cuencas con datos disponibles; y para las cuencas que no contaban con la información necesaria se aplicaron las relaciones lineales para el P₉₀, P₅₀ y P₁₀ de los resultados obtenidos de la simulación de Montecarlo. De esta forma se estimó el potencial de gas para todas las cuencas continentales de Colombia bajo los dos escenarios anteriormente descritos. Las tablas 10-11 y 10-12 muestran los resultados obtenidos luego de descontar el recurso encontrado en zonas de consideraciones ambientales.

CUENCA	P ₉₀ (Tcf)	P ₅₀ (Tcf)	P ₁₀ (Tcf)
Amagá	0.0000	0.0009	0.0087
Caguan-Putumayo	0.0001	0.0415	1.2001
Catatumbo	0.0002	0.0047	0.1018
Cauca Patia	0.0001	0.0030	0.0450
Cesar rancheria	0.0003	0.0080	0.1620
Choco	0.0003	0.0078	0.1312
Cordillera Oriental	0.0000	0.0258	0.7513
Guajira	0.0002	0.0020	0.0156
Llanos Orientales	0.0001	0.0870	2.5674
Sinú-San Jacinto	0.0004	0.0054	0.0422
Tumaco	0.0002	0.0049	0.0809
Urabá	0.0001	0.0010	0.0107
Valle Inferior del Magdalena	0.0004	0.0050	0.0450
Valle Medio del Magdalena	0.0009	0.0220	0.4560
Valle Superior del Magdalena	0.0006	0.0130	0.2785
Vaupés-Amazonas	0.0009	0.0251	0.4225
Total Colombia	0.005	0.257	6.319

Tabla 10-11. Potencial de gas en arenas apretadas en el Escenario 1, descontando el potencial en zonas de parque naturales. Tcf Teras de pies cubico

CUENCA	P ₉₀ (Tcf)	P ₅₀ (Tcf)	P ₁₀ (Tcf)
Amagá	0.002	0.010	0.068
Caguan - Putumayo	0.147	0.858	6.720
Catatumbo	0.009	0.065	0.498
Cauca - Patia	0.010	0.040	0.310
Cesar - Rancheria	0.019	0.094	0.773
Choco	0.030	0.120	0.940
Cordillera Oriental	0.110	0.640	5.028
Guajira	0.020	0.120	0.970
Llanos Orientales	0.343	1.977	15.555
Sinu - San Jacinto	0.053	0.312	2.504
Tumaco	0.019	0.065	0.538
Uraba	0.010	0.078	0.655
Valle Inferior del Magdalena	0.059	0.332	2.608
Valle Medio del Magdalena	0.045	0.260	2.081
Valle Superior del Magdalena	0.029	0.185	1.463
Vaupés - Amazonas	0.086	0.384	2.955
Total Colombia	0.991	5.540	43.666

Tabla 10-12. Potencial de gas en arenas apretadas en el escenario 2, descontando el potencial en zonas de parque naturales. Tcf Teras de pies cubico



Figura 10-12. Mapa del Potencial de gas en arenas apretadas estimado para las cuencas continentales de Colombia - Escenario 2.

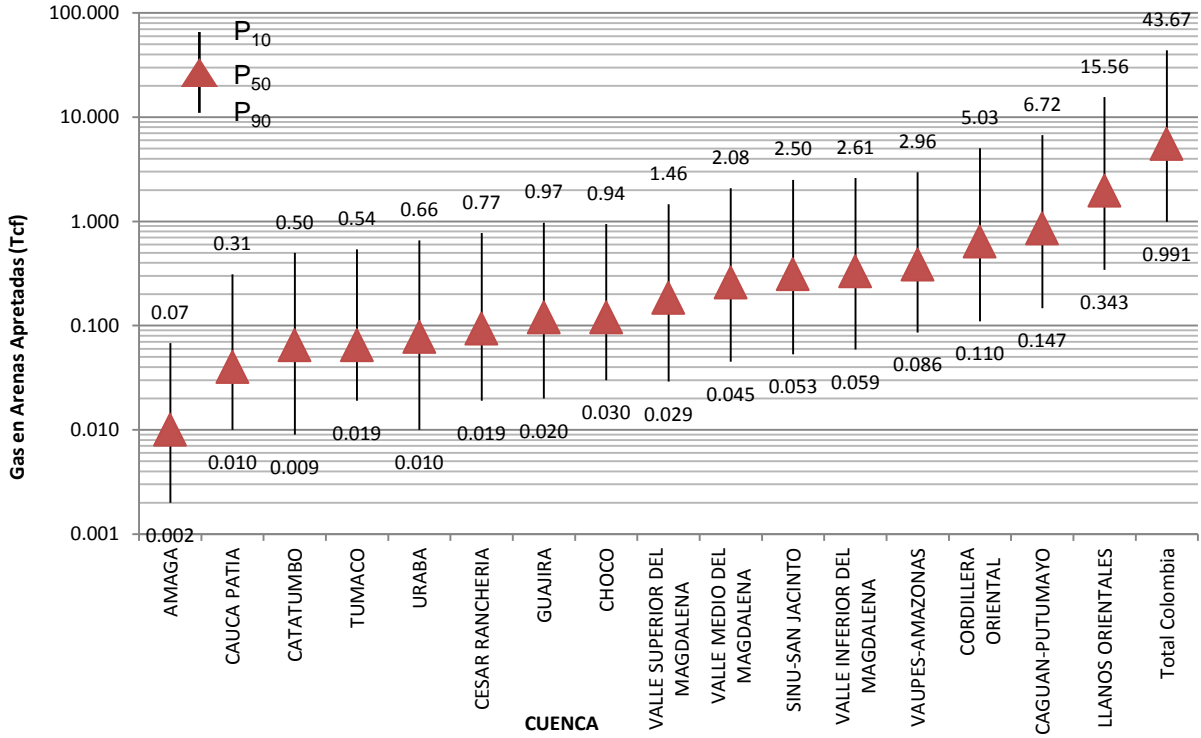


Figura 10-13. Potencial de gas en arenas apretadas estimado para las cuencas continentales de Colombia - Escenario 2.

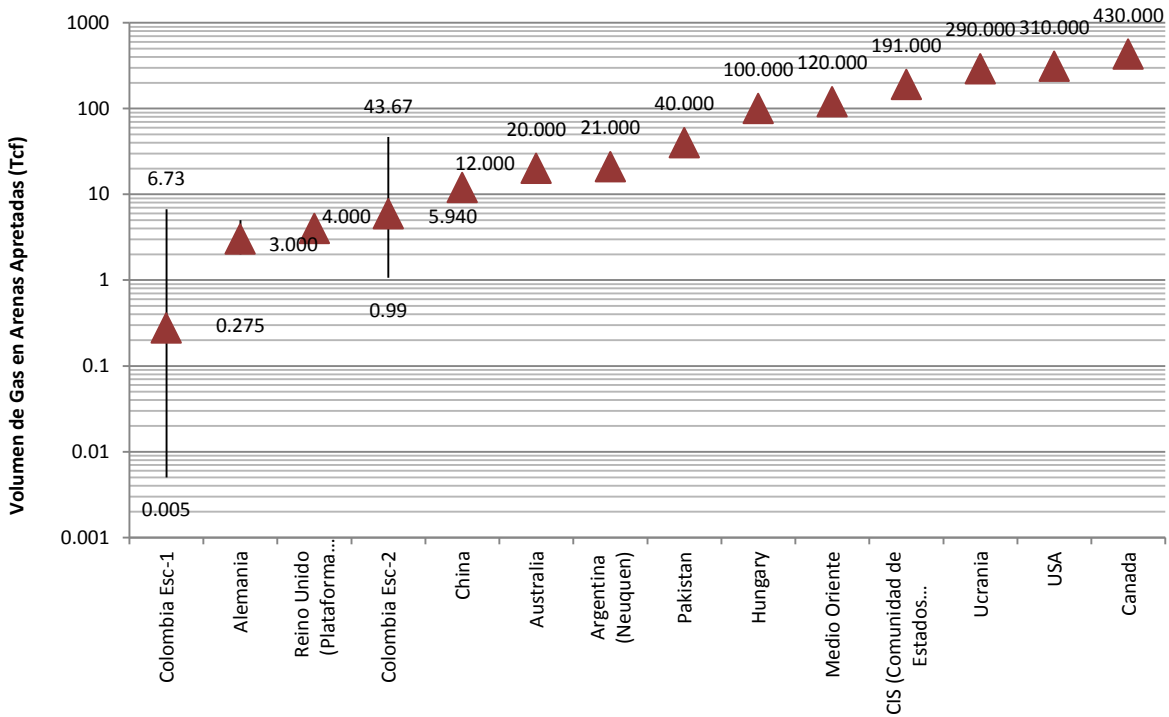


Figura 10-14. Potencial de gas en arenas apretadas para el mundo.

10.5 CONCLUSIONES

- A partir de información de pozos, se pudo identificar que las cuencas con mayor potencial de gas en arenas apretadas en P₁₀ son Valle Medio del Magdalena, Valle Superior del Magdalena y Sinu- San Jacinto para el Escenario 1, y en el Escenario 2 son Llanos Orientales, Caguán-Putumayo y Cordillera Oriental.
- Para los resultados obtenidos en P₅₀ y P₁₀ de las cuencas analizadas con la información de pozos, las más prospectivas son Llanos Orientales, Caguán-Putumayo, Cordillera Oriental en ambos escenarios.
- Los resultados obtenidos para el potencial de gas en arenas apretadas en Colombia con respecto a los reportados por ADL (1.2 Tcf) son considerablemente mayores en el Escenario 2 (1.07 – 46.66 Tcf) y en el Escenario 1 se encuentran en el rango (0.01 – 6.73 Tcf).
- Parte del potencial de gas en arenas apretadas se encuentra en zonas de parques naturales (Escenario 1: P₁₀ 0.408 Tcf - P₅₀ 0.018 Tcf - P₉₀ 0 / Escenario 2: P₁₀ 2.99 Tcf - P₅₀ 0.40 Tcf - P₉₀ 0.08 Tcf).

10.6 BIBLIOGRAFIA

Aziz Jabr, Abdel. «UNCONVENTIONAL RESERVOIRS Episode 1: Tight Gas Reservoir.» *SPE Suez Canal University Student Chapter*. 2010. <http://www.spesuez.org/spe/virtualcampus/unconventionalreservoir.html> (último acceso: 2 de Noviembre de 2011).

Chakhmakhchev, Alex, y Kris McKnight. «Searching for Tight Gas Reservoir.» <http://a1024.g.akamai.net/f/1024/13859/1d/ihsgroup.download.akamai.com/13859/energy/searchingfortightgasreservoirs.pdf> (último acceso: 2 de Noviembre de 2011).

China National Petroleum Corporation. «Status and Development Prospects of China's Unconventional Natural Gas Exploration and Exploitation.» http://uschinaoig.org/Forum9/pdfs/Xinhua_English.PDF (último acceso: 2 de Noviembre de 2011).

Department of Resources, Energy and Tourism. «AUSTRALIAN ENERGY RESOURCE ASSESSMENT 2010.» 2010. http://adl.brs.gov.au/data/warehouse/pe_aera_d9cae_002/aeraCh_04.pdf (último acceso: 2 de Noviembre de 2011).

Energy, Centrica. «Unconventional Gas in Europe Response to DECC Consultation.» 2010. <http://www.decc.gov.uk/assets/decc/what%20we%20do/global%20climate%20change%20and%20energy/international%20energy/policy/1290-unconventional-gas-centrica-response.pdf> (último acceso: 2 de Noviembre de 2011).

GAS, UNCONVENTIONAL GAS SUBGROUP OF THE TECHNOLOGY TASK GROUP OF THE NPC COMMITTEE ON GLOBAL OIL AND. *Unconventional Gas Reservoirs - Tight Gas, Col seams, ans Shales*. The National Petroleum Council (NPC), 2007.

Holditch, Stephen A. «Tight Gas Sands.» *Society of Petroleum Engineers*, 2006: 86-94.

Muntendam-Bos, A. G., B.B. T. Wassing, J. H. Heege, and F. Bergen. *TNO report Inventory non-conventional gas*. Utrecht: TNO Built Environment and Geosciences, 2009.

Naik, G C. «Tight gas reservoirs: An unconventional natural energy source for the future.» 2003.

Rogner, Hans-Holger. «An Assessment of World Hydrocarbon Resources.» IIASA, 1996: 96-26.

Shahab, Alam. «Potential of Tight Gas in Pakistan: Productive, Economic and Policy Aspects.» *Search and Discovery Article #80149*, 2011.

TOTAL. *The Know - How series // TIGHT GAS RESERVOIRS Technology - Intensive Resources*. Paris: Exploration & Production, 2007.

U. S. Energy Information Administration - Energy Mineral Division. http://emd.aapg.org/technical_areas/tightGas.cfm (último acceso: 2 de Noviembre de 2011).

U.S.A. Energy information Administration. http://205.254.135.24/pub/oil_gas/natural_gas/analysis_publications/maps/maps.htm (último acceso: 31 de 10 de 2011).

Vidas, Harry, y Bob Hugman. «AVAILABILITY, ECONOMICS, AND PRODUCTION POTENTIAL OF NORTH AMERICAN UNCONVENTIONAL NATURAL GAS SUPPLIES.» *INGAA Foundation, Inc.* 2008. <http://www.ingaa.org/File.aspx?id=7878> (último acceso: 2 de Noviembre de 2011).

10.7 ANEXOS

- Archivo Excel: Gas Arenas Apretadas Colombia. En el centro documental de la ANH
- Proyecto Kingdom: Prueba 1. En el centro documental de la ANH

11 CRUDOS PESADOS

11.1 GENERALIDADES

Una de las características de los hidrocarburos líquidos es la fluidez o viscosidad, representando indirectamente su densidad (o gravedad específica). Esta propiedad es condicionada ligeramente por la temperatura, que permite definir el tipo de crudo en términos, de gravedad específica y que utiliza como unidad de medida los grados API (American Petroleum Institute), así:

$$^{\circ}\text{API} = 141,5 / G_{e_0} - 131,5$$

Ecuación 11-1. Estimación del API para hidrocarburos líquidos.

Donde,

G_{e0}: Gravedad específica del petróleo.

A mayor viscosidad y densidad, el petróleo será más pesado. Mientras más denso es el crudo, más bajo son sus grados API (Tabla 11-1).

Hidrocarburo	API
Condensado	> 40.0
Crudo liviano	30.0 < API ≤ 40.0
Crudo Mediano	22,0 < API ≤ 29,9
Crudo Pesado	10,0 < API ≤ 21,9
Crudo Extrapesado	< 10.0
Bitumen	crudo, asfalto, arena

Tabla 11-1. Tipos de Hidrocarburos en función del API.

La clasificación en función de las propiedades físicas de los crudos pesados es ambigua. La viscosidad es variable en cada tipo de compuesto, la relación H/C disminuye cuando vamos de gas natural y aceite convencional a pesados, asfaltos y posteriormente a kerógeno, pero no es un parámetro de peso para la diferenciarlos. Los factores ambientales que determinaron la forma en la que se dio, ya sea la degradación (p. ej: oxidación, bacterias, lavado por agua, etc.) o la maduración, permiten resolver dicha ambigüedad.

11.1.1 Origen y características

El petróleo se vuelve pesado debido a la degradación que puede ocurrir durante la migración y entrapamiento. La degradación se puede llevar a cabo a través de distintos procesos entre los que se pueden nombrar:

- Un proceso biológico, químico y físico, por bacterias transportadas por agua superficial que metaboliza los hidrocarburos en moléculas más pesadas.
- Por medio de las aguas de formación, que remueven los componentes más livianos por solución, debido a que estos son más solubles en agua.
- Debido a la volatilidad del crudo, cuando un sello no es eficiente, permitiendo el paso de las moléculas más livianas, a través de sus poros interconectados.
- Además, otra característica de estos crudos, es que tienen un alto contenido porcentual de azufre. De igual manera pueden tener un apreciable contenido de sal y también contienen

metales (níquel, vanadio y otros). A veces pueden tener, también, cierta cantidad de sulfuro de hidrógeno.

El termino pesado y extrapesado, pretende agrupar los hidrocarburos con propiedades específicas; esencialmente con valores de densidades superiores al agua ($>920 \text{ kg/m}^3$), en yacimientos en rocas sedimentarias, consolidadas o no, que contienen bitumen; hidrocarburos sólidos o semisólidos, altamente viscosos.

Las acumulaciones de crudos pesados, se asocia a formaciones jóvenes y/o a yacimientos someros con rocas sellos de baja eficiencia. Durante múltiples fases de generación y expulsión de hidrocarburos desde las cuencas en el Cretácico y Paleógeno, grandes volúmenes migraron hacia los márgenes de las mismas, originando acumulaciones de crudos pesados a profundidades relativamente someras conforme a las condiciones del sistema petrolífero lo permitieron.

En general, existe alta probabilidad de hallar crudos pesados en cualquier cuenca sedimentaria onshore. Las cuencas con mayor presencia de crudos pesados en Colombia o con evidencia comprobada son Llanos Orientales, Caguán - Putumayo, Cordillera, Valle superior y Valle Medio del Magdalena y Chocó (Ver Figura 11-1).

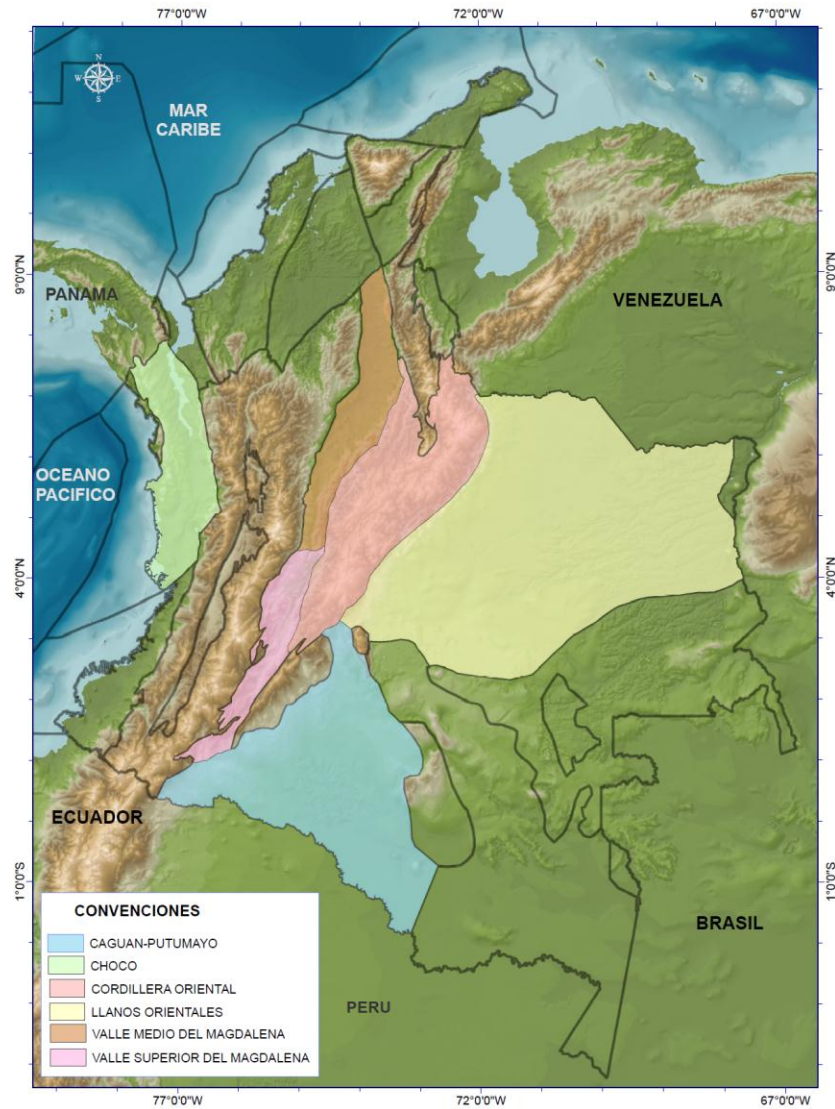


Figura 11-1. Cuencas potenciales de Crudos pesados en Colombia.

11.2 DATOS E HIPÓTESIS

El conjunto de datos recopilado, que se anexa como parte de este documento en el archivo “Anexo-1 - Base de Datos ANH-UNAL.xlsx”, comprende información de diferentes estudios de crudos pesados para Colombia. Los datos contienen información de pozos, topes y bases de formaciones, espesores, análisis litológicos, estratigráficos, factores de recobro, entre otros. Esta información comprende un conjunto de datos utilizados para el cálculo de los factores de ponderación por escenario y categoría del recurso, la estimación de las funciones de distribución de porosidad, espesores, saturación de agua y los resultados de cada prueba de bondad de ajuste y correlaciones abordadas.

La información sobre ocurrencias de crudos pesados en Colombia fue obtenida de las siguientes fuentes:

1. Información sísmica y de pozos suministrada por la ANH referente a las áreas con potencial de crudos pesados.

2. El estudio integral realizado entre la ANH y Halliburton en el 2007, donde se estiman las reservas probadas y probables sustentables para crudos con gravedades ≤ 20 API en la cuenca de los Llanos Orientales.
3. El informe de Reservas y Recursos con datos de campos productores de crudo pesado en las cuencas colombianas (Resolución 494 de 2009, emanada por la ANH)
4. Publicaciones de la ANH en convenio con las Universidades EAFIT, UIS y UPTC asociadas a la evaluación del potencial de varias cuencas sedimentarias.
5. Otras publicaciones sobre el potencial de Crudos pesados en Colombia.

11.2.1 Hipótesis

La información compilada fue depurada para identificar las áreas representativas con presencia de crudos pesados en las cuencas del país. Posteriormente estas áreas fueron afectadas por un factor de ponderación que reduce la incertidumbre respecto a presencia efectiva de crudos pesados bajo las siguientes hipótesis:

11.2.1.1 Hipótesis 1

El máximo valor areal que contiene hidrocarburos con densidades $<22^\circ$ API en una cuenca sedimentaria madura, está definido por la relación entre el área total de los campos existentes, y la extensión total de la cuenca.

11.2.1.2 Hipótesis 2

Los espesores de totales de producción son derivadas de los datos de pozo y datos reportados de producción en los campos, información sísmica y estudios de campo sobre las formaciones de interés.

11.2.1.3 Hipótesis 3

Los espesores potenciales son derivados de los datos de pozo y/o reportados en campos productivos, estableciendo espesores netos (net) con porosidades efectivas mayores de 10%, volumen de arcilla inferiores a 30% y productores (pay) con saturaciones de agua menores al 50%.

11.2.1.4 Hipótesis 4

Los valores de porosidad y saturación de agua, serán derivados de los datos de pozo e información de producción, a partir de la valoración de espesores Netos (Net) y Productores (Pay).

11.2.1.5 Hipótesis 5

Para cuencas con poca información de campos de crudos pesados, las distribuciones serán consideradas triangulares asumiendo los valores máximos y mínimos como limitantes y el promedio como el valor de mayor probabilidad de la misma.

11.2.1.6 Hipótesis 6

Las cuencas de interés potencial se derivan de áreas reportadas con presencia de crudos pesados.

11.3 METODOLOGIA

Para la evaluación del potencial de Crudos pesados en las cuencas Colombianas, fueron utilizadas las siguientes ecuaciones:

$$OOIP = 7758.367 * A_{Cuenca} * k * h_{Pay} * \Phi * (1 - Sw) * \frac{1}{Bo}$$

Ecuación 11-2. Estimación del recurso de Crudos pesados (OOIP) a partir del Pay.

OOIP_{Heavy Oil}: (Original oil in place): Volumen de petróleo original del yacimiento (MMBbl).

7758.367: Factor de conversión de acre/pie a barriles de petróleo.

A: Área de la cuenca (acres).

h: Espesor total de la zona productora (ft).

Ntg: Relación net to gross (net/h).

h_{pay}: Espesor productor ; donde, $Sw > 50\%$

Φ: Porosidad (%).

So: Saturación de hidrocarburo % $So = (1 - Sw)$.

Sw: Saturación de agua (%).

Bo: factor volumétrico de la formación productora-, expresada como barril en yacimiento/barril en superficie.

El procedimiento de estimación del recurso consideró las siguientes etapas:

1. Se realizó una revisión de la información existente de yacimientos de crudos pesados, referente a campos productores, datos de pozos, litología, espesores y saturaciones para los mismos.
 - Se generó una base de datos con la información de pozos, relacionando formaciones y espesores productores, porosidades y saturaciones para las mismas. La información recopilada contiene el nombre del pozo, localización, espesores netos, porosidades y saturaciones con interés potencial de crudos pesados (Anexo 1 - Base de Datos ANH-UNAL.xlsx).
 - Para la estimación del espesor neto con información de pozo, se consideraron porosidad efectivas mayores de 10%, volumen de arcilla inferior a 30% y espesor productor (Pay) con saturaciones de agua menores al 50% (Halliburton, 2006).
 - Con la información reportada, se establecieron los espesores productores (Pay) para los diferentes campos, considerando además, valores de porosidad, espesor, saturación y recobro real de crudo en los mismos.
 - Para la cuenca de la Cordillera Oriental, fueron asumidas las porosidades descritas en informes de producción (< 10%).
 - Se consideraron tres escenarios para la Cuenca de los Llanos así:
 - Escenario 1: Cálculo del potencial de crudos pesados a partir de la relación Net to Gross (Ntg) derivada de datos de pozo, que relaciona los espesores netos sobre los totales (Halliburton, 2006).
 - Escenario 2: Cálculo del potencial de crudos pesados a partir de los espesores productores (Pay) derivados de datos de pozo (Halliburton, 2006).

- Escenario 3: Cálculo del potencial de crudos pesados a partir de los espesores productores (Pay) reportados (ANH, 2010).
2. Se realizaron funciones de distribución para los espesores, porosidades y saturaciones en las áreas potenciales.
 - Se aplicaron pruebas de bondad de ajuste, considerando la mejor distribución para cada variable y se estimaron los parámetros para la distribución y sus intervalos de confianza.
 3. Se estableció una relación areal, que permitiera considerar la máxima extensión para la ocurrencia de hidrocarburos pesados por cuenca. Según Vargas (2009), cada cuenca sedimentaria presenta una fracción de área que podría reflejar todo su potencial hidrocarburífero bajo las actuales condiciones tecnológicas de exploración y producción. Dicha área puede ser proyectada a partir de la razón del total del área de producción en una cuenca madura con respecto al área total de una cuenca. Para este moldeamiento se utilizaron los datos de producción por campo anual de hidrocarburos con densidades $<22^\circ$ API, reportados a la ANH.
 4. Se realizaron simulaciones Montecarlo utilizando las ecuaciones del SOOIP para el cálculo del potencial de crudos pesados, tomando como funciones de distribución el espesor, la porosidad, la saturación de agua y el factor volumétrico.

11.4 RESULTADOS

Las variables aleatorias usadas en la Ecuación (10-2) fueron objeto de simulación iterativa mediante el método de Montecarlo.

En este informe solo se presentan los resultados de los mejores ajustes y estimaciones después de 500.000 iteraciones; los demás resultados se exponen en los archivos digitales anexos “Anexo 2 - Base de Datos Crudos pesadosColombia.xlsx”.

Con excepción al área involucrada, el análisis estadístico de las variables analizadas en las diferentes cuencas ha sido expresado bajo los siguientes parámetros (tablas 11-2 a 11-6):

Neto y Productor	Distribución	Max Extrema	Log normal	Beta	Exponencial	Max Extreme	Log normal	Triangular	Triangular
	Media	93	74	23	80	89	31	27	430
	Mediana	78	32	20	55	80	18	28	387
	Desviación Estándar	88	156	15	80	53	40	10	256
	Mínimo	1	0.5	2	4	3	3	1	32
	Máximo	1259	426	86	180	271	152	55	1,154
Porosidad	Distribución	Beta	Beta	Min Extrema	Max Extrema	Beta	Logística	Triangular	Triangular
	Media	22%	22%	21%	20%	21%	14%	12%	12%
	Mediana	22%	22%	22%	19%	21%	14%	12%	12%
	Moda	20%	20%	24%	17%	22%	14%	12%	12%
	Desviación Estándar	7%	7%	7%	5%	4%	3%	2%	2%
	Mínimo	10%	10%	10%	15%	6%	7%	8%	8%
Máximo	48%	48%	33%	26%	30%	25%	15%	15%	
Sw	Distribución	Min Extrema	Min Extrema	Min Extrema	Log normal	Logística	Beta	Triangular	Triangular
	Media	36%	36%	29%	34%	38%	25%	33%	86%
	Mediana	37%	37%	30%	29%	38%	24%	35%	85%
	Moda	40%	40%	33%	23%	38%	21%	45%	81%
	Desviación Estándar	10%	10%	10%	16%	11%	11%	10%	5%
	Mínimo	3%	3%	10%	18%	16%	6%	5%	78%
Máximo	50%	50%	42%	49%	50%	45%	50%	99%	
Bo	Distribución	Log normal	Log normal	Log normal	Min Extreme	Max Extrema	Beta	Triangular	Triangular
	Media	1.06	1.06	1.06	1.03	1.08	1.13	1.09	1.07
	Mediana	1.05	1.05	1.05	1.04	1.07	1.11	1.08	1.07
	Moda	1.03	1.03	1.03	1.07	1.05	1.04	1.05	1.05
	Desviación Estándar	0.05	0.05	0.05	0.09	0.06	0.09	0.02	0.03
	Mínimo	1.01	1.01	1.01	1.01	1	1.03	1.05	1.01
Máximo	1.19	1.19	1.19	1.1	1.2	1.4	1.16	1.16	

Tabla 11-2. Parámetros estadísticos estimados de las variables de cálculo de potencial: Espesor Neto (hNet), Espesor Productor (hPay), Porosidad (Φ), Saturación de Agua (Sw) y Factor volumétrico por cuenca (Bo).

Variable	Distribución	PARAMETROS ESTIMADOS						PRUEBA DE BONDAD DE AJUSTE			
		\bar{x}	INTERVALO DE CONFIANZA		\bar{y}	INTERVALO DE CONFIANZA		HIPOTESIS NULA	P	ESTADISTICO	G.L
LLANOS Escenario 1	Extremo Maximo	181.0639	166.1035	196.0244	233.9063	226.4775	241.5789	1%	8.50E-39	175%	0%
LLANOS Escenario 2	Lognormal	2.4988	2.3051	2.6925	1.5922	1.4666	1.7416	0%	29%	2.5%	2%
LLANOS Escenario 3	Beta	0.4808	-0.6799	-0.2817	34.7832	25.8173	46.8627	0%	1%	1.7%	3%
VSM	Exponencial	80.2222	53.0519	NaN	NaN	135.3588	NaN	0%	NaN	0.9%	0%
VMM	Max Extreme	120.6328	95.9462	145.3195	69.9062	56.2508	86.8767	0%	NaN	0.3%	0%
CAGUAN	Lognormal	2.9762	2.7574	3.1951	0.9381	0.8067	1.1209	1%	3%	5%	0%
CORDILLERA	Triangular	27	1	55	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN
CHOCO	Triangular	430.67	32	1154	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN

Tabla 11-3. Parámetros de ajuste de la distribución y resultados de la prueba de bondad aplicada a los datos de Espesor Neto (hNet) y Espesor productor, usados en la estimación del potencial de crudos pesados. VMM Valle Medio del Magdalena; VSM Valle Superior del Magdalena

Variable	Distribución	PARAMETROS ESTIMADOS						PRUEBA DE BONDAD DE AJUSTE			
		\bar{x}	INTERVALO DE CONFIANZA		\bar{y}	INTERVALO DE CONFIANZA		HIPOTESIS NULA	P	ESTADISTICO	G.L
LLANOS Escenario 1	Beta	7.8546	5.0508	10.6583	27.92	17.5643	38.2758	0%	0.5%	5.5%	6%
LLANOS Escenario 2	Beta	7.8546	5.0508	10.6583	27.92	17.5643	38.2758	0%	0.5%	5.5%	6%
LLANOS Escenario 3	Min Extrema	0.2471	0.2344	0.2599	0.0476	0.0391	0.0579	0%	0%	4%	3%
VSM	Max Extrema	0.2151	0.1968	0.2335	0.0404	0.0293	0.0557	0%	NaN	6%	0%
VMM	BetaPERT	16.759	8.1647	25.3533	63.6242	27.7988	99.4496	0%	NaN	0%	0%
CAGUAN	Logistica	0.137	0.1315	0.1424	0.0148	0.0123	0.0178	NaN	NaN	NaN	NaN
CORDILLERA	Triangular	0.12	0.08	0.15	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN
CHOCO	Triangular	0.12	0.078	0.15	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN

Tabla 11-4. Parámetros de ajuste de la distribución y resultados de la prueba de bondad aplicada a los datos porosidad, usados en la estimación del potencial de crudos pesados.

Evaluación del volumen total de hidrocarburos y potencial por descubrir en Colombia

Variable	Distribución	PARAMETROS ESTIMADOS						PRUEBA DE BONDAD DE AJUSTE			G.L
		\hat{x}	INTERVALO DE CONFIANZA		\hat{y}	INTERVALO DE CONFIANZA		HIPOTESIS NULA	P	ESTADISTICO	
LLANOS Escenario 1	Min Extrema	0.4004	0.3883	0.4126	0.0763	0.0675	0.0862	0%	0%	8%	5%
LLANOS Escenario 2	Min Extrem	0.4004	0.3883	0.4126	0.0763	0.0675	0.0862	0%	0%	8%	5%
LLANOS Escenario 3	Min Extrem e	0.3312	0.3111	0.3513	0.0779	0.0639	0.0951	0%	0%	7%	3%
VSM	Lognormal	1.1744	-1.341	-1.0078	0.3661	0.2801	0.5286	0%	NaN	1%	0%
VMM	Logistic	0.3819	0.3474	0.4165	0.0599	0.0454	0.0791	NaN	NaN	NaN	NaN
CAGUAN	Beta	3.838	2.3346	5.3414	11.2464	6.4343	16.0584	0%	0%	9%	5%
CORDILLERA	Triangular	0.33	0.05	0.5	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN
CHOCO	Triangular	0.896	0.775	0.991	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN

Tabla 11-5. Parámetros de ajuste de la distribución y resultados de la prueba de bondad aplicada a los datos saturación de agua, usados en la estimación del potencial de crudos pesados.

Variable	Distribución	PARAMETROS ESTIMADOS						PRUEBA DE BONDAD DE AJUSTE			G. L
		\hat{x}	INTERVALO DE CONFIANZA		\hat{y}	INTERVALO DE CONFIANZA		HIPOTESIS NULA	P	ESTADISTICO	
LLANOS Escenario 1	Lognormal	0.0602	0.0332	0.0872	0.0447	0.032	0.0737	0%	NaN	6%	0%
LLANOS Escenario 2	Lognormal	0.0602	0.0332	0.0872	0.0447	0.032	0.0737	0%	NaN	6%	0%
LLANOS Escenario 3	Lognormal	0.0602	0.0332	0.0872	0.0447	0.032	0.0737	0%	NaN	6%	0%
VALLE SUPERIOR DEL MAGDALENA	Min Extrem e	1.0771	1.0649	1.0892	0.0262	0.0184	0.0373	0%	NaN	0%	0%
VALLE MEDIO DEL MAGDALENA	Max Extrema	1.1034	1.0847	1.1221	0.0531	0.0417	0.0676	0%	NaN	2%	0%
CAGUAN	Beta	1.1281	0.9108			1.4343	0	NaN	41%	0%	
CORDILLERA	Triangular	1.09	1.05	1.16	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN
CHOCO	Triangular	1.07	1.01	1.16	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN

Tabla 11-6. Parámetros de ajuste de la distribución y resultados de la prueba de bondad aplicada a los datos Factor volumétrico, usados en la estimación del potencial de crudos pesados.

11.4.1 Área

El cálculo de áreas a partir de la aproximación propuesta por Vargas (2009) tuvo en cuenta la información producción de crudos pesados en varias cuencas sedimentarias. De acuerdo con la Figura 11-2, el máximo potencial de producción por cuenca bajo las actuales condiciones tecnológicas y con condición máxima de 10 hectáreas por cada MMbbl sería de 1.7%. Siguiendo esta aproximación, se han estimado las áreas efectivas de cada cuenca con potencial de crudos pesados (Tabla 11-7).

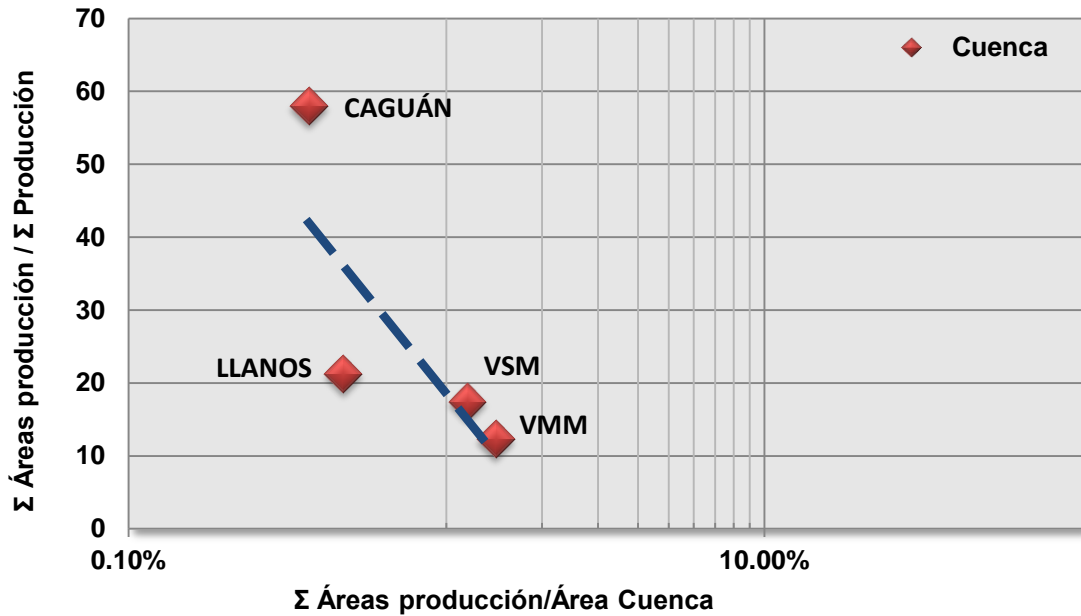


Figura 11-2. Aproximación para deducir el área máxima de producción de crudos pesados con respecto al área total de la cuenca.

Cuenca	Área máxima de potencial para hidrocarburos pesados (acres)
Llanos	395,896
Valle Superior del Magdalena	37,810
Valle Medio del Magdalena	57,960
Cordillera Oriental	126,283
Caguán - Putumayo	193,984
Chocó	27,480

Tabla 11-7. Áreas de máxima ocurrencia de potencial para hidrocarburos pesados por cuenca.

11.4.2 Potencial de Crudos pesados

La Tabla 11-8 presenta el resultado de la simulación Montecarlo efectuada para el cálculo del potencial de crudos con densidades <22° API. Los escenarios para la cuenca Llanos Orientales ilustran la variabilidad de los resultados en función del espesor utilizado. Las figuras 11-3 y 11-4 presentan una síntesis de las estimaciones realizadas en este trabajo.

Cuenca	Potencial (MMbbl)		
	P ₁₀	P ₅₀	P ₉₀
Llanos Escenario 1	319,455	46,735	6,806
Llanos Escenario 2	168,610	29,700	4,879
Llanos Escenario 3	51,529	20,082	5,178
Valle Medio del Magdalena	22,459	10,216	3,526
Caguán - Putumayo	21,500	5,794	1,628
Valle superior del Magdalena	16,318	4,444	582
Cordillera Oriental	5,467	3,052	1,369
Chocó	3,454	1,145	313
Total (MMbbl)	388,654	71,384	14,224

Tabla 11-8. Potencial de crudos pesados para Colombia, excluyendo zonas de parques naturales y áreas de reserva ambiental para las cuencas.

El recurso total para todas las cuencas ha sido estimado con el Escenario 1 de la cuenca Llanos Orientales.

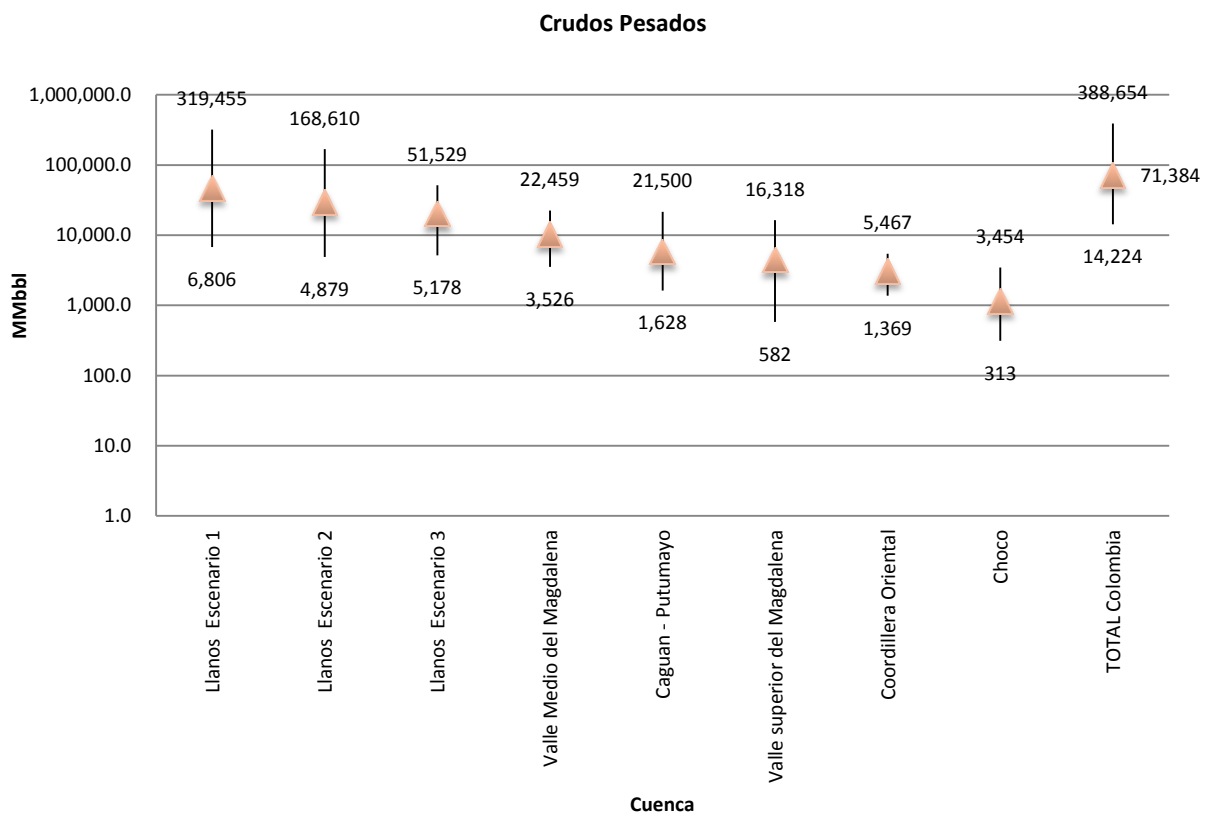


Figura 11-3. Potencial de Crudos pesados en varias cuencas de Colombia.

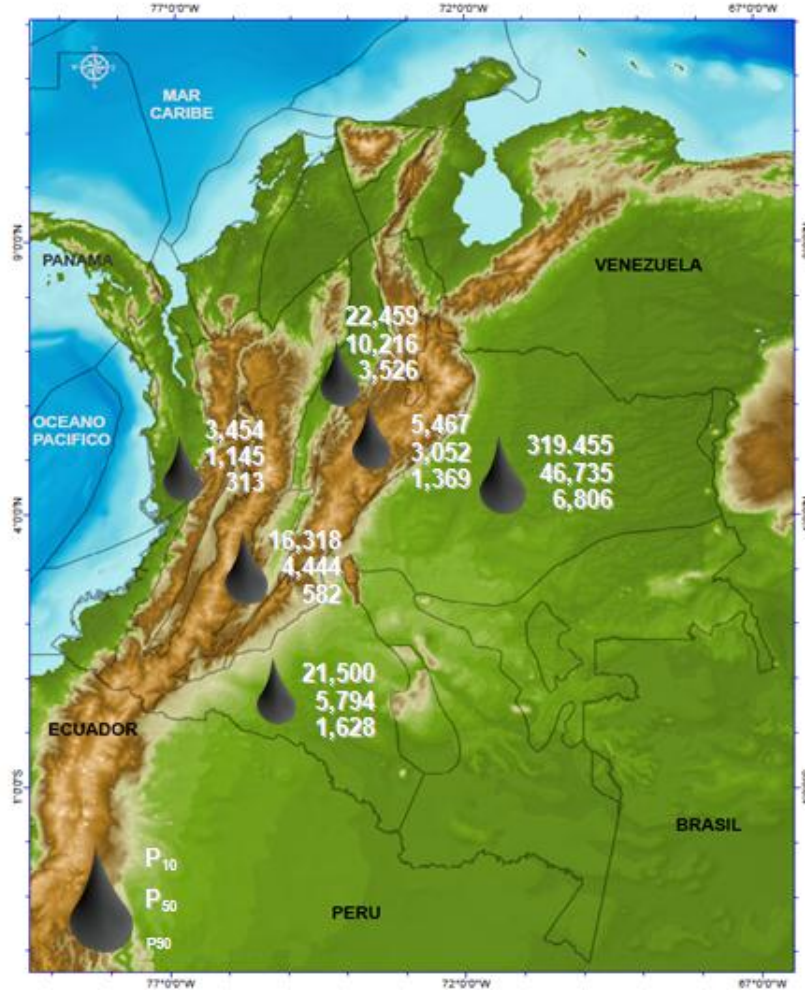


Figura 11-4. Resumen del Potencial de Crudos pesados para Colombia. Análisis de sensibilidad

Un análisis de sensibilidad sobre las funciones de distribución utilizadas en la estimación del potencial de crudo pesado (espesor, porosidades, saturaciones y factor de recobro), sugiere que el espesor de las formaciones objetivo es la variable aleatoria con mayor incertidumbre (Figura 11-5), y en consecuencia los ejercicios exploratorios deberán hacer mayor esfuerzo en su definición. Le siguen en su orden las porosidades y saturaciones. Por la naturaleza de las hipótesis usadas en este trabajo, también será necesario validar la representatividad de las áreas.

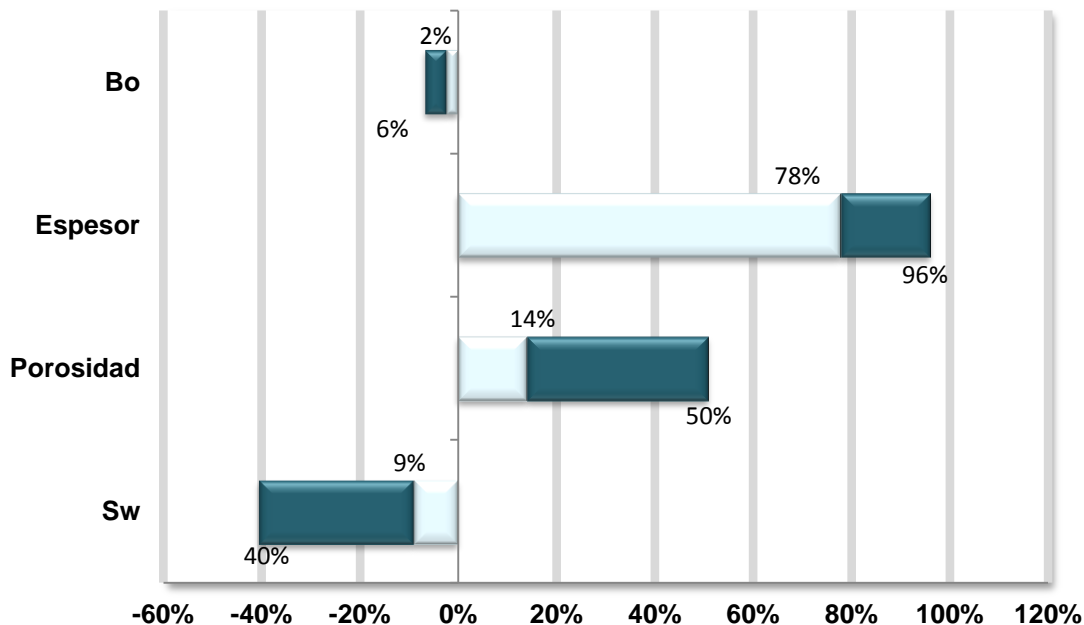


Figura 11-5. Análisis porcentual de la sensibilidad de las variables aplicadas en el cálculo de Crudos pesados para cuencas potenciales.

11.5 CONCLUSIONES

- El análisis de sensibilidad sugiere que el espesor es la variable más sensible en el cálculo del potencial, seguido de la porosidad y la saturación.
- Las cuencas con mayor prospectividad de crudos pesados son Llanos Orientales y Valle Medio de Magdalena.
- El potencial de crudos pesados en las cinco cuencas colombianas analizadas se encuentra en el rango P_{90} 14,224 MMBbl, y P_{10} 388,654 MMBbl.

11.6 BIBLIOGRAFÍA

ANH. (2010). Organic Geochemistry Atlas of Colombia Escala 1:2'800000. Bogotá.

ANH. (s.f.). Perforación del Primer Pozo de Reconocimiento del Subsuelo en La Cuenca Chocó, Subcuenca San Juan, como parte de la Visión de la Agencia Nacional de Hidrocarburos de Colombia. Recuperado el 2011, de Agencia Nacional de Hidrocarburos: www.anh.gov.co

Curtis Carl, D. E. (2003). Yacimientos de petróleo pesado. Oilfield Review 14 , 3, 32-55.

E&P. (2011). Exploration and Production. Obtenido de <http://www.epmag.com>

ECPA. (2011). Energy and Climate Partnership of the Americas . Obtenido de <http://www.ecpamericas.org>:
http://www.ecpamericas.org/data/files/Initiatives/heavy_oil_wkg/2nd_heavy_oil_working_group_report_esp.pdf

Earth Sciences Research Journal, Volume 16, Special Issue, April, 2012

FONADE-UIS-ANH. (2009). Informe ejecutivo evaluación del potencial hidrocarburífero de las Cuencas Colombianas. Bogotá.

GEMS Ltda, ANH. (2007). Caracterización geoquímica de rocas y crudos en las cuencas de cesar-ranchería, Sinú-San Jacinto, Chocó y área de Soápagua (Cuenca Cordillera Oriental). Bogotá.

Halliburton. (2006). Estudio integral que permita calcular las reservas probadas y probables sustentables para crudos con gravedades menores o iguales a 20 API en la Cuenca de los Llanos Orientales. Bogotá,.

http://ercb.ca/portal/server.pt/gateway/PTARGS_0_0_303_263_0_43/http://ercbContent/publish/hedcontent/publish/ercb_home/public_zone/ercb_process/enerfaqs/enerfaqs12.aspx.

<http://www.eia.doe.gov>.

Stach, E. (1982). Stach's textbook of coal petrology. Berlin: Grebruder .

U.S. Geological Survey . (1990). Bulletin No. 1944.

UPTC-ANH. (2009). Cartografía geológica de 51267.45 km² en la cuenca Caguán – Putumayo a partir de sensores remotos a escala 1:100.000 y 739 km² con control de campo a escala 1:50.000 en las planchas ICAG 413 y 414 departamentos de Meta, Caquetá, Putumayo. Bogotá.

USGS. (2010). "An Estimate of Recoverable Heavy Oil Resources of the Orinoco Oil Belt, Venezuela.

Vargas Jiménez, C. A. (2009). Nuevos aportes a la estimación del potencial de hidrocarburos en Colombia. Revista Colombiana de Ciencias , 33, 17-34.

YEN, G. C. (1978). Bitumens, Asphalt and Tar Sands. Amsterdam, The Netherlands: Elsevier Scientific Publishing Company.

Yen, T. (1984). Characterization of heavy oil, in Meyer, R.F., Wynn, J.C., and Olson, J.C., eds., The Future of Heavy Crude and Tar Sands. International Conference, 2d, Caracas (págs. p. 412-423). New York: McGraw-Hill,.

11.7 ANEXOS

11.7.1 Anexo 11-1

Documento Digital

“Anexo 1 - Base de Datos Crudos pesados Colombia.xlsx. En el centro documental de la ANH.

12 PROYECCIONES DE PRODUCCIÓN

12.1 GENERALIDADES

Las proyecciones de producción hacen parte de esquemas de desarrollo donde variables como reservas, infraestructura, aspectos técnicos del proceso y mercado son conocidos con suficiencia en el marco de modelos conceptuales que permiten predecir escenarios futuros.

Para el caso de campos de petróleo y gas convencional en desarrollo, la incertidumbre de las predicciones o pronósticos se encuentra ligada a la sostenibilidad de las condiciones y modelos actuales de producción. A su vez, las reservas de recursos no convencionales vienen planteando permanentes cambios en la producción debido a la naturaleza del recurso y el refinamiento permanente de procesos de extracción. Sin embargo, los rangos de incertidumbre cambian drásticamente al intentar pronosticar escenarios de producción de cualquier recurso a partir de estimaciones del potencial hidrocarburífero. El dramático cambio en la magnitud de la incertidumbre que interviene en el cálculo del potencial impide desarrollar esquemas realistas sobre las proyecciones de producción.

A la falta de históricos de producción de no convencionales en Colombia y escasos reportes en el mundo, se adhieren los debates ambientales relacionados con la explotación de shales (oil y gas), hidratos y arenas asfálticas (Tar Sands), los problemas normativos en el gas asociado al carbón (GAC), y las costosas inversiones para el desarrollo de crudos pesados, extrapesados y arenas apretadas; todo un marco restrictivo que impone limitaciones para el establecimiento de escenarios fiables.

De este modo, solo podremos realizar proyecciones de producción para aceite y gas convencional. Sin embargo, aun existiendo registros históricos de la producción de convencionales en Colombia, la disponibilidad del recurso es tan solo una parte del problema. En el proceso de producción intervienen otras variables macroeconómicas como el precio del crudo, la capacidad nacional para exportar el recurso y sus derivados, la producción y las reservas mundiales, etc. En este trabajo nos aproximaremos a un pronóstico de producción mediante el análisis de series de tiempo de producción nacional y otras variables macroeconómicas bajo la hipótesis de cointegridad.

12.1.1 Series de tiempo Cointegrales

Se trata de series temporales no estacionarias cuya combinación lineal llega a ser estacionaria, reflejando condiciones de equilibrio a largo plazo. Su descripción matemática amplia y formal se encuentra expuesta en Engle y Granger (1987). Su desarrollo ha estado ligado a la descripción de series econométricas de diversa naturaleza.

En nuestro caso, aceptamos su uso como una aproximación al pronóstico de la producción de aceite y gas en Colombia, basados en la evolución promedia anual de reservas y producción en Colombia y el mundo, precio del hidrocarburo, y monto de las exportaciones de petróleo y sus derivados de Colombia.

12.2 DATOS E HIPOTESIS

12.2.1 Datos

Se tomaron datos de producción, reservas y exportaciones para Colombia de diferentes instituciones:

- Evolución promedia anual de reservas y producción en Colombia (ANH, 2011).
- Reservas y producción en el mundo, precio del hidrocarburo (BP, 2011).
- Monto de las exportaciones de petróleo y sus derivados de Colombia (BANREPUBLICA, 2011).

La mayoría de las series son comparables a partir de 1980 (ver Tabla 12-1).

Registro histórico	Período con datos completos
Producción de Aceite en Colombia	1980-2010
Producción de Aceite en el Mundo	1980-2010
Precio Aceite (USD/Barril)	1980-2010
Producción de Gas en Colombia	1980-2010
Producción de Gas en el Mundo	1980-2010
Precio Gas (US\$/Btu)	1980-2010
Exportaciones colombiana de petróleo y derivados	1980-2010

Tabla 12-1. Series de tiempo tenidas en cuenta para el pronóstico de producción de aceite y gas en Colombia bajo el enfoque de variables cointegrales.

12.2.2 Hipótesis

Solo se analizaron proyecciones de producción a partir de recursos que garantizan información histórica de producción en Colombia, es decir, aceite y gas convencional. Para ello, se utilizaran las series temporales, considerando las siguientes hipótesis de trabajo:

12.2.2.1 Hipótesis 1

La prospectividad del Territorio (volumen de potencial y reservas) no es más importante que la situación política de la Nación y el mundo. Dependiendo de la sintonización de estos parámetros, se generará aumento o disminución de la producción.

12.2.2.2 Hipótesis 2

Serán reflejo de la situación política los precios del hidrocarburo, las reservas y producción de hidrocarburos del mundo, y la demanda y capacidad exportadora colombiana.

12.2.2.3 Hipótesis 3

Las series de tiempo de reservas en Colombia y montos de exportación por productos derivados del petróleo, al igual que los históricos anuales sobre precio del crudo o gas, producción y reservas mundiales, son abordables desde la perspectiva de las series cointegrales.

12.3 METODOLOGIA

El trabajo consistió en coleccionar series de tiempo, lo más largas, coincidentes y representativas de los procesos que favorecen la producción de hidrocarburos en Colombia, y que pudieran garantizar la estimación de una serie cointegral y con ella, inferir el comportamiento de la producción de aceite y gas en los próximos 20 años. La serie cointegral garantiza un equilibrio a largo plazo, es decir,

permite inferir una relación lineal entre un conjunto de variables que se ha mantenido durante un largo período de tiempo. En nuestro ejercicio, hemos establecido pronosticado el comportamiento de la producción de la siguiente manera:

1. Fueron homogenizadas en pasos anuales las series de tiempo relacionadas en la Tabla 11-1.
2. Fue aceptada la hipótesis de estacionalidad de las series de tiempo y aplicado la aproximación numérica de Engle-Granger (Engle y Granger, 1987).
3. Se estimaron cuatro escenarios que combinaron la producción de aceite o gas con las restantes cinco series de tiempo de la Tabla 1. Se eligieron las tripletas más estables.
4. Se proyectaron escenarios con pasos anuales hasta el año 25 (condición de frontera), pero se evaluaron solo los resultados para 5, 10, 15 y 20 años.

12.4 RESULTADOS

Dado que se trata de un ejercicio que contempla el análisis móvil del registro histórico, sus pronósticos no son asintóticos. Más bien, las proyecciones mantienen cierto comportamiento derivado de la memoria evaluada. Las figuras 12-1 y 12-2 presentan los resultados del análisis a partir del tratamiento como variables cointegrales.

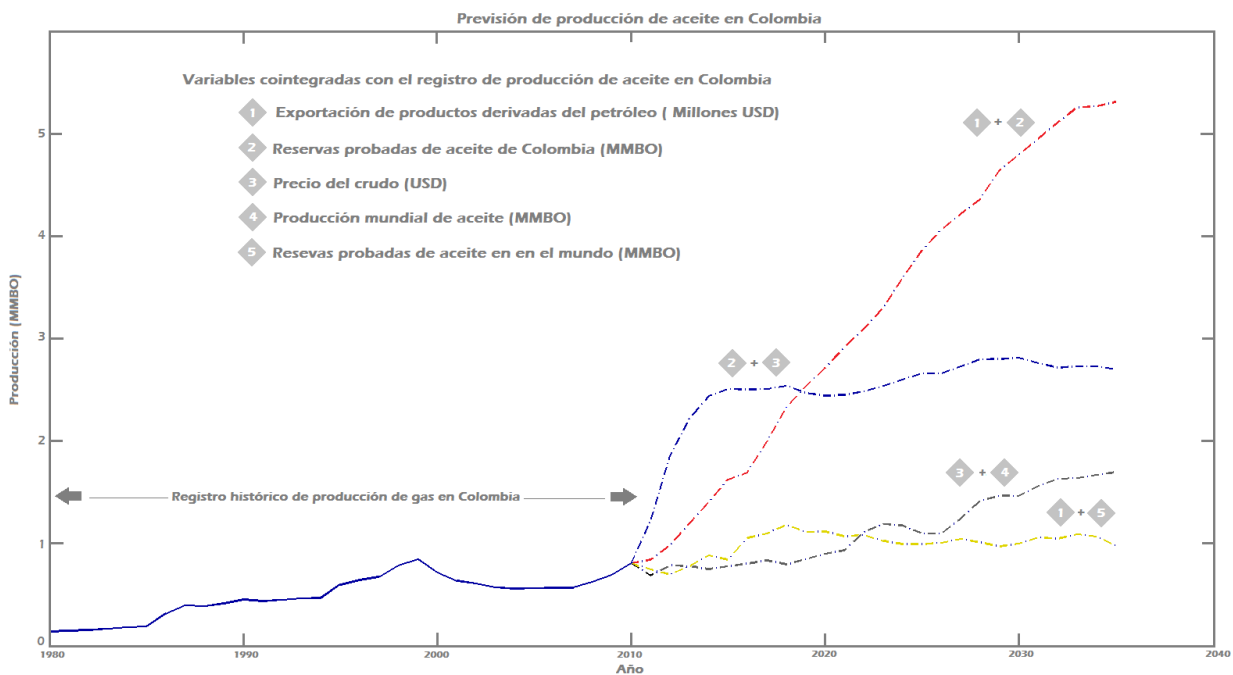


Figura 12-1. Pronóstico de producción de aceite en Colombia a partir del análisis de series de tiempo bajo el enfoque de variables cointegrales.

La línea azul continua representa el registro histórico de producción de aceite en Colombia. Las líneas interrumpidas corresponden a los intervalos proyectados de producción de aceite (20 años) teniendo en cuenta las otras dos variables cointegrales (numeradas).

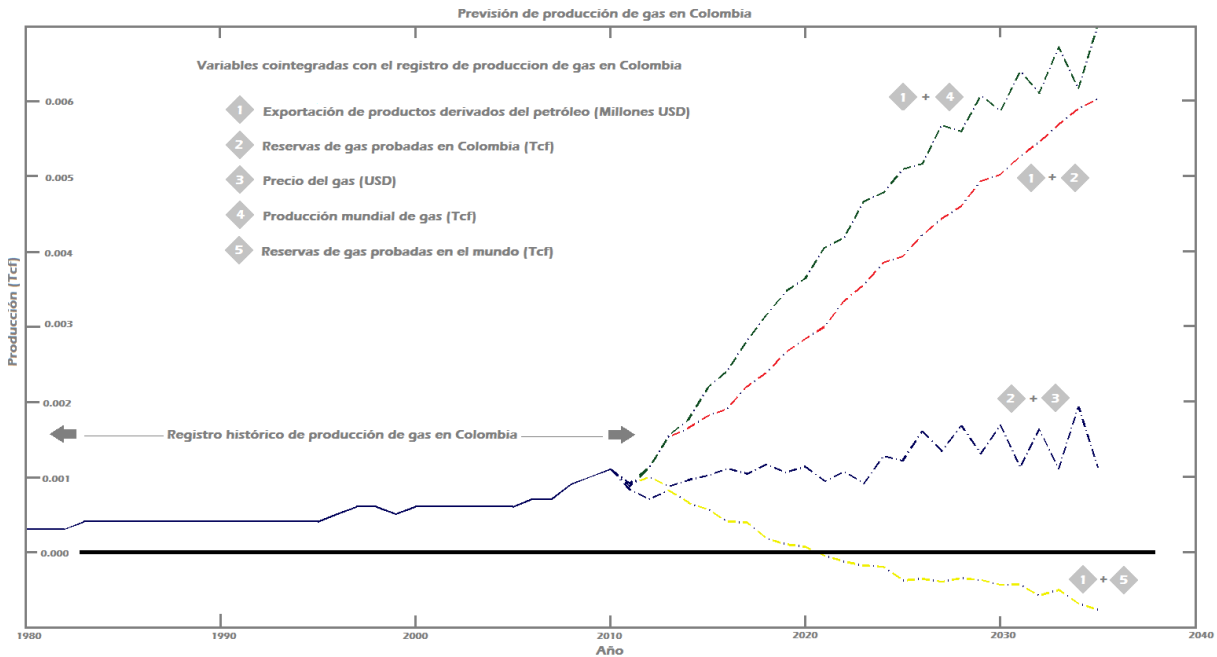


Figura 12-2. Pronóstico de producción de gas en Colombia a partir del análisis de series de tiempo bajo el enfoque de variables cointegrales.

La línea azul continua representa el registro histórico de producción de gas en Colombia. Las líneas interrumpidas corresponden a los intervalos proyectados de producción de gas (20 años) teniendo en cuenta las otras dos variables cointegrales (numeradas).

12.5 BIBLIOGRAFÍA

ANH. «Cifras y Estadísticas 2011.» 2011. <http://www.anh.gov.co/es/index.php?id=8> (último acceso: 30 de Noviembre de 2011).

BANREPUBLICA. «Exportaciones totales (FOB) - Principales exportaciones y resto de exportaciones.» http://www.banrep.gov.co/estad/dsbb/sec_ext_009.xls (último acceso: 30 de Noviembre de 2011).

BP. «Statistical Review of world Energy 2011.» <http://www.bp.com/sectionbodycopy.do?categoryId=7500&contentId=7068481> (último acceso: 30 de Noviembre de 2011).

Engle, R F, y C W J Granger. «Cointegration and Error Correction: Representation, Estimation and Testing.» *Econometrica* 55, 1987: 25 1-276.

12.6 ANEXOS

12.6.1 Anexo 12-1

Aceite_Gas_Col_Pronostico_Producción.xlsx. En el centro documental de la ANH.

13 SINTESIS DEL TRABAJO

13.1 GENERALIDADES

Ha sido estimado el potencial in situ de hidrocarburos convencionales y no convencionales, así como los recursos por descubrir en Colombia (Yet-to-Find). Los resultados se basan en información geocientífica adquirida hasta la fecha y suministrada por la ANH, así como de otras fuentes nacionales e internacionales de acceso libre.

Las metodologías empleadas y las hipótesis que sustentan las estimaciones se encuentran descritas a lo largo de varios capítulos del trabajo. Cabe destacar que estas estimaciones se basan en la asunción que todas las cuencas de Colombia pueden presentar potencial de hidrocarburos convencionales o no convencionales, aun cuando en algunas de ellas no se han evidenciado ocurrencias, o no se han desarrollado estudios exploratorios que lo demuestren. De igual manera, los cálculos se encuentran íntimamente ligados a la hipótesis que relaciona directamente la extensión areal y el potencial in situ.

13.2 POTENCIAL DE HIDROCARBUROS CONVENCIONALES ESTIMADO EN COLOMBIA

Tres aproximaciones fueron realizadas para estimar el recurso hidrocarburífero en Colombia. La primera da cuenta sobre el recurso convencional generado y entrampado en las distintas cuencas sedimentarias colombianas; la segunda corresponde a una aproximación volumétrica “in place” que puede ser inferida a partir de la actual información exploratoria (OOIP y GIIP). La tercera aproximación, se basa en una aproximación geométrica fractal, bajo la hipótesis de sostenibilidad de condiciones económicas, socio-ambientales y políticas que permitieron hallazgos y producción en los pasados años.

La Tabla 13-1 presenta una síntesis sobre dichas estimaciones globales donde se puede apreciar la participación del recurso convencional. En general se observa una buena consistencia entre los resultados volumétricos (P₉₀) y la aproximación fractal (Escenario Bajo). En ambos casos parece evidente que hay una significativa disponibilidad de gas que no ha sido detectada. Mayor esfuerzo exploratorio deberá realizarse en los próximos años con el ánimo de adicionar nuevas reservas desde este potencial.

Estimación	Aceite (MMbbl)			Gas (Tcf)		
	P ₁₀	P ₅₀	P ₉₀	P ₁₀	P ₅₀	P ₉₀
Generado entrampado	1'918,000	335,000	56,000	2,558	447	75.0
In place (OOIP y GIIP)	430,361	117,963	20,000	234	28	3.5
% Recurso generado entrampado	~22.4%	~35.2%	~35.7%	~9.1%	~6.3%	~4.7%
Recursos por encontrar (YTF)	Alto 33,146	Medio 26,072	Bajo 22,798	Alto 348,9	Medio 49.9	Bajo 6.6
% Recurso generado entrampado (P₉₀)	~1.7%	~7.8%	~40.7%	~13.6%	~11.1%	~8.8%

Tabla 13-1. Síntesis del recurso hidrocarburífero convencional generado en Colombia, así como de estimaciones volumétricas (OOIP y GIIP) y fractales (YTF).

En la Figura 13-1 se presentan los resultados obtenidos para aceite convencional en Colombia en este trabajo, y se compraran con resultados realizados por otros autores para Colombia. Los resultados son compares y hacen alusión al recurso recuperable. Para el Caso de este trabajo, fueron acogidas dos afectaciones al cálculo del OOIP: un factor de recobro promedio (FR) del 20%, y un riesgo geológico del 30% (RG).

En general, las cuencas más prospectivas para hidrocarburos convencionales son:

- OOIP: Vaupes Amazonas, Cuenca Colombia y Pacifico Profundo.
- GIIP: Llanos Orientales, Cuenca Colombia y Pacifico Profundo.

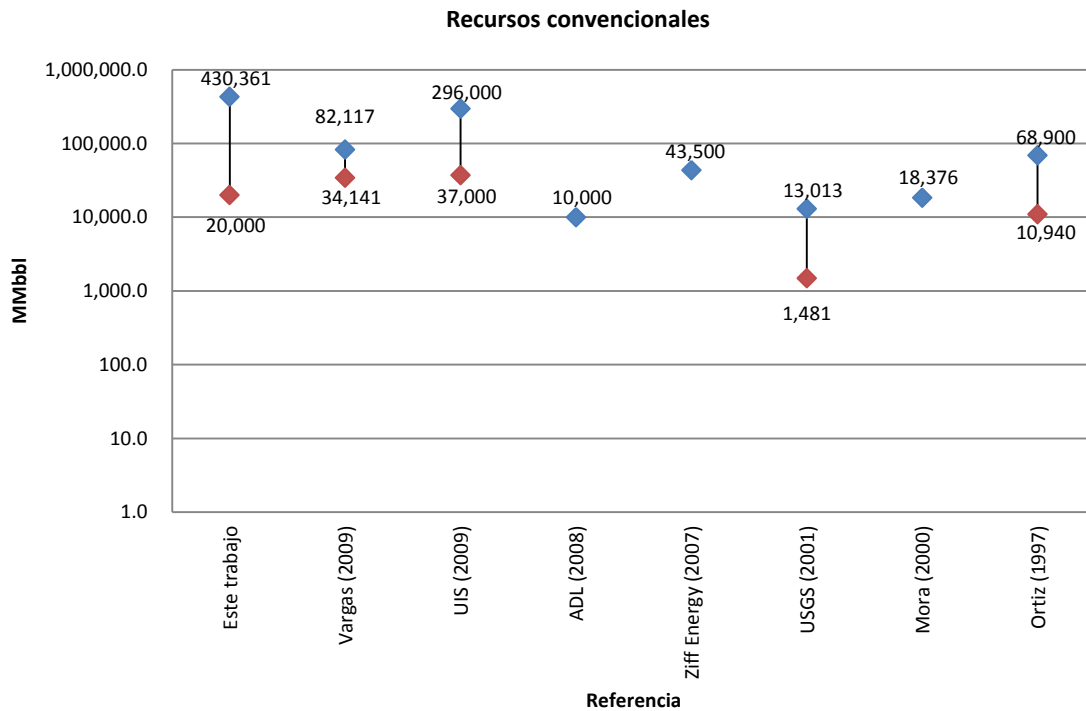


Figura 13-1. Potencial de aceite convencional para Colombia, estimados por diferentes autores UIS (Universidad Industrial de Santander), USGS (United States Geological Survey), ADL (Arthur De Little). El rango de OOIP es el valor estimado en este estudio. Modificado de Vargas (2009) POTENCIAL DE HIDROCARBUROS NO CONVENCIONALES ESTIMADO EN COLOMBIA

Una síntesis de los recursos no convencionales en Colombia se encuentra en la Tabla 13-2. El rango de recursos recuperables y las cuencas con mayor prospectividad han sido sugeridos. Un análisis de sensibilidad asociado a las variables más críticas ha sido incluido. Dicho análisis permitirá priorizar y planificar el trabajo exploratorio en términos de cada recurso.

En la Figura 13-2 se muestra una comparación de los resultados obtenidos en este estudio con los obtenidos por Arthur De Little (ADL, 2008), discriminando cada recurso no convencional.

Para la mayoría de los recursos estimados, el rango de los resultados presentados en este trabajo envuelve las estimaciones realizadas por ADL (2008). El único caso donde los resultados de ADL no se encuentran dentro del rango de valores es en hidratos de gas; allí los resultados de ADL son de

400 Tcf (74,862 MMBOE) en contraste con el rango de 4.89 - 75.63 Tcf (843 - 13,040 MMBOE) del presente trabajo (Figura 13-2).

Recurso	Resultados (máximo -mínimo)	Cuencas más prospectivas (P ₅₀)	Análisis de sensibilidad (variable de mayor incertidumbre)
Hidratos de Gas	4.89 - 75.63 Tcf	Chocó Marino Guajira Marino Sinu Marino Tumaco Marino	Saturación de hidratos Las cuencas de Los Cayos, Colombia y Pacífico Profundo no fueron analizadas en su completa extensión debido a falta de información.
Gas asociado al Carbón	Escenario 1: 0.75 - 77.5 Tcf Escenario 2: 14.7 - 21.9 Tcf	Sinú San Jacinto Cesar Ranchería Valle Superior del Magdalena Valle Medio del Magdalena	G _c (Contenido de gas in situ promedio Scf/ton)
Tar Sand	Escenario 1: 22.6 - 990.4 MMbbl recursos medidos Escenario 2: 155.7 - 6,812.6 MMbbl recursos indicados Escenario 3: 1,056.9 - 46,244.8 MMbbl recursos inferidos Escenario 4: 3,455.1 - 151,173.8 MMbbl recursos hipotéticos	Cordillera Oriental Llanos Orientales Valle Medio del Magdalena Valle Superior del Magdalena Caguán - Putumayo	Espesor de los estratos
Oil Shale	Escenario 1: 60.5 - 91,078.0 MMbbl recursos indicados Escenario 2: 511.7 - 677,745.2 MMbbl recursos hipotéticos	Cordillera Oriental Chocó Valle Superior del Magdalena Valle Medio del Magdalena	La incertidumbre de todas las variables empleadas en el cálculo es considerable, debido a la falta de información.
Shale Gas	Escenario 1: 33.7 - 2,050.6 Tcf Escenario 2: 57.7 - 3,086.0 Tcf	Llanos Orientales Cordillera Oriental Caguán Putumayo	Net-to-gross El recurso original ha sido riesgado.
Shale Oil	Escenario 1: 3,090.6 - 157,523.4 MMbbl Escenario 2: 4,264.8 - 234,028.2 MMbbl	Llanos Orientales Cordillera Oriental Caguán Putumayo	Net-to-gross El recurso original ha sido riesgado (30%).
Gas en arenas apretadas	Escenario 1: 0.005 - 6.3 Tcf Escenario 2: 0.9 - 43.7 Tcf	Llanos Orientales Caguán Putumayo Cordillera Oriental	Espesor de las capas de gas y en la saturación de agua
Crudo Pesado	14,224 - 388,654 MMbbl	Llanos Orientales Valle Medio del Magdalena Caguán Putumayo	Espesor de las formaciones

Tabla 13-2. Resultados obtenidos en las estimaciones de los recursos no convencionales para Colombia.

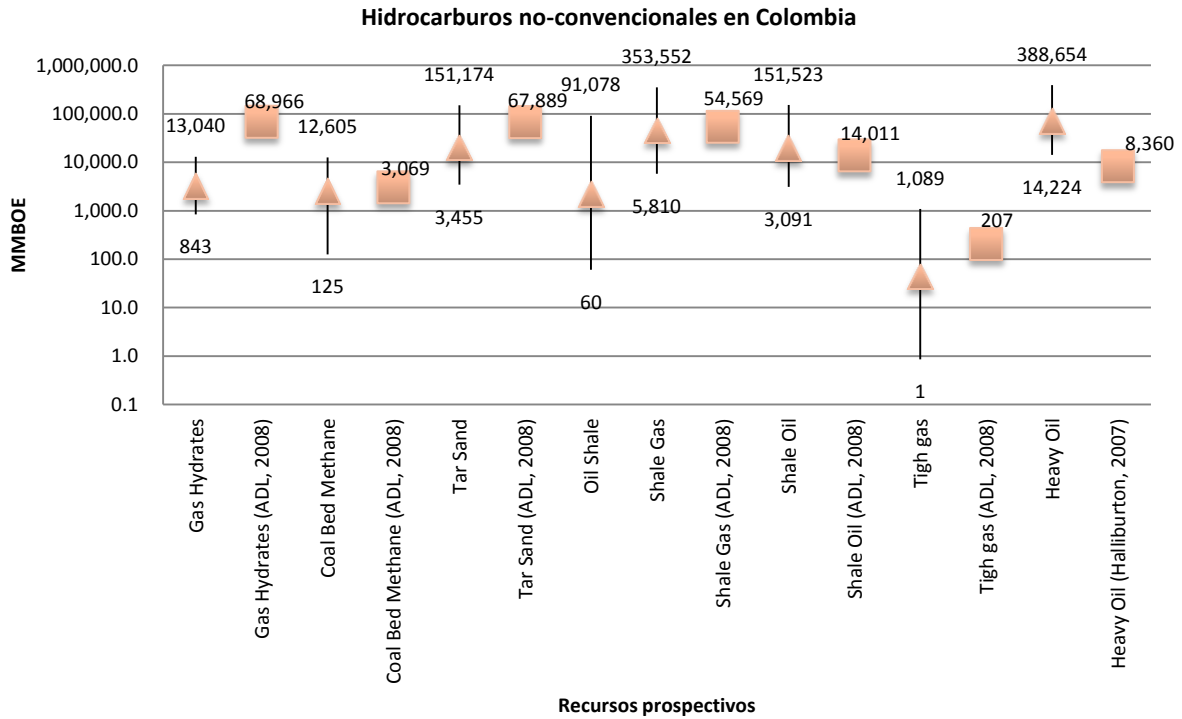


Figura 13-2. Potencial en recursos no convencionales para Colombia estimados en este trabajo y comparados por ADL (2008). MATRIZ DE RECURSOS HIDROCARBURÍFEROS

A continuación presentamos un resumen de las cuencas que tienen mayor probabilidad de presencia de recursos convencionales y no-convencionales. La matriz sintetiza las estimaciones derivadas de información geológica disponible, o a partir de datos provenientes de proyectos exploratorios o de producción. Para el caso de los recursos estimados bajo diferentes escenarios, se consideró el más optimista (Tabla 13-3).

Cuenca / Recursos (MMbbl / Tcf)	Crudo convencional (MMbbl)			Gas asociado y libre (Tcf)			Crudo pesado (MMbbl)		
	P ₁₀	P ₅₀	P ₉₀	P ₁₀	P ₅₀	P ₉₀	P ₁₀	P ₅₀	P ₉₀
OFFSHORE	276 413.0	75 815.0	12 570.0	205.8	20.6	1.9			
Cayos	43 050.0	11 774.0	1 950.0	21.8	2.6	0.3			
Chocó Offshore	12 589.0	3 453.0	575.0	58.9	4.4	0.1			
Colombia	90 992.0	24 923.0	4 138.0	39.9	4.9	0.6			
Guajira Offshore	18 721.0	5 131.0	855.0	10.0	1.1	0.1			
Pacífico Profundo Colombiano	92 961.0	25 566.0	4 224.0	39.4	4.7	0.6			
Sinú Offshore	8 182.0	2 248.0	377.0	10.4	1.0	0.1			
Tumaco Offshore	9 918.0	2 720.0	451.0	25.3	2.0	0.1			
ONSHORE	153 952.0	42 148.0	7 436.0	289.4	25.6	1.8	388 653.0	71 386.0	14 224.0
Amagá	804.0	233.0	75.0	3.3	0.3	0.0			
Choco	13 444.0	3 682.0	607.0	14.2	1.3	0.1	3 454.0	1 145.0	313.0
Caguán-Putumayo	419.0	137.0	34.0	15.8	1.9	0.2	21 500.0	5 794.0	1 628.0
Catatumbo	213.0	59.0	17.0	8.8	0.7	0.0			
Cauca Patía	4 553.0	1 247.0	208.0	60.5	4.3	0.1			
Cesar Ranchería	4 137.0	1 135.0	189.0	9.7	0.8	0.0			
Cordillera Oriental	22 653.0	6 221.0	1 030.0	44.9	3.6	0.2	5 467.0	3 052.0	1 369.0
Guajira	4 777.0	1 307.0	218.0	17.4	1.3	0.0			
Llanos Orientales	3 250.0	892.0	148.0	40.2	4.4	0.5	319 455.0	46 735.0	6 806.0
Sinú San Jacinto	13 469.0	3 697.0	614.0	15.5	1.3	0.1			
Tumaco	4 486.0	1 651.0	611.0	6.6	0.6	0.0			
Urabá	4 413.0	710.0	159.0	3.9	0.3	0.0			
Valle Inferior del Magdalena	13 177.0	3 609.0	602.0	12.3	1.1	0.1			
Valle Medio del Magdalena	11 885.0	3 252.0	539.0	7.2	0.6	0.1	22 459.0	10 216.0	3 526.0
Valle Superior del Magdalena	999.0	274.0	45.0	10.5	0.9	0.0	16 318.0	4 444.0	582.0
Vaupés Amazonas	51 273.0	14 042.0	2 340.0	18.6	2.2	0.3			
Áreas no Prospectivas o aledaña a cuenca									
TOTAL	430 365.0	117 963.0	20 006.0	495.1	46.3	3.8	388 653.0	71 386.0	14 224.0

Tabla 13-3. Recurso (Convencionales y No Convencionales) más probables en las diferentes cuencas colombianas indicando la estimación de recurso realizada. En verde se indica alta probabilidad, en amarillo moderada probabilidad y en rojo baja probabilidad. Estos resultados toman en cuenta las consideraciones ambientales.

Cuenca / Recursos (MMbbl / Tcf)	Hidratos de Gas (Tcf)			Gas asociado a Carbón (Bcf) ¹			Tar Sand		
	P ₁₀	P ₅₀	P ₉₀	P ₁₀	P ₅₀	P ₉₀	P ₁₀	P ₅₀	P ₉₀
OFFSHORE	75.6	19.1	4.9						
Cayos									
Chocó Offshore	46.9	11.8	3.0						
Colombia	1.9	0.5	0.1						
Guajira Offshore	12.2	3.1	0.8						
Pacífico Profundo Colombiano	3.7	0.9	0.2						
Sinú Offshore	5.8	1.5	0.4						
Tumaco Offshore	5.2	1.3	0.3						
ONSHORE				77 510.7	14 612.0	725.4	151 173.8	20 428.8	3 455.2
Amagá				516.0	96.0	4.0	318.6	43.1	7.3
Choco							2 187.7	295.6	50.0
Caguán-Putumayo				167.0	31.4	1.8	14 203.0	1 919.3	324.6
Catatumbo				682.3	128.2	6.6	816.9	110.4	18.7
Cauca Patía				720.7	134.9	7.0	711.9	96.2	16.3
Cesar Ranchería				17 713.0	3 296.0	161.0	756.1	102.2	17.3
Cordillera Oriental				4 585.2	867.1	43.7	22 109.1	2 987.7	505.3
Guajira				832.4	156.3	7.8	1 035.9	140.0	23.7
Llanos Orientales				573.0	107.3	5.3	16 536.0	2 233.2	377.7
Sinú San Jacinto				33 286.6	6 338.5	313.1	9 067.2	1 225.3	207.2
Tumaco							753.9	101.9	17.2
Urabá							1 027.7	138.9	23.5
Valle Inferior del Magdalena				252.0	47.0	2.0	4 174.3	564.1	95.4
Valle Medio del Magdalena				4 448.0	830.0	42.0	18 650.3	2 520.3	426.3
Valle Superior del Magdalena				11 177.7	2 099.8	106.8	25 404.0	3 432.9	580.6
Vaupés Amazonas							4 752.8	642.3	108.6
Áreas no Prospectivas o aledaña a cuenca				2 556.9	479.5	24.3	28 678.4	3 875.4	655.5
TOTAL	75.6	19.1	4.9	77 510.7	14 612.0	725.4	151 173.8	20 428.8	3 455.2

Continuación Tabla 13-3

Cuenca / Recursos (MMbbl / Tcf)	Oil Shale ³ (MMbbl)			Shale Oil ⁴ (MMbbl)			Shale Gas ⁴ (Tcf)		
	P ₁₀	P ₅₀	P ₉₀	P ₁₀	P ₅₀	P ₉₀	P ₁₀	P ₅₀	P ₉₀
OFFSHORE									
Cayos									
Chocó Offshore									
Colombia									
Guajira Offshore									
Pacífico Profundo Colombiano									
Sinú Offshore									
Tumaco Offshore									
ONSHORE	91 078.0	2 220.1	60.5	151 524.0	19 607.4	3 090.6	2 050.7	265.5	33.8
Amagá	3.5	0.1	0.0	14.4	4.2	0.6	0.2	0.1	-
Choco	412.2	10.9	0.3	235.2	71.4	11.4	3.2	1.0	0.2
Caguán-Putumayo	259.1	5.0	0.0	27 802.8	1 319.4	142.8	376.3	17.9	1.9
Catatumbo	85.0	3.6	0.1	1 918.2	403.2	50.4	26.0	5.5	0.7
Cauca Patía	240.2	7.8	0.2	295.8	88.2	13.8	4.0	1.2	0.2
Cesar Ranchería	622.9	13.9	0.3	1 108.2	294.6	43.2	15.0	4.0	0.6
Cordillera Oriental	294.6	9.5	0.3	7 543.8	2 137.8	327.0	102.1	28.9	4.4
Guajira	10 443.3	198.7	1.2	1 373.4	365.4	54.0	18.6	4.9	0.7
Llanos Orientales	798.9	33.3	1.2	68 478.6	10 783.8	1 297.2	926.7	145.9	17.6
Sinú San Jacinto	1 135.1	47.5	1.9	4 565.4	1 171.2	169.2	61.8	15.9	2.3
Tumaco	2 678.0	99.3	3.0	586.8	175.8	27.6	7.9	2.4	0.4
Urabá	1 950.3	97.1	4.1	943.8	241.8	34.8	12.8	3.3	0.5
Valle Inferior del Magdalena	12 166.0	220.4	3.8	1 255.2	362.4	55.8	17.0	4.9	0.8
Valle Medio del Magdalena	39 432.2	549.6	7.3	1 539.0	450.0	69.6	20.8	6.1	0.9
Valle Superior del Magdalena	5 986.4	240.9	8.5	469.2	139.2	21.6	6.4	1.9	0.3
Vaupés Amazonas	14 564.9	682.2	28.3	33 394.2	1 599.0	771.6	451.9	21.6	2.3
Áreas no Prospectivas o aledaña a cuenca	5.5	0.3	0.0						
TOTAL	91 078.0	2 220.1	60.5	151 524.0	19 607.4	3 090.6	2 050.7	265.5	33.8

Continuación Tabla 13-3

Cuenca / Recursos (MMbbl / Tcf)	Gas in Tigh sands ⁵ (Tcf)		
	P ₁₀	P ₅₀	P ₉₀
OFFSHORE			
Cayos			
Chocó Offshore			
Colombia			
Guajira Offshore			
Pacifico Profundo Colombiano			
Sinú Offshore			
Tumaco Offshore			
ONSHORE	43.7	5.5	1.0
Amagá	0.1	0.0	0.0
Choco	0.9	0.1	0.0
Caguán-Putumayo	6.7	0.9	0.1
Catatumbo	0.5	0.1	0.0
Cauca Patía	0.3	0.0	0.0
Cesar Ranchería	0.8	0.1	0.0
Cordillera Oriental	5.0	0.6	0.1
Guajira	1.0	0.1	0.0
Llanos Orientales	15.6	2.0	0.3
Sinú San Jacinto	2.5	0.3	0.1
Tumaco	0.5	0.1	0.0
Urabá	0.7	0.1	0.0
Valle Inferior del Magdalena	2.6	0.3	0.1
Valle Medio del Magdalena	2.1	0.3	0.0
Valle Superior del Magdalena	1.5	0.2	0.0
Vaupés Amazonas	3.0	0.4	0.1
Áreas no Prospectivas o aledaña a cuenca			
TOTAL	43.7	5.5	1.0

¹ Llano, Scenary 1
² Scenary 1
³ Scenary 2
⁴ Indicated resources

Resource
High probability
Moderate probability
Low probability

Continuación Tabla 13-