






# Prospectividad del gas en el dominio piedemonte (cuenca Cordillera) y la zona de antepaís occidental de la cuenca Llanos Orientales, Colombia

César Augusto Mora-Hernández<sup>1\*</sup> ; Claudia Rosa Posada-Saldarriaga<sup>1</sup>   
Gleubis Belén Silveira-Moreno<sup>2</sup> ; Patricia Chajín-Ortiz<sup>1</sup>   
Mauricio Alberto Bermúdez-Cella<sup>2</sup> 

<sup>1</sup>Kuenka Asesorías Geológicas S.A.S., Bogotá, Colombia. (\*) cmora@kuenka.com.co, claudiarosita@hotmail.com, pchajin@gmail.com

<sup>2</sup>Escuela de Ingeniería Geológica, Universidad Pedagógica y Tecnológica de Colombia, Sogamoso, Colombia. gbelen.silveira@gmail.com, mauricio.bermudez@uptc.edu.co

## Resumen

Colombia es un país productor de gas que ha logrado mantener un alto nivel de autosuficiencia de este recurso energético durante los últimos 40 años. Sin embargo, la disminución drástica de las reservas plantea un panorama preocupante. El estudio de prospectividad del gas en el dominio piedemonte (cuenca Cordillera) y la zona de antepaís occidental (cuenca Llanos Orientales) pretende apoyar las actividades de exploración y producción para adicionar reservas de gas en Colombia. La caracterización geoquímica de gases y el enfoque en la variable C3+ (propano (C3) + butano (C4) + pentano (C5)) indica que el 96% del gas producido en el área de estudio es de carácter húmedo (C3+ > 5%), y es fuente tanto de gas natural (GN-metano) como de gas licuado del petróleo (GLP-propano-butano). La combinación entre el potencial generador, el nivel de madurez térmico de los intervalos generadores y el origen del gas asociado a procesos de craqueo primario permitió condiciones ideales para el entrapamiento y producción de crudos livianos, condensados, gas húmedo (fuente de GLP) y gas seco (GN). Con base en la integración de los resultados, se proponen 4 corredores de prospectividad: piedemonte, donde en la actualidad se presenta la mayor producción de gas en Colombia (GN y GLP), *foredeep* (zona profunda de la zona de antepaís), antepaís occidental interior y antepaís occidental exterior. En todos los corredores existen campos descubiertos de petróleo y gas con historias de producción de más de 30 años y en proceso de declinación, que disponen de una infraestructura petrolera bien desarrollada; sin embargo, debido a que la mayor parte del gas está asociado al crudo, el aumento de reservas de gas en el dominio piedemonte y la zona de antepaís occidental de la cuenca Llanos Orientales depende de una estrategia exploratoria integral que incluya tanto al crudo como al gas.

**Palabras clave:** Gas natural; Gas seco; Gas húmedo; Gas licuado del petróleo; Recursos descubiertos; Modelo geológico.

---

Forma de citar: Mora-Hernández, C.A.; Posada-Saldarriaga, C.R.; Silveira-Moreno, G.B.; Chajín-Ortiz, P.; Bermúdez-Cella, M.A. (2024). Prospectividad del gas en el dominio piedemonte (cuenca Cordillera) y la zona de antepaís occidental de la cuenca Llanos Orientales, Colombia. *Boletín de Geología*, 46(3), 105-126. <https://doi.org/10.18273/revbol.v46n3-2024004>

## Gas prospectivity in the foothills domine Cordillera basin in the western foreland Llanos Orientales basin, Colombia

### Abstract

Colombia is a gas producing country that has managed to maintain a high level of self-sufficiency of this energy resource during the last 40 years, however the drastic decrease in reserves poses a worrying picture. The gas prospectivity study in the foothills domain (Cordillera basin) and the western foreland area of the Eastern Llanos basin aims to support exploration and production effort to increase gas reserves in Colombia. The geochemical characterization of gasses and the focus on the C3+ variable (propane (C3) + butane (C4) + pentane (C5)), indicates that 96% of the gas produced in the study area is of wet character (C3+ above 5%) and is a source of both natural gas (NG-Methane) and liquefied petroleum gas (LPG- propane-butane). The combination associated the source rock potential, thermal maturity level of the source rocks and the origin of the gas associated to primary cracking processes, allowed ideal conditions for the trapping and production of light oil, condensates, wet gas (LPG source) and dry gas (NG). Based on the integration of the results, four prospectivity play fairways are proposed: foothills, where the largest gas production in Colombia is located (NG and LPG), foredeep (deep zone of the foreland basin). In all the play fairways there are discovered oil and gas fields with production histories of more than 30 years and in the process of decline, which have a well-developed oil infrastructure. Since most of the gas is associated with oil, the increase of gas reserves in the foothills domain and the foreland of the Llanos Orientales basin depends on an integrated exploration strategy that includes both oil and gas.

**Keywords:** Natural gas; Dry gas; Wet gas; Liquefied petroleum gas; Discovered resources; Geological model.

### Introducción

Los recursos de gas descubiertos en las cuencas costa adentro (*onshore*) en Colombia ascienden a 19,5 terapies cúbicos (Tpc) (UPTC-ANH, 2022), y las reservas remanentes en el año 2022 se calcularon en 2,82 Tpc (ANH, 2023). De acuerdo con estudios realizados por la UPME para diferentes escenarios de oferta y demanda (UPME, 2019), el país estará obligado a importar gas si no se adicionan nuevas reservas. El gas húmedo, cuya composición tiene más del 5% de la fracción C3+ (la suma de propano (C3), butano (C4) y pentano (C5)) es la principal fuente para el gas licuado del petróleo o GLP (UPTC-MINCIENCIAS-ANH, 2023). Este recurso tiene una enorme importancia en la cocción de alimentos en zonas rurales, y, en caso de perder la autosuficiencia será necesario recurrir principalmente a la importación, lo cual crearía un desbalance en el precio interno del gas GLP.

A pesar de la gran importancia estratégica que el gas tiene para Colombia en la transición energética, existen pocos estudios regionales que combinen la geología del petróleo y el análisis de sistemas petrolíferos, enfocados a estimar la prospectividad del gas (UPTC-ANH, 2022). Dentro de los elementos que controlan el negocio del gas, tanto natural (metano) como GLP (propano y butano), normalmente se involucran variables como la oferta actual, el consumo

y los precios del mercado, pero poco se considera la posibilidad de realizar un aumento de la oferta interna a partir de la aplicación de estudios que evalúen la ocurrencia de este tipo de recursos.

Este estudio se enfoca en la prospectividad del GN y el GLP en el dominio piedemonte de la cuenca Cordillera y la zona de antepaís occidental “foreland del Pleistoceno” de la cuenca Llanos Orientales (Mora *et al.*, 2021), región localizada entre el límite oriental del piedemonte y los ríos Meta y Metica (Figura 1).

Según información pública (ANH, 2022), en el dominio piedemonte hay 13 campos productores de gas, los cuales presentan la mayor producción acumulada de gas del año 2021, con 468,7 giga pies cúbicos de gas (Gpc), que corresponde al 70% de la producción de gas fiscalizada en Colombia (667,7 Gpc). Los campos producen gas húmedo asociado a la producción de crudo, con una riqueza promedio de C3+ del 11% (UPTC-MINCIENCIAS-ANH, 2023). Para la cuenca Llanos Orientales, en el año 2021 (ANH, 2022), se fiscalizó la producción de gas en 106 campos, con producción total de 16 Gpc, lo cual representa un 2% del total de gas producido en el país (Figura 2). Todos los campos producen gas húmedo asociado a la producción de crudo, con una riqueza promedio de C3+ del 15% (UPTC-MINCIENCIAS-ANH, 2023).

De acuerdo con la evolución tectono-estratigráfica, existe una conexión entre los sistemas petrolíferos del dominio piedemonte y la cuenca Llanos Orientales. Con base en esto, se realizó una interpretación de datos geoquímicos de gases (Aguilera *et al.*, 2010; UPTC-ANH, 2022), a partir de parámetros asociados a la descripción de la composición molecular e isotópica, la caracterización del gas húmedo C3+ y la evaluación del origen y tipo de craqueo que influyen en los procesos de formación de estos gases.

Como complemento, se realizó el modelamiento 1D de los sistemas petrolíferos con el propósito de estimar la capacidad de generación de estos recursos de gas. La definición de prospectividad se basó en el hábitat geológico regional, la presencia de campos con producción de gas y la correlación con los focos generadores. Este enfoque permitió la delimitación de cuatro corredores prospectivos, los cuales a futuro servirán para orientar proyectos de exploración y producción de gas en el sector evaluado.

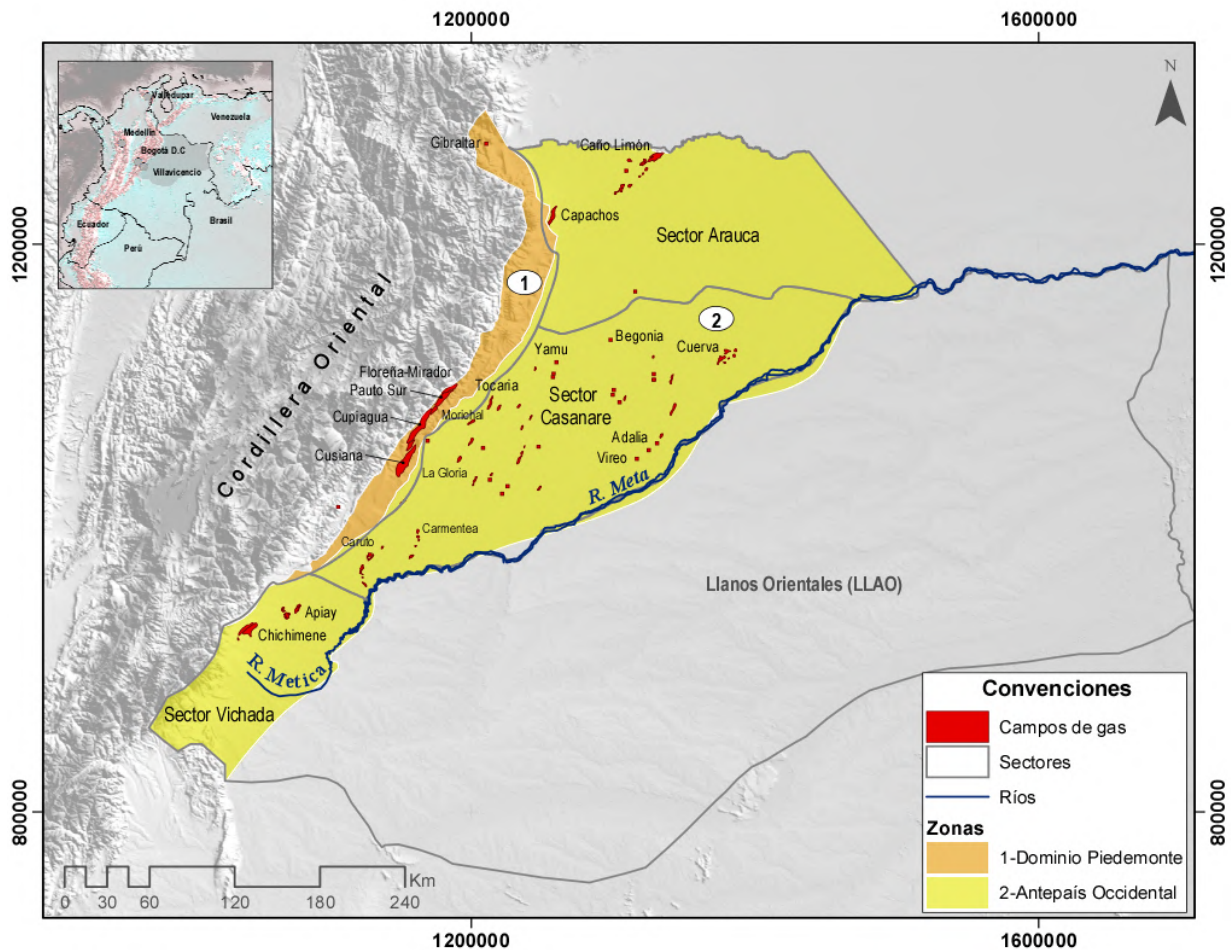


Figura 1. Mapa de localización del dominio piedemonte y la zona de antepaís occidental de la cuenca Llanos Orientales.

Prospektividad del gas en el dominio piedemonte (cuenca Cordillera) y la zona de antepaís occidental de la cuenca Llanos Orientales, Colombia

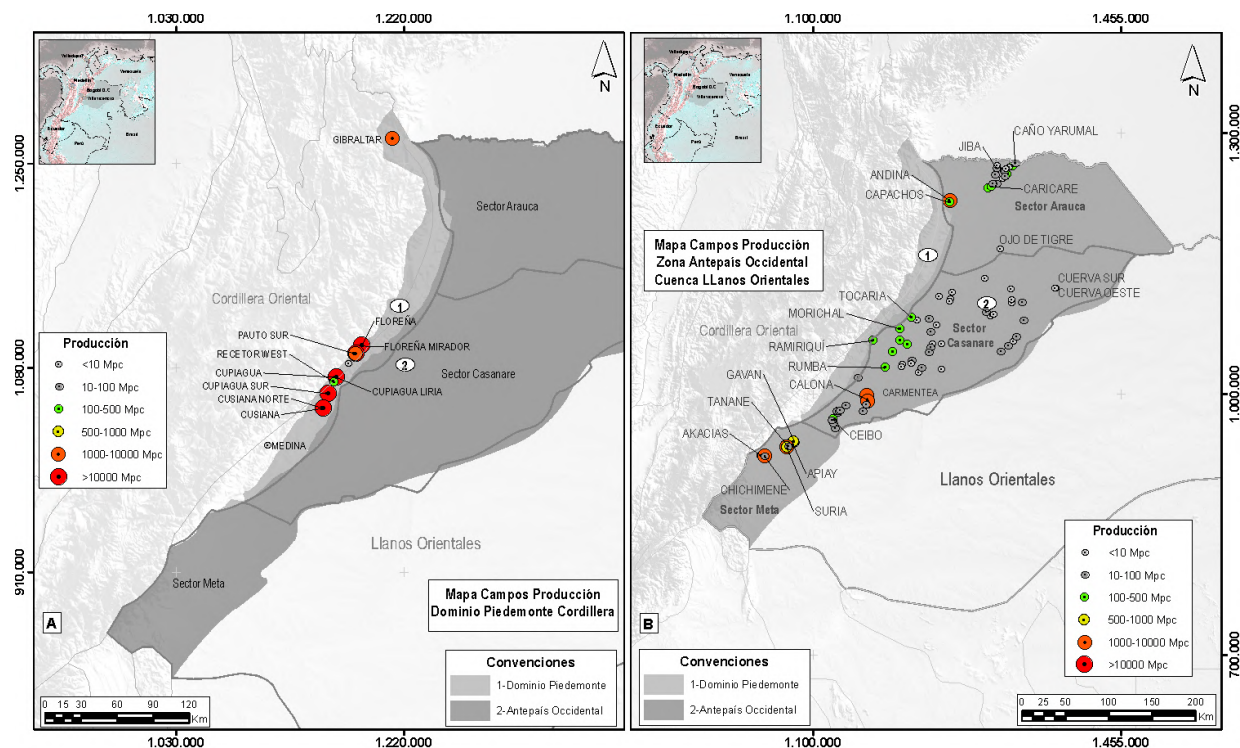


Figura 2. Campos con producción fiscalizada de gas en el año 2021. A. En el dominio piedemonte y B. En la zona antepaís occidental de la cuenca Llanos Orientales, separada por rangos de producción total acumulada.

### Contexto tectono-estratigráfico

El modelo clásico de evolución tectono-estratigráfica de Sarmiento-Rojas (2001), propuesto para la Cordillera Oriental y la cuenca de los Llanos Orientales, está altamente influenciado por la presencia del sistema de fallas de Guaicáramo, que permite una gruesa secuencia sedimentaria del Cretácico inferior al oeste de este sistema de fallas (dominio piedemonte), con unidades litoestratigráficas como las formaciones Macanal y las Juntas, que están ausentes al este en la zona de *foreland* o antepaís de la cuenca. Por encima de este ciclo del Cretácico inferior, se establece la comunicación estratigráfica entre el dominio piedemonte y la cuenca de los Llanos Orientales, con continuidad a nivel de las formaciones Une, Gachetá y Guadalupe. Este modelo propone la existencia de un gran hiato caracterizado por la ausencia de sedimentación durante el Paleoceno y el Eoceno temprano en la zona de antepaís.

La sedimentación y el registro estratigráfico se reinician durante el Eoceno tardío con las formaciones Mirador, Carbonera, León Shale y Guayabo. De acuerdo con Reyes-Harker *et al.* (2015) y Sánchez *et al.* (2015), basados en nuevas zonificaciones bioestratigráficas, se reconoce un evento erosivo que

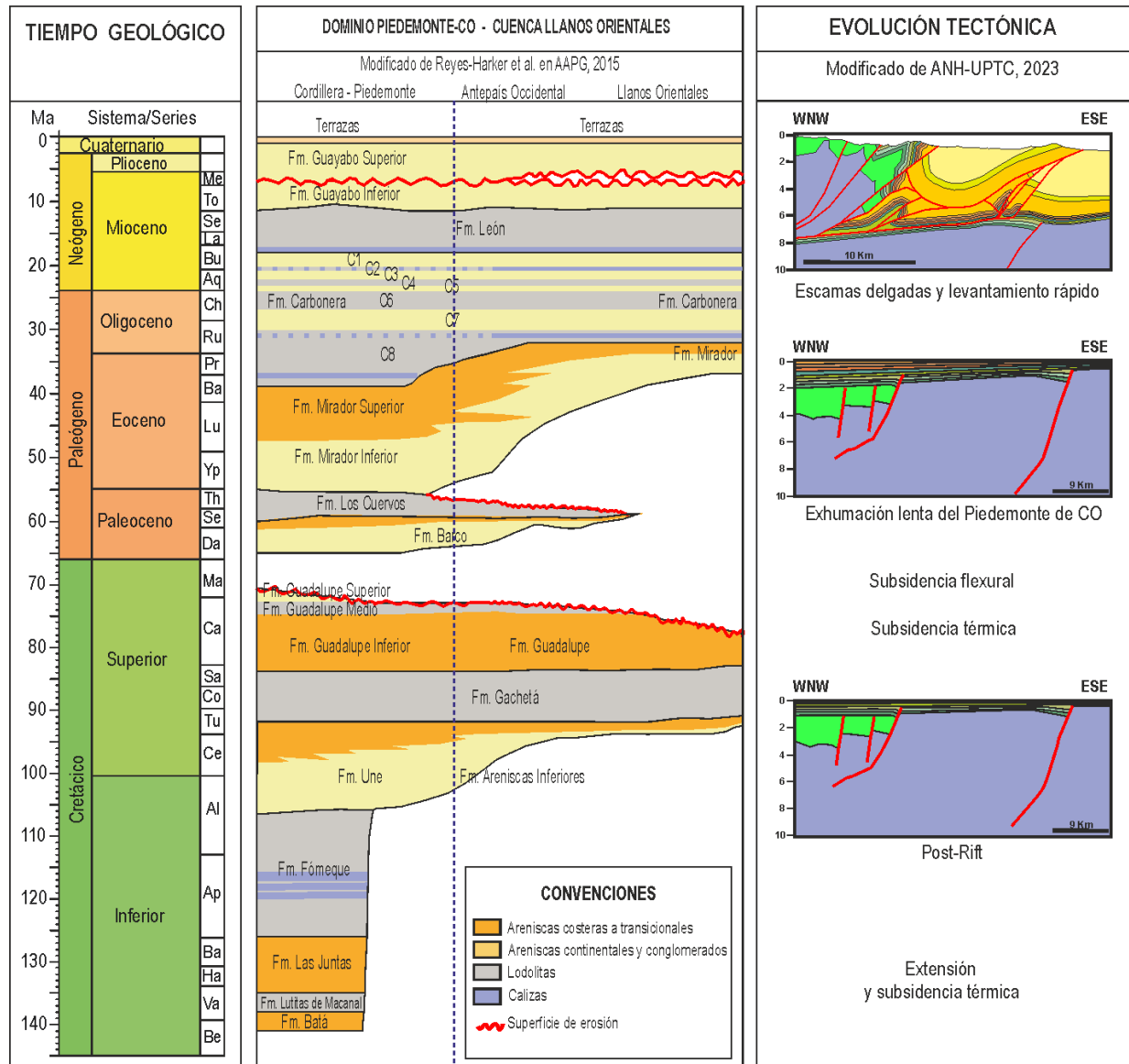
elimina los intervalos Campaniano tardío-Paleoceno temprano, y una sedimentación continua desde el Paleoceno tardío hasta el Plioceno. Este esquema difiere del esquema de Sarmiento-Rojas (2001) al reconocer la existencia de sedimentos del Eoceno temprano (Figura 3). En el área de estudio de la zona de antepaís occidental de la cuenca Llanos Orientales, desde el punto de vista estratigráfico, y según Reyes-Harker *et al.* (2015), se producen los acunamientos, truncamientos erosivos y cambios faciales de las unidades de Cretácico superior (Une), Paleoceno (Barcos-Los Cuervos), Eoceno a Oligoceno inferior (Mirador-Carbonera C8). Este modelo influiría en el momento de expulsión de hidrocarburos asociados con los intervalos de generación del Cretácico, ya que plantea una sobrecarga continua.

De acuerdo con el trabajo de UPTC-MINCIENCIAS-ANH (2023), el área de estudio se divide en tres zonas según la complejidad estructural: primero, la zona interior (“cordillera”) ubicada al oeste de la Falla de Guaicáramo, con tectónica de piel gruesa, pliegues de “desprendimiento”, que son isoclinales y anticlinales apretados, que se vuelven yacientes. En segundo lugar, una zona media denominada dominio piedemonte,



ubicada entre las fallas Guaicáramo y Yopal, con pliegues tipo *detachment* a nivel de la Formación Gachetá, que se caracterizan por estar asociados a fallas inversas con vergencia al este. Por último, una zona exterior desde la falla de Yopal hacia el este, que se denomina *antepaís* (*foreland*). Esta área presenta una

baja deformación y fallamiento normal que disecciona las unidades cretácicas y paleógenas. Regionalmente, se proponen dos períodos de deformación: Eoceno tardío al Mioceno temprano (c. 35 a 21 Ma) y Plioceno al presente (c. 5 a 0 Ma) (Mora *et al.*, 2020).



**Figura 3.** Carta cronoestratigráfica y evolución tectónica del dominio piedemonte y la zona de antepaís occidental de la cuenca Llanos Orientales. Esquema cronoestratigráfico adaptado de Reyes-Harker *et al.* (2015) y UPTC-MINCIENCIAS-ANH (2023).

### **Metodología y datos**

Se detalla la metodología aplicada para cada tema principal abordado en el artículo y se incluyen los datos empleados para el desarrollo de los temas.

### **Hábitat geológico y producción de gas**

Se elaboró una carta de hábitat geológico del área evaluada con la información recopilada de estudios regionales (Reyes-Harker *et al.*, 2015; UPTC-ANH, 2022; UPTC-MINCIENCIAS-ANH, 2023), en donde se resume la estratigrafía, la evolución tectónica, los elementos y procesos de los sistemas petrolíferos y la ubicación estratigráfica de los yacimientos productores de gas, de acuerdo con una producción fiscalizada en el año 2021, mayor a 100 millones de pies cúbicos (Mpc) (ANH, 2022). En la *Tabla 1*, se presentan los datos de producción fiscalizada de gas por campo, los usos del gas, las formaciones productoras y los datos de aceite y gas en el sitio (OOIP y OGIP).

### **Geoquímica de gases**

Se recopilaron datos de muestras de gases (Aguilera *et al.*, 2010; UPTC-ANH, 2022), los cuales se depuraron, validaron, normalizaron y georreferenciaron. Se realizó la interpretación de las variables principales de estudio C1 (metano) y C3+ (GLP). Se analizaron los tipos de familias de gases y los procesos de craqueo mediante gráficos de la relación del contenido de gas húmedo C3+ vs. C1, y se contrastó la composición isotópica y molecular del etano (C2) y propano (C3). Con el propósito de evaluar las tendencias composicionales de los gases, se construyeron un conjunto de gráficos estadísticos usando la herramienta *hot spot* del *software* Trinity (Zetaware, 2003). Los gráficos

permiten describir de manera cualitativa y cuantitativa la composición molecular, origen y tipo de craqueo de los gases evaluados, así como su georreferenciación. En la *Tabla 2*, se presentan los datos geoquímicos de los gases evaluados.

### **Modelamiento (1D) de sistemas petrolíferos**

Con el propósito de evaluar los procesos de generación de gas seco y húmedo en la cuenca, se realizó un modelamiento de generación y expulsión en el pseudopozo Cusiana West, localizado en el dominio piedemonte, al oeste del campo Cusiana, en la zona más profunda del sinclinal de Nunchía. Para esto se empleó el *software* Genesis (Zetaware, 2003). En la *Tabla 3*, se presentan los datos de entrada del pseudopozo modelado.

### **Áreas de generación**

A partir de un enfoque multidisciplinario, que incluyó la información geológica de subsuelo, la geoquímica del petróleo y el modelamiento de sistemas petrolíferos, se realizó una cartografía de las áreas de generación de hidrocarburos, separando las ventanas de crudo y gas del sector evaluado (Mora *et al.*, 2021). Esta información es valiosa en la definición de los corredores prospectivos y la evaluación *yet to find* del gas.

### **Corredores de prospectividad**

Se definieron los corredores de prospectividad con base en la superposición del modelo geológico regional, teniendo en cuenta provincias geológicas y/o subcuencas que comparten características tectono-estratigráficas, la presencia de campos con producción de gas y su relación con las áreas de generación de crudo y gas.

**Tabla 1.** Datos empleados para la elaboración del póster hábitat geológico (modificado de [UPTC-MINCIENCIAS-ANH, 2023](#)).

Campo	Producción fiscalizada (2021)	Gas reinyectado	Gas quemado	Consumo en campo	Enviado a planta	Gas transformado	Entregado a gasoducto	Formaciones productoras	OOIP (MMBP) 2020	OGIP (MMPC) 2020
Pauto Sur	138040,15	59148,45	511,60	2748,64	57440,56	-	18190,90	Mirador Inf. - Mirador Superior - Cuervos - Barco	429,80	3071167,68
Cupiagua	96899,61	4709,36	526,56	7817,95	11971,21	11971,21	71874,58	Barco Imbr - Cuervos - Mirador - Guadalupe - Mirador Imbr - Barco	788,00	3117000,00
Cupiagua Sur	67445,13	35819,61	51,00	256,75	30154,23	1218,15	1163,56	Barco - Mirador	189,00	342000,00
Cusiana	41359,27	5985,64	235,71	1784,41	4482,78	4478,78	28870,64	Mirador - Guadalupe - Barco	1319,33	2646907,00
Floreña	34703,90	32752,07	151,73	890,97	-	-	909,12	Guadalupe - Barco - Barco Imbr	167,03	600129,09
Cupiagua Liria	28801,52	26221,17	94,52	2485,87	-	-	-	Mirador	331,86	1334729,16
Cusiana Norte	24735,74	3591,04	160,44	1074,34	2680,72	2678,74	17229,17	Mirador - Cuervos	-	-
Floreña Mirador	23728,08	23014,54	104,22	609,31	-	-	-	Mirador	-	-
Gibraltar	9108,68	-	36,05	-	9072,63	901,32	-	Mirador	-	490400,00
Pauto Sur Recetor	3577,04	3245,09	10,16	321,81	-	-	-	Mirador	-	-
Recetor West	340,53	80,45	18,83	40,48	101,62	-	99,14	-	-	-
Andina	1745,84	-	-	-	1745,84	914,70	-	-	46,84	31676,83
Caño Limón	472,40	-	472,40	-	-	-	-	U Carbonera - K2- L Carbonera - Guadalupe	1794,23	-
Caricare	451,67	-	220,44	231,26	-	-	-	Gachetá - Chipaque - Une - Carb Inf. - Carb Sup.	56,30	-
Capachos	281,46	-	-	-	281,46	151,80	-	Guadalupe	13,70	-
Chipirón	193,49	-	193,49	-	-	-	-	Carb Inf. - Gachetá - Chipaque	64,27	-

Continuación Tabla 1.

Campo	Producción fiscalizada (2021)	Gas reinyectado	Gas quemado	Consumo en campo	Enviado a planta	Gas transformado	Entregado a gasoducto	Formaciones productoras	OOIP (MMBP) 2020	OGIP (MMPC) 2020
Caño Rondón	164,44	-	44,64	119,82	-	-	-	L Carbonera - K3 Une - Carbonera Sup. - Gachetá Chipaque	33,02	-
Carmatea	2654,71	-	2,61	88,17	-	-	2563,93	Une	3,59	8079,27
Kananaskis	1054,14	-	2,72	30,39	-	-	1021,04	Une	12,11	20012,20
Ramiriquí	450,78	-	-	-	450,78	48,21	-	Mirador	13,10	20802,80
Calona	302,76	-	3,79	35,22	-	-	263,81	Gachetá - Une	3,97	11070,36
Tilodirán	183,00	-	19,68	163,34	-	-	-	Gachetá - Ubaque	37,65	-
Morichal	170,68	-	13,18	148,63	8,88	-	-	Areniscas Inf. - Guadalupe	24,96	-
La Gloria Norte	170,56	-	2,61	167,96	-	-	-	Mirador	39,09	-
La Gloria	134,36	-	0,73	133,62	-	-	-	Mirador - Gachetá - Arenas Inf.	92,50	-
Rumba	109,19	-	0,37	108,84	-	-	-	Mirador	17,16	-
Tocaria	102,98	-	9,17	93,83	-	-	-	Gachetá	67,91	-
Chichimene	2003,14	-	1763,06	240,06	-	-	-	T2 San Fernando - Guadalupe	3751,00	-
Suria	1482,42	-	61,13	-	1421,32	622,97	-	Guadalupe - T2 San Fernando	1277,30	-
Guatiquia	637,53	-	22,34	-	615,20	270,03	-	T2 San Fernando - Guadalupe	-	-
Suria Sur	587,96	-	24,13	-	563,82	247,52	-	Guadalupe - T2 San Fernando	-	-
Ceibo	301,22	-	17,17	-	284,05	290,89	-	Areniscas Inf - Guadalupe	78,65	-
Akacias	227,59	-	227,59	-	-	-	-	T2 San Fernando	2472,00	-
Apiay	110,97	-	4,05	-	106,91	46,92	-	Guadalupe - T2 San Fernando	743,40	43380,00



**Tabla 2.** Datos de geoquímica de gases (modificado de [UPTC-MINCIENCIAS-ANH, 2023](#)).

Pozo	Metano (C <sub>1</sub> )	Etano (C <sub>2</sub> )	Propano (C <sub>3</sub> )	Butano (C <sub>4</sub> )	Pentano (C <sub>5</sub> )	C <sub>2</sub> +	C <sub>3</sub> +(GLP)	δ <sup>13</sup> C <sub>1</sub>	δ <sup>13</sup> C <sub>2</sub>	δ <sup>13</sup> C <sub>3</sub>
Pauto Sur M 5	40,61	18,33	18,88	15,36	6,82	59,39	41,06	-35,4	-29,3	-28,3
Pauto Sur M 4	70,73	11,68	8,23	6,12	3,24	29,27	17,59	-36,4	-28,9	-27,4
Cupiagua Xd 44	74,65	11,48	6,66	4,62	2,59	25,35	13,87	-37,6	-29,4	-27,7
Cupiagua 14	77,02	12,1	6,83	3,14	0,91	22,98	10,88	-37,3	-29,6	-27,7
Cupiagua 25	77,26	12,16	6,72	3,07	0,8	22,74	10,59	-36,6	-29,1	-27,6
Cusiana K 20	78,64	12,06	6,11	2,52	0,67	21,36	9,3	-37,9	-29	-27,2
Floreña 10W	81,49	9,69	4,54	3,1	1,19	18,51	8,82	-35,7	-28,9	-27,4
Floreña C 6	82,58	9,56	4,74	2,36	0,76	17,42	7,86	-35,8	-29,3	-28
Floreña T 7	82,62	9,59	4,56	2,52	0,72	17,38	7,8	-34,5	-28,8	-27,6
Guando 152	88,57	5,37	2,98	2,1	0,98	11,43	6,05	-41,3	-31,4	-29
Corcel 42	4,48	3,7	24,07	37,71	30,04	95,52	91,83	-43,2	-30,2	-29,4
Caño Limón 08	16,46	1,38	11,14	39,74	31,27	83,54	82,15	-53,6	-31	-29,6
Redondo 02	25,47	1,57	14,41	31,42	27,12	74,53	72,96	-56,9	-31,7	-28,6
Apiay 03	17,9	20,87	32,69	28,54	0	82,1	61,23	-28,29	-24,49	-24,05
Castilla-1	39,66	12,36	20,11	27,86	0	60,34	47,97	-39,95	-27,17	-25,75
Caño Yarumal 79	50,95	2,41	7,57	19,18	19,89	49,05	46,64	-44,5	-32,5	-30,5
Guatiquia 03H	46,55	21,1	19,11	13,24	0	53,45	32,35	-31,38	-27,89	-27,75
Avispa 4	56,67	17,08	12,73	8,36	5,16	43,33	26,26	-41,5	-32,5	-30
Tocaria 09L	61,3	15,07	13,44	10,19	0	38,7	23,63	-35,14	-27,35	-25,41
Suria Sur 01	62,61	14,33	12,79	10,27	0	37,39	23,06	-30,27	-24,29	-23,46
Cravo Sur 01	68,23	11,29	11,02	9,46	0	31,77	20,48	-31,6	-25,74	-25
Candelilla 5	69,48	11,18	10,62	5,83	2,89	30,52	19,34	-41,4	-32	-29,6
Chichimene 194	73,73	7,22	8,49	6,83	3,73	26,27	19,05	-34,1	-25,5	-25,3
Chichimene 12	76,69	8,36	8,55	6,4	0	23,31	14,95	-30,48	-24,19	-24,42
Avispa 1	73,23	11,87	8,98	3,7	2,22	26,77	14,9	-39,6	-31,9	-29,6
Capachos 2St	69,02	16,89	10,06	3,08	0,95	30,98	14,09	-38,7	-30,8	-28,9
Suria Sur 01	72,38	14,28	8,48	4,86	0	27,62	13,33			
Valdivia 01	76,04	11,05	6,72	6,2	0	23,96	12,92	-50,82	-28,75	-28,38
Morichal 01	75,74	12,46	7,89	3,92	0	24,26	11,8	-35,32	-28,08	-25,66

Pozo	Metano (C <sub>1</sub> )	Etano (C <sub>2</sub> )	Propano (C <sub>3</sub> )	Butano (C <sub>4</sub> )	Pentano (C <sub>5</sub> )	C <sub>2</sub> +	C <sub>3</sub> + (GLP)	δ <sup>13</sup> C <sub>1</sub>	δ <sup>13</sup> C <sub>2</sub>	δ <sup>13</sup> C <sub>3</sub>
Suria Sur 01	74,64	13,61	8,06	3,7	0	25,36	11,76			
La Libertad-1	75,04	13,23	7,48	4,25	0	24,96	11,73			
Barquereña 03	79,46	9,33	6,86	4,35	0	20,54	11,21	-48,63	-29,32	-27,31
Sardinas 02	80,75	8,77	4,19	6,29	0	19,25	10,48	-42,57	-25,92	-24,63
Suria 63	79,36	10,27	6,16	2,87	1,34	20,64	10,37	-29,9	-25,4	-24,2
Suria Sur 18	81,49	8,55	5,14	2,98	1,84	18,51	9,96	-31,1	-25,4	-24,2
Ramiriquí T 158	80,08	11,46	5,6	2,16	0,7	19,92	8,46	-35,5	-28,8	-27,4
La Gloria Ni	77,47	14,5	5,74	2,29	0	22,53	8,03	-37,7	-28,96	-26,87
Chichimene 205	87,13	5,21	3,04	2,7	1,93	12,87	7,67	-34,8	-26,2	-26,7
La Libertad-1	83,19	9,7	4,64	2,47	0	16,81	7,11			
Guayuriba 01K	85,2	8,4	4,08	2,33	0	14,8	6,41	-28,36	-24,14	-23,72
Caño Garza N1	92,15	1,74	1,94	4,17	0	7,85	6,11	-49,28	-27,69	-26,79
Víreo 2	93,59	0,6	0,73	2,25	2,84	6,41	5,81	-47,5	-28	-26,3
La Libertad-1	85,5	9,23	3,81	1,46	0	14,5	5,27			
Caño Duya 02	90,59	7,78	0,45	1,18	0	9,41	1,63	-57,13	-28,07	
Remache Norte 3	98,03	0,65	0,16	0,5	0,66	1,97	1,32	-45,4	-27,9	-25,9
Pintado Norte 5	99,27	0,3	0,04	0,06	0,33	0,73	0,43	-49,1	-31,6	

**Tabla 3.** Datos de entrada modelamiento 1D pseudopozo Cusiana West (modificado de UPTC-MINCIENCIAS-ANH, 2023).

Formación	Tope/espesor	Edad (Ma)	Evento	Litología	Kerógeno	% TOC	IH
Q	-350	0	N	ss90,sh10			
Guayabo	350	3	N	ss70,sh30			
León	13650	10	N	sh100			
C1	15450	12	N	ss90,sh10			
C2	15850	15	N	ss10,sh90			
C3	16350	18	N	ss90,sh10			
C4	16550	21	N	ss10,sh90			
C5	16850	24	N	ss90,sh10			
C6	17350	27	N	ss10,sh90			
C7	17750	30	N	ss90,sh10			
C8	18150	32	N	ss10,sh90			
Mirador Superior	18450	34	N	ss90,sh10			
Mirador Inferior	18650	36	N	ss10,sh90			
Barco-Cuervos	19050	54	N	ss60,sh40	II/III	2,5	400
Hiato 1	19250 0	60	H	sh100			
Guadalupe SS	19250	74	N	ss85,sh15			
Guadalupe SH	19650	83	N	ss15,sh85			
Gacheta	20750	88	N	ss10,sh90	II/III	3	350
Une	21450	95	N	ss50,sh50			
Base	22550	120					

## Resultados

### *Hábitat geológico y producción de gas*

De acuerdo con los elementos y procesos del sistema petrolífero se distinguen tres rocas fuentes o generadoras en las formaciones Fómeque, Gacheta y Los Cuervos en la zona del dominio piedemonte (UPTC-MINCIENCIAS-ANH, 2023). En la zona de antepaís de la cuenca Llanos Orientales, la Formación Fómeque está ausente y las formaciones Gacheta y Los Cuervos presentan bajo potencial generador y bajo nivel de madurez térmica (Mora *et al.*, 2021). Esta distribución de los intervalos generadores sugiere que la mayor parte de los hidrocarburos atrapados en la

zona de antepaís migraron desde la cuenca Cordillera y el dominio piedemonte.

Existen tres eventos formadores de trampas en el dominio piedemonte: el primero va desde el Eoceno temprano a medio, el segundo abarca desde el Mioceno medio a tardío, y el tercero abarca desde el Plioceno al reciente (Reyes-Harker *et al.*, 2015). Los eventos formadores de trampas que inciden en las acumulaciones de gas de la cuenca corresponden al primero y segundo evento, con trampas de tipo estructural: monoclinales fallados con fallas normales, anticlinales fallados con fallas inversas y normales y pliegues y estructuras de cabalgamientos y retrocabalgamientos (UPTC-MINCIENCIAS-ANH, 2023).

Los reservorios principales de gas en el dominio piedemonte corresponden a las formaciones Guadalupe, Barco y Mirador. Mientras que en la zona antepaís occidental de la cuenca Llanos Orientales corresponde a las formaciones Guadalupe y Carbonera en la zona de Arauca; las formaciones Areniscas Inferiores, Mirador y Carbonera en Casanare y las formaciones Une, Guadalupe y Mirador (Formación San Fernando) en la zona del Meta. En la [Figura 4](#), se presenta la distribución de los elementos y procesos del sistema petrolífero y la posición estratigráfica de los yacimientos de gas en los campos con producción anual acumulada, mayor a 100 Mpc en el año 2021 ([ANH, 2022](#)).

En el año 2021 en el dominio piedemonte se fiscalizó la producción de 13 campos entre los que se destacan Pauto Sur, Cupiagua, Cupiagua Sur, Cusiana, Floreña, Liria, Cusiana Norte y Floreña Mirador. La producción acumulada de gas en el año 2021 fue de 468,7 Gpc, que representa el 70% de la producción total de gas en el país. En su mayoría corresponde a gas húmedo asociado a la producción de crudo. El principal campo productor de gas del país en el año 2021 fue Pauto Sur con 138,04 Gpc (21% del gas producido en el país). Este gas es procesado en planta Cusiana-Cupiagua, para separar GN y GLP.

En la cuenca Llanos Orientales se fiscalizó en el año 2021 la producción de 106 campos con una producción total de 16 Gpc que corresponde al 2% del total producido en el país ([ANH, 2022](#)). El sector de Arauca tiene 21 campos con producción de gas; el sector de Casanare, 54 campos, y el Meta-Vichada, 31 campos. Todos los campos producen gas asociado a la producción de crudo. Los principales campos productores fueron Kananaskis y Carmentea en la región Casanare; Chichimene y Suria en la región Meta y Andina, y Caño Limón en la región de Arauca. De acuerdo con los usos del gas que se describen en las estadísticas de producción de la ANH ([Tabla 1](#)), el gas producido en campos como Chichimene (sector Meta) y Caño Limón (sector Arauca) se quema casi en su totalidad ([ANH, 2022](#)).

### **Interpretación geoquímica de gases**

Un total de 11 muestras pertenecientes a pozos de campos como Cupiagua, Cusiana, Floreña y Pauto fueron

interpretadas para el dominio piedemonte ([Tabla 2](#)). La interpretación de los datos de cromatografía e isótopos indica que en esta región hay un predominio de gases húmedos donde la proporción de C3+ aumenta hasta un 59% en el pozo Pauto Sur M5 ([Figura 5A](#)). Un total de 47 muestras pertenecientes a pozos de campos como Corcel, Caño Limón, Apiay y Redondo fueron interpretadas para la zona antepaís occidental de la cuenca Llanos Orientales. La interpretación de los datos de cromatografía e isótopos indica que en esta cuenca hay un predominio de gases húmedos donde la proporción de (C3+) aumenta hasta un 80% en el pozo Apiay 03 ([Figura 5B](#)). Los gases húmedos, con concentración de (C3+) superior al 5%, están ampliamente distribuidos en la cuenca ([Figura 6](#)).

El análisis de las tendencias composicionales de los gases evaluados muestra que la proporción de C3+ varía entre 1% y 60%, con una media del 16% que confirma la abundancia de gas húmedo ([Figuras 7A, 7B y 7D](#)). Se observa una correlación inversamente proporcional de alto grado de correlación (94%) entre las concentraciones de C1 y C3+ ([Figura 7B](#)). La distribución de frecuencia de la composición del (C3+) muestra que solo 4 muestras (6%) corresponden a gases con tendencia a secos con contenidos de GLP (C3+) inferiores al 5%, mientras que las restantes 54 muestras (94%) presentan contenidos de GLP (C3+) mayores al 5% ([Figura 7C](#)). El análisis de probabilidad de ocurrencia de GLP (C3+) indica que los gases con concentración C3+ del 5% tienen una probabilidad de ocurrencia del 96% ([Figura 7D](#)). Este porcentaje se emplea como el punto de corte para definir la proporción de gas que corresponde a gas húmedo, posible fuente de GLP. El valor de la media estadística de la variable C3+, que para el sector es 16%, se interpreta como un índice de humedad de los crudos.

En cuanto al origen de los gases, de acuerdo con la interpretación clásica de [Schoell \(1983\)](#), se refleja para las dos zonas de estudio, gases de origen termogénico, posiblemente asociados a sistemas petrolíferos convencionales ([Figura 8A y 8B](#)). De acuerdo con el modelo de interpretación de [Lorant et al. \(1998\)](#), las características de los gases pueden ser asociadas a un proceso de craqueo primario con gases típicos de ventana de crudo ([Figura 8C y 8D](#)).

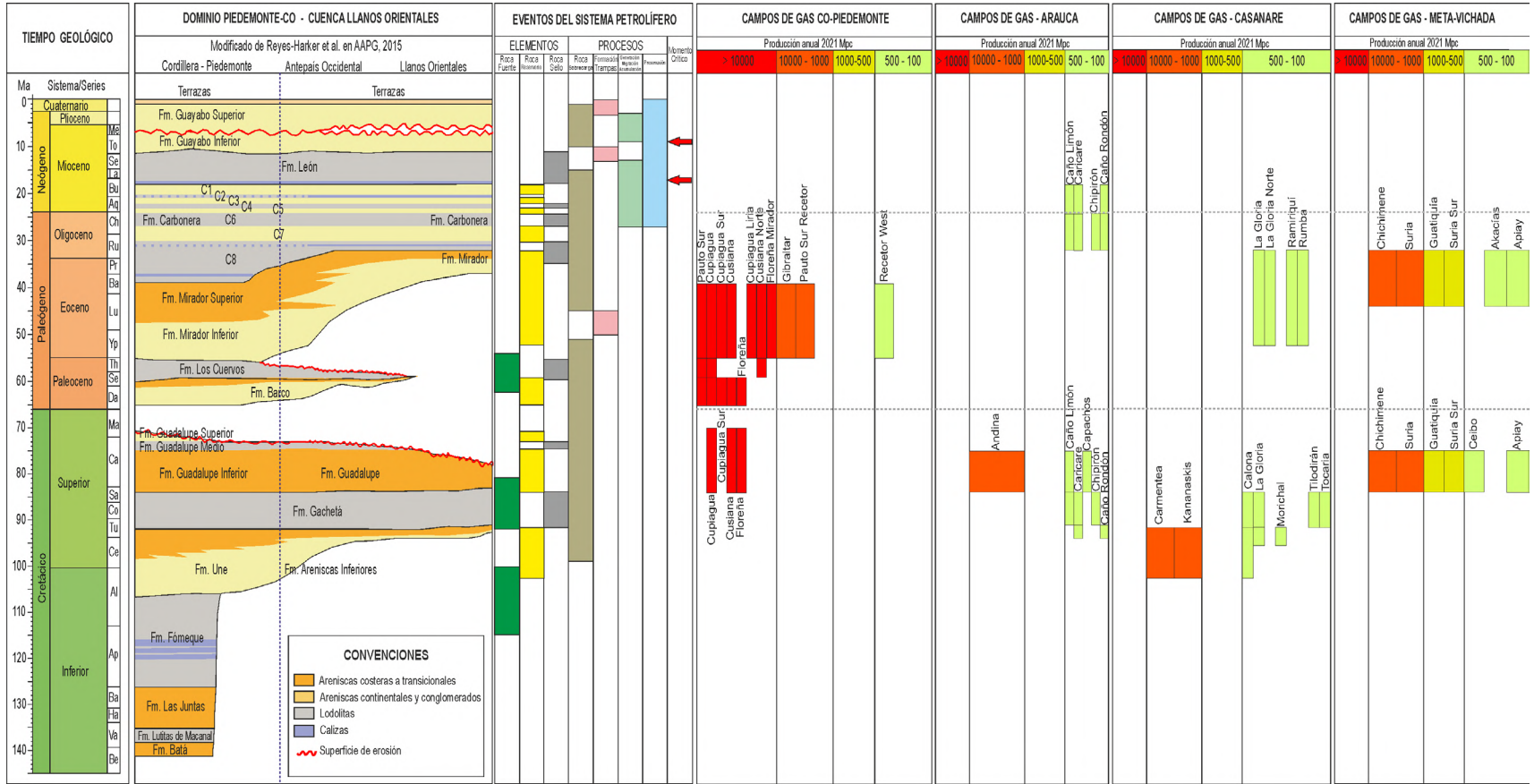
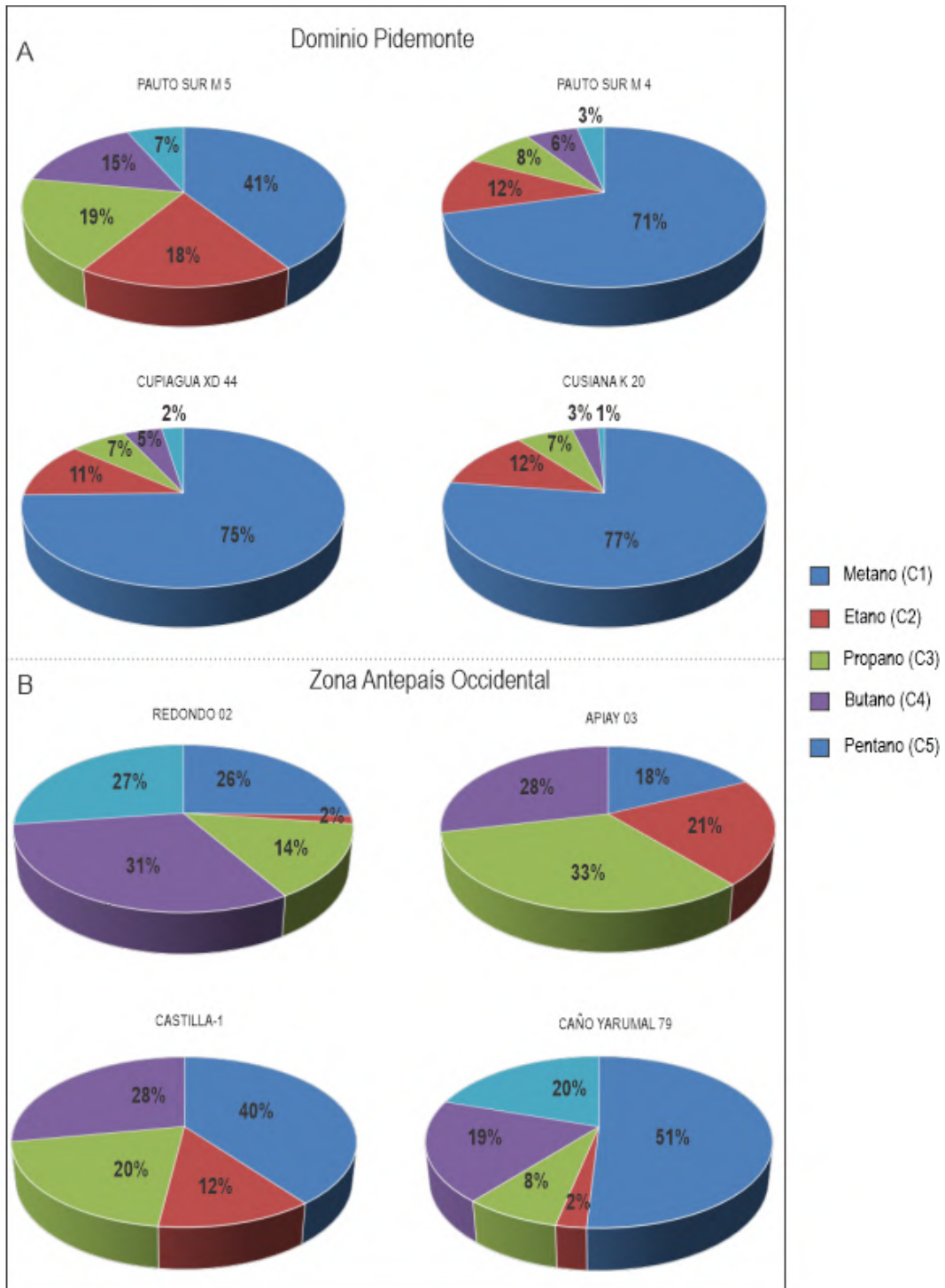


Figura 4. Hábitat geológico de los campos productores de gas seco y húmedo en el dominio piedemonte y la zona de antepaís occidental de la cuenca Llanos Orientales.





**Figura 5.** Composición general de los gases en pozos con las mayores proporciones de C3+ (> 5%). **A.** En el dominio piedemonte y **B.** en la zona de antepaís occidental de la cuenca Llanos Orientales.

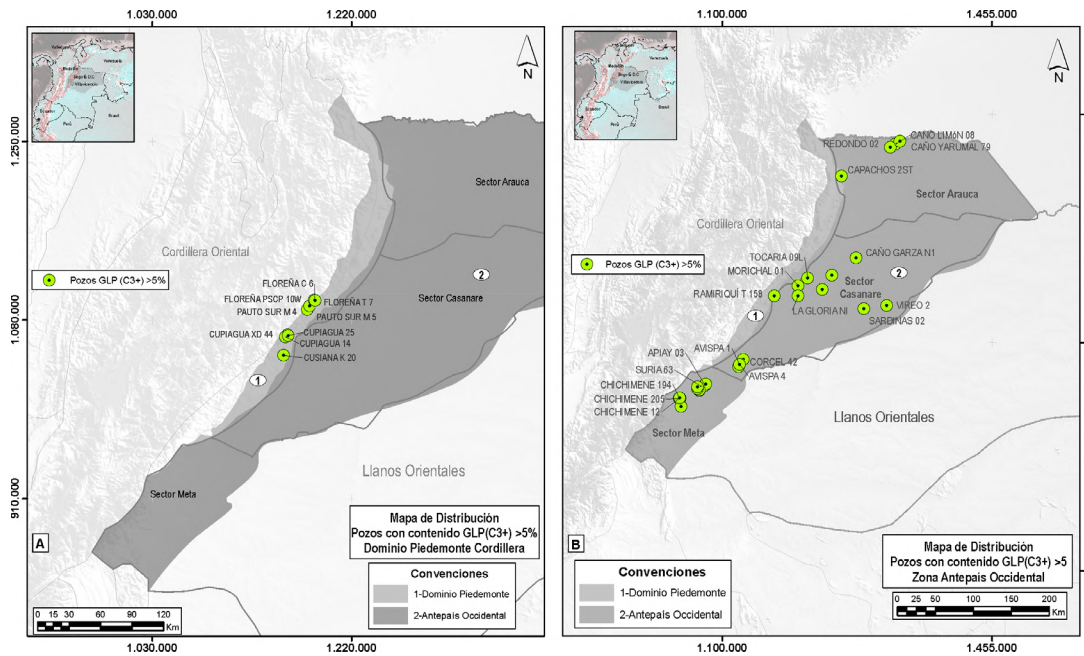


Figura 6. Distribución de muestras con proporción de C3+ (> 5%). A. Dominio piedemonte y B. zona de antepaís occidental de la cuenca Llanos Orientales.

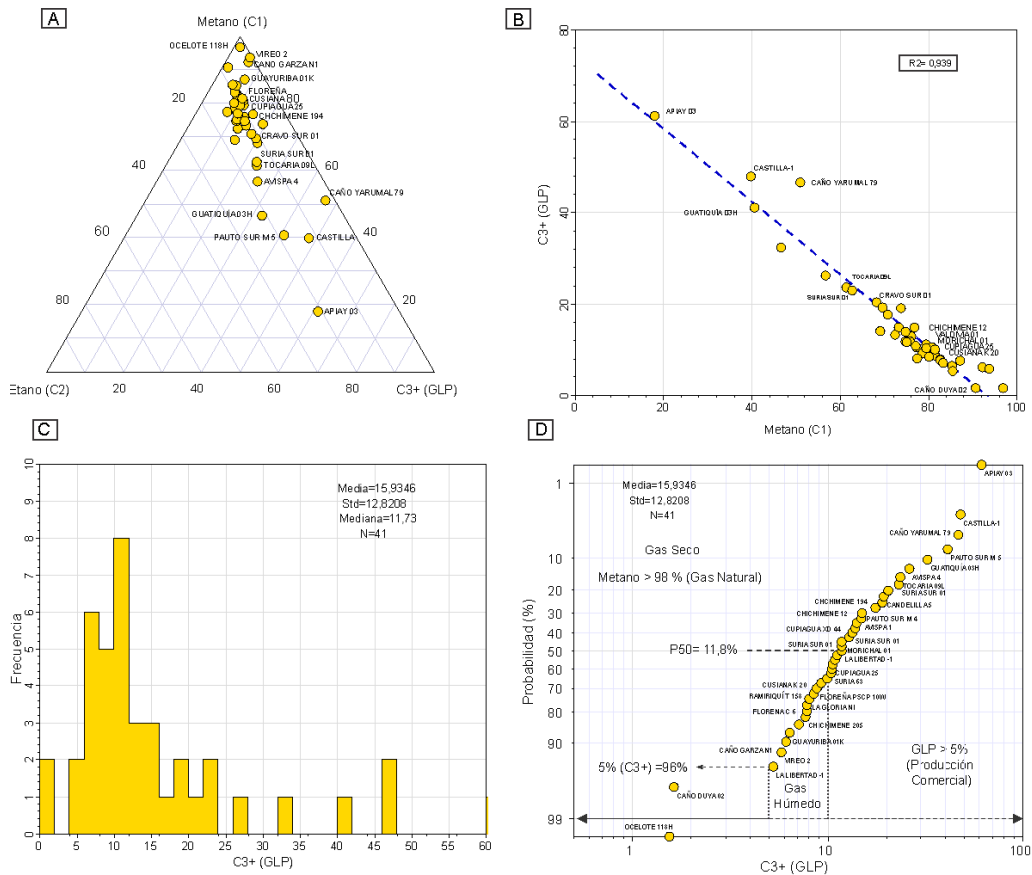


Figura 7. Tendencias en la composición de los gases en pozos del dominio piedemonte y de la cuenca Llanos Orientales. A. Diagrama triangular de la composición molecular del C3+, C1 y C2. B. Correlación entre la composición del C1 y C3+. C. Frecuencia de la composición del C3+. D. Probabilidad de ocurrencia del contenido de C3+.

Prospektividad del gas en el dominio piedemonte (cuenca Cordillera) y la zona de antepaís occidental de la cuenca Llanos Orientales, Colombia

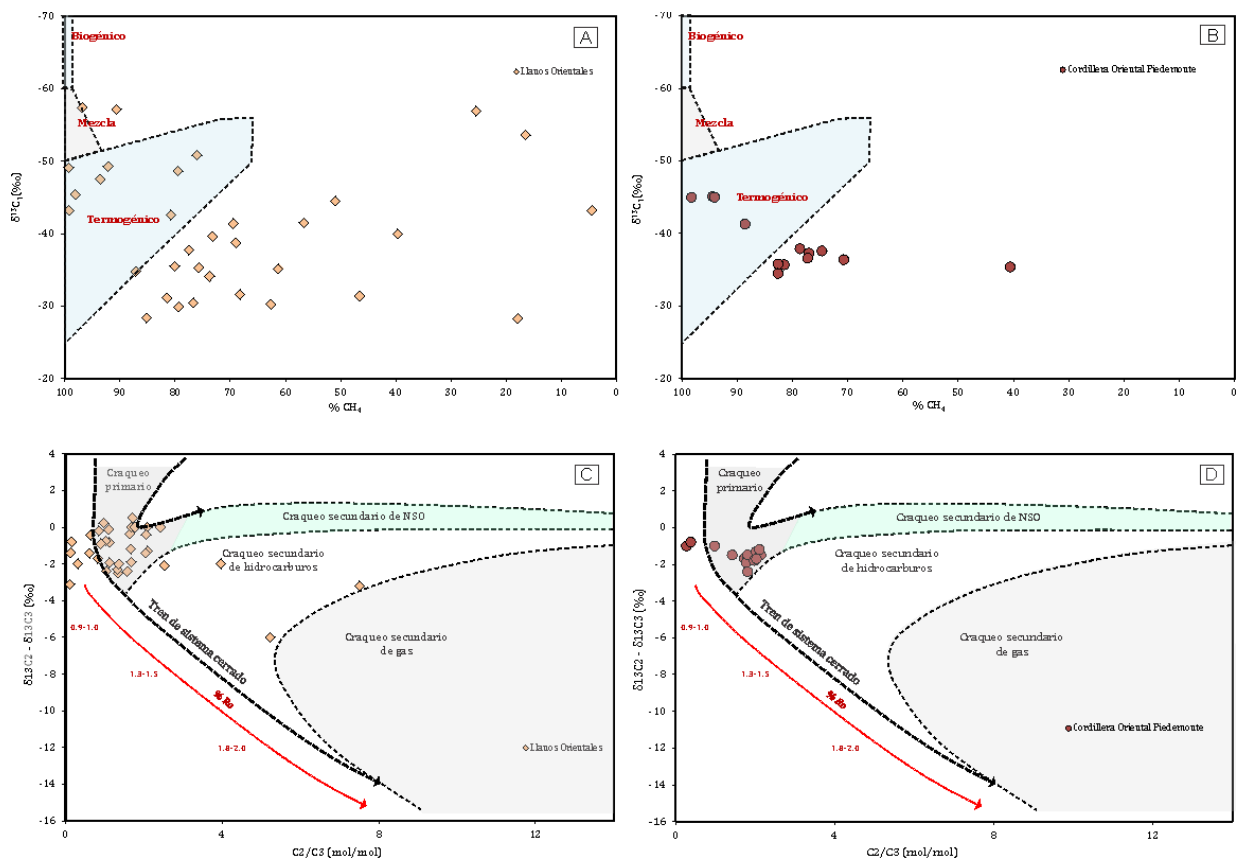


Figura 8. Origen de los gases. A. Cuenca Llanos Orientales. B. Dominio piedemonte. Procesos de craqueo de los gases. C. Cuenca Llanos Orientales y D. Dominio piedemonte.

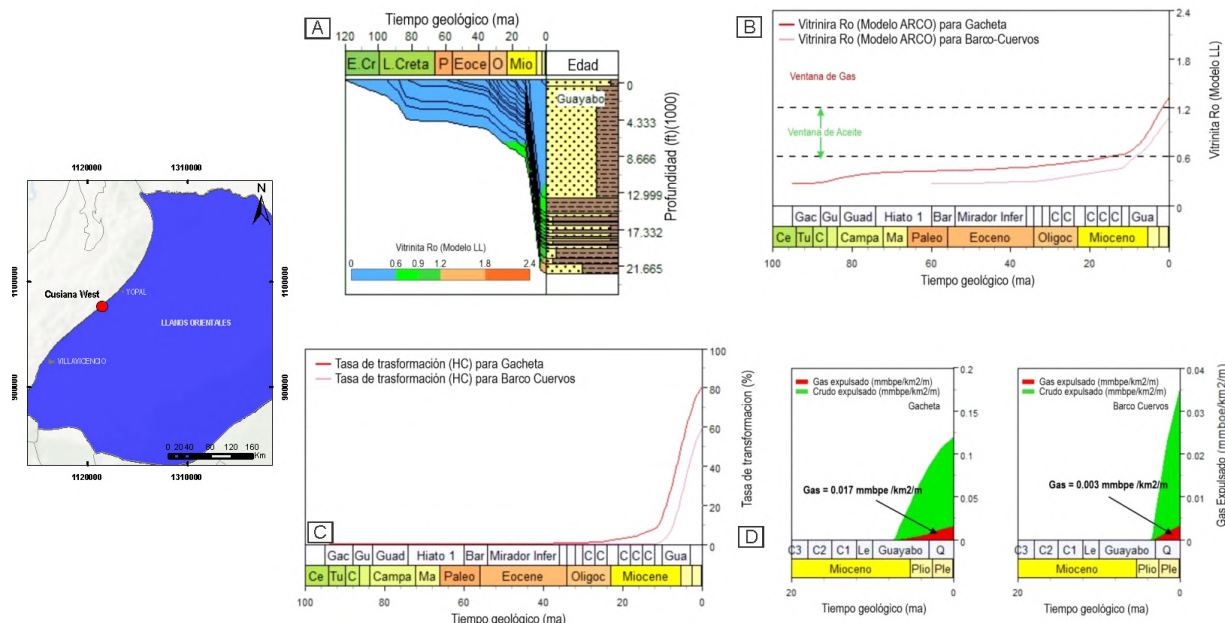
Modelamiento de sistemas petrolíferos

Con el propósito de evaluar los procesos de generación de gas seco y húmedo, se realizó un modelamiento de generación y expulsión en el pseudopozo Cusiana West (Tabla 3). La secuencia sedimentaria del modelamiento del pseudopozo Cusiana West abarca dos intervalos generadores ubicados en las formaciones Gachetá y Barco-Los Cuervos. Este modelo es representativo de la evolución térmica del dominio piedemonte y el foredeep o el sector más profundo del dominio de antepaís occidental de la cuenca Llanos Orientales.

Los resultados del modelamiento indican que el intervalo generador asociado a la Formación Gachetá alcanzó una madurez térmica al final de la ventana de aceite e inicio de la ventana de gas con reflectancia de la vitrinita (% Ro) actual de 1,3. Mientras que la secuencia estratigráfica del Paleoceno (formaciones Barco y Los Cuervos) presenta % Ro actual de 1,1, relacionado a la ventana tardía de aceite (Figura 9A y 9B). La tasa de transformación (% TR) para la Formación Gachetá incluye valores cercanos al 80%, mientras que el intervalo generador del Paleoceno

presenta valores cercanos al 60% (Figura 9C). La expulsión de gas en la Formación Gachetá inició en el Mioceno tardío (0,017 mmbpe/km<sup>2</sup>/m); mientras que la secuencia del Paleoceno inició la expulsión de gas en el Pleistoceno (0,003 mmbpe/km<sup>2</sup>/m) (Figura 9D).

El modelamiento de sistemas petrolíferos en el dominio piedemonte y en el foredeep, sugiere que la prospectividad del gas es mayor hacia el dominio piedemonte, donde los intervalos generadores del Cretácico y del Paleoceno alcanzaron niveles de madurez compatibles con el final de la ventana de aceite e inicio de la ventana de gas, favorables para la generación y expulsión de gas, lo cual es altamente positivo en términos de la cantidad de gas que fue expulsada y estuvo disponible para entrapamiento tanto en el dominio piedemonte como en la cuenca Llanos Orientales. Este modelo sugiere que la migración en el dominio piedemonte fue predominantemente vertical de corta distancia (alta impedancia), mientras que en la zona antepaís occidental fue lateral de distancia media a larga (impedancia media a baja) (Damaison y Huizinga, 1994).



**Figura 9.** Resultados modelamiento 1D del pseudopozo Cusiana West. **A.** Historia de enterramiento **B.** Madurez térmica % Ro, **C.** Tasa de transformación **D.** Gas expulsado.

### Delimitación de las áreas de generación (ventanas de gas)

El modelamiento incluyó intervalos generadores asociados a las Formaciones Fómeque (Aptiano-Albiano), Chipaque-Gacheta (Turoniano-Santoniano) y Barco-Los Cuervos (Paleoceno). La delimitación de las áreas de los focos generadores se realizó con base en la combinación entre el modelamiento de madurez y el modelo geológico de subsuelo. Para la Formación Fómeque se definió un foco generador ubicado en la Cordillera Oriental, al oeste del sistema de fallas de Guaicáramo. En este sector los intervalos generadores se encuentran en ventana de gas y, aunque hoy están en superficie, antes de la inversión tectónica alcanzaron profundidad máxima de enterramiento superior a los 20.000 pies (Figura 10). Para las formaciones Chipaque-Gacheta, se definió un foco generador ubicado en el dominio piedemonte al este del sistema de fallas de Guaicáramo y en el *foredeep* de la cuenca Llanos Orientales. Mientras que en el dominio piedemonte, estos intervalos generadores se encuentran en ventana de gas, en el *foredeep* se encuentran en ventana temprana de aceite (Figura 10). Para la Formación Barco, se definió un foco generador ubicado en el dominio piedemonte. En este sector los intervalos generadores se encuentran en ventana de gas

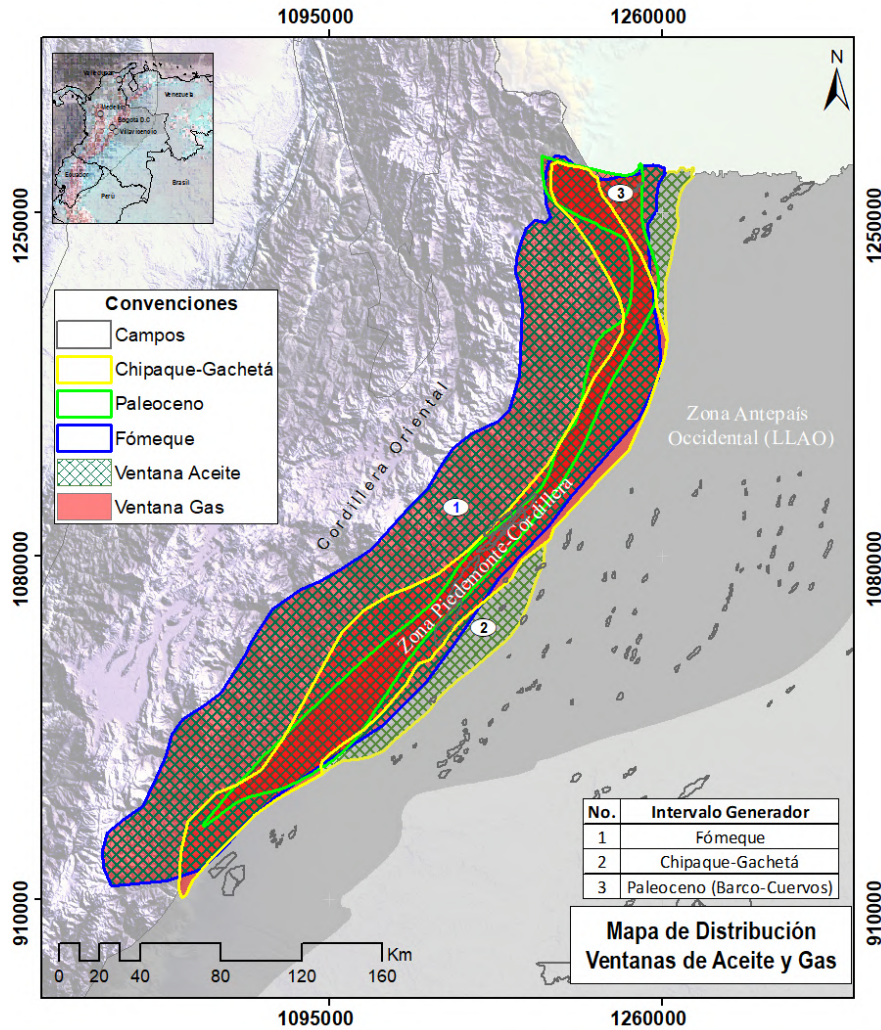
y alcanzaron máxima profundidad de enterramiento entre 15.000 y 20.000 pies (Figura 10).

La definición de las ventanas de generación de crudo y gas para la cuenca Llanos Orientales, indica que, de acuerdo con el modelo de evolución geológica, la interpretación geoquímica y el modelamiento de sistemas petrolíferos, esta es una cuenca que recibió la mayor parte del crudo desde el borde oriental de la cuenca Cordillera Oriental y el dominio piedemonte. El nivel de madurez térmica de los intervalos generadores en el dominio piedemonte, a nivel de las facies generadoras del Cretácico tardío y Paleoceno, es ideal para la generación y expulsión de gases húmedos ricos en C3+, posible fuente tanto de gas natural como de gas GLP.

### Corredores de prospectividad

La integración de resultados permitió definir 4 corredores de prospectividad con base en tres parámetros principales: 1) el modelo geológico regional teniendo en cuenta provincias geológicas y/o subcuencas que comparten características tectono-estratigráficas, 2) la presencia de campos con producción de gas y 3) la relación entre el corredor y las áreas de generación de crudo y gas. En la Figura 11, se presenta el mapa con los corredores de prospectividad propuestos.





**Figura 10.** Áreas de generación (ventanas de aceite y gas) para intervalos generadores del Cretácico y Paleoceno en el dominio piedemonte y zona de antepaís occidental de la cuenca Llanos Orientales.

El corredor piedemonte se ubica entre el borde oriental de la Cordillera Oriental definido por el sistema de fallas de Guaicáramo y el sistema de las fallas de Cusiana-Yopal; incluye los campos productores Pauto Sur, Cusiana, Cupiagua, Floreña, Liria y Gibraltar. En este corredor, los campos producen gas asociado a la producción de crudo y los reservorios probados son las formaciones Guadalupe, Barco y Mirador. Las trampas corresponden a estructuras de cabalgamientos y retrocabalgamientos de gran complejidad. El proceso de migración fue predominantemente vertical de corta distancia (alta impedancia) a partir de focos generadores ubicados *in situ* para las formaciones Fómeque, Chipaque Gachetá, Los Cuervos. En este corredor se ubica la mayor producción de gas del país. Este gas se procesa en planta para generar gas natural, y debido al alto contenido de gas húmedo es el principal

productor de GLP en Colombia. La totalidad de los campos de este sector se encuentra en un proceso de declinación fuerte de la producción.

En la zona antepaís occidental de la cuenca Llanos Orientales, se definieron los otros tres corredores de prospektividad (Figura 11). El corredor *foredeep* es una banda estrecha en superficie, pero se extiende en profundidad por estar en la sombra de las fallas frontales del sistema Yopal-Cusiana; corresponde a zonas de frente profundo de la zona antepaís donde el basamento Paleozoico alcanza profundidades mayores a 16.000 pies (Mora *et al.*, 2021). Las trampas corresponden a monoclinales fallados, con fallas normales que presentan huella de inversión tectónica y movimiento de rumbo. La migración fue predominantemente lateral de corta distancia (alta



impedancia). El basamento Paleozoico está a una profundidad entre 16.000 a 22.000 pies. Se encuentran los campos productores Arauca, Capachos y Andina en la parte norte de la cuenca en el sector Arauca, y en el sector Casanare, el campo Ramiriquí. Este corredor no se encuentra en la zona Meta. Todos los campos producen gas asociado a la producción de crudo, y los reservorios son las formaciones Guadalupe, Mirador y Carbonera. Existe una planta de gas para separar gas natural (metano) y GLP (propano-butano) en los campos Andina-Capachos.

El corredor antepaís occidental interior corresponde a la franja central de la cuenca Llanos Orientales. Incluye la mayor parte de los principales campos productores de gas: Caño Limón, Caricare, Chipirón y Caño Rondón en el sector Arauca; Carmentea, Kanannaskis, Calona, Tilodiran, Morichal, La Gloria, La Gloria Norte y Tocarí en el sector Casanare, y Chichimene, Suria, Guatiquia, Suria Sur, Ceibo

Akacias y Apiay en el sector del Meta. Todos los campos producen gas asociado a la producción de crudo. Los reservorios son las formaciones Mirador y Carbonera en el área de Arauca; las formaciones Une, Guadalupe, Areniscas Inferiores y Mirador en los campos de la zona Casanare, y las formaciones Une, Guadalupe y San Fernando o Mirador en el sector del Meta. Las trampas corresponden a pliegues anticlinales asociados a fallas normales con huellas de inversión tectónica (sector Meta), fallas normales antitéticas (sector Casanare) y pliegues monoclinales asociados a fallas de rumbo (sector Arauca). La migración fue lateral de media a larga distancia (impedancia media a baja). El basamento Paleozoico se encuentra entre 10.000 y 16.000 pies. La mayor parte de los campos tienen historias de producción de más de 40 años, con declinaciones fuertes. En este corredor existen 3 plantas de gas para separar gas natural y GLP, las cuales procesan el gas de los campos del área Suria-Apiay y los de Corcel y Tocarí.

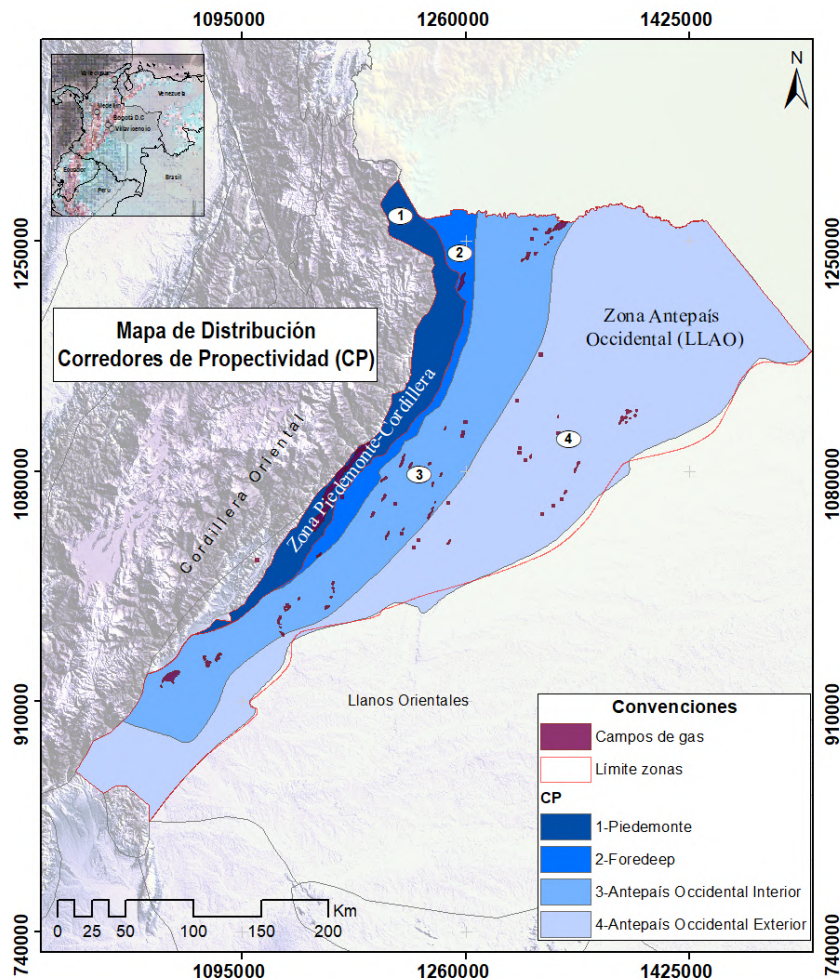


Figura 11. Mapa de distribución de los corredores prospectivos de gas definidos en las zonas evaluadas.

Por último, el corredor antepaís occidental exterior incluye los campos productores de gas de menor importancia y niveles de producción de gas acumulada inferior a 100 Mpc en el año 2021 (localizados principalmente en el sector Casanare); todo el gas está asociado a producción de crudo. Las trampas son principalmente cierres contra fallas normales antitéticas, y los reservorios principales corresponden a las formaciones Mirador y Carbonera C7. La migración fue lateral de larga distancia (impedancia baja). La profundidad del basamento Paleozoico es menor de 10.000 pies. Este sector presenta baja infraestructura para manejo y transporte del gas producido, por lo cual la mayoría de los campos lo quemán o lo usan en pequeña proporción para autoconsumo. En este sector destacan campos como La Cuerva, Víreo, Ojo de Tigre y Santo Domingo.

### **Discusión de resultados**

Colombia es un país productor de gas, lo que le ha permitido mantener un alto nivel de autoabastecimiento durante los últimos 40 años, incluido gas natural (GN-metano) y gas licuado de petróleo (GLP- propano-butano), para consumo en actividades relacionadas con el sector residencial, la industria y el transporte. No existen publicaciones relacionadas con la identificación y mapeo de corredores prospectivos con énfasis en la prospectividad del gas en el área de estudio.

El dominio piedemonte de la cuenca Cordillera Oriental, es el principal abastecedor de gas para el país, especialmente en los últimos 5 años. Los recursos prospectivos de gas son de 6,2 Tpc, de los cuales el 96%, es decir 5,9 Tpc, corresponde a gases húmedos con contenido mayor del 5% de C3+ (propano + butano + pentano), lo cual permite ratificar que la zona evaluada tiene el potencial necesario para continuar como la principal fuente de gas para el país a corto y mediano plazo (UPTC-MINCIENCIAS-ANH, 2023).

En los 5 campos más importantes de gas descubiertos en Colombia (Chuchupa, Cupiagua, Pauto, Cusiana y Ballena), el gas era considerado un problema operacional y económico debido a la falta de mercado interno, cuyo descubrimiento se dio a hechos adicionales a la búsqueda de crudo (Mora *et al.*, 2018). Los actores de las prácticas de exploración y producción hoy ven el gas como un negocio rentable, y en la última década han realizado importantes esfuerzos para aumentar su producción. Es importante destacar que dentro los 5 campos más importantes hay 3 ubicados en el dominio piedemonte: Cusiana, Cupiagua y Pauto, lo cual confirma la alta prospectividad de esta área.

La amplia distribución de reservorios con producción de gas (formaciones Gachetá, Guadalupe, Barco, Mirador y Carbonera C7), con edades que van desde el cretácico tardío hasta el Oligoceno temprano, aumentan la prospectividad de la cuenca. Es importante destacar que los reservorios del Oligoceno tardío-Mioceno temprano no pueden descartarse. Es necesario reevaluar las propiedades petrofísicas de muchos intervalos que fueron desechados por no ser interesantes para la producción de hidrocarburos líquidos, pero que podrían ser muy promisorios para la producción de gas (productividad comercial en porosidades bajas y altas tasas de recobro).

La combinación entre el tipo de materia orgánica predominante en los intervalos generadores, el nivel de madurez térmico (final de ventana de aceite e inicio de ventana de gas) de estos en los sectores de cordillera y dominio piedemonte y el origen del gas asociado a procesos de craqueo primario permitió condiciones ideales para que los campos contengan un espectro amplio de fluidos que incluyen crudos livianos, condensados, gas húmedo y gas seco. Esta combinación sumada a las condiciones de presión, volumen y temperatura de los yacimientos ha permitido que el dominio piedemonte represente el área prospectiva más importante para el país en términos de abastecimiento de GN y GLP. Los altos porcentajes de la fracción C13+, tanto en el dominio piedemonte como en la zona antepaís occidental, aumentan la prospectividad del GLP manteniendo la importancia del GN.

Un punto muy importante que se destaca en la cuenca Llanos Orientales es la quema de gas, actualmente campos como Chichimene y Caño Limón quemán el gas producido casi en su totalidad y son campos con producción significativa de gas (ANH, 2022). Se deben implementar plantas de separación o tecnologías de licuefacción para facilitar el transporte y que estén al alcance de todas las compañías petroleras, con miras a maximizar la recuperación final del gas y evitar su desperdicio y contaminación del medio ambiente. En los casos de uso del gas como fuente de energía de los campos (consumo en campo), podría ser más beneficioso, priorizar el uso del gas para el consumo del país, exhortando a las operadoras a implementar fuentes de energías alternativas como plantas de energía fotovoltaica y/o geotérmica, que son compatibles con las mejores prácticas de la industria petrolera y colaboran en la transición energética del país.

En este sector, una proporción elevada de los campos tiene historias de producción de más de 50 años y en procesos fuertes de declinación de la producción de crudo; como el gas es asociado, a medida que disminuye la producción por depletamiento de los yacimientos del crudo aumenta la relación de gas sobre el aceite (GOR), y esto se refleja en mayor producción de gas en los campos. Balancear los mecanismos de producción para optimizar la producción de crudo y mejorar la del gas es una tarea desafiante para las operadoras de estos campos antiguos como Caño Limón, Cusiana Cupiagua, Apiay y Suria, con el fin de aprovechar al máximo las últimas etapas de la historia de producción de los campos.

### Conclusiones

El dominio piedemonte (zona de transición entre la cuenca Cordillera y la cuenca Llanos Orientales) es el principal abastecedor de GN y GLP en el país, y, debido a una combinación de factores geológico, geoquímicos y de sistemas petrolíferos, es el área prospectiva más importante.

La presencia de múltiples reservorios con producción de gas (formaciones Gachetá, Guadalupe, Barco, Mirador y Carbonera C7) aumenta la prospectividad del área evaluada. La combinación entre el potencial generador, el nivel de madurez térmico de los intervalos generadores y el origen del gas asociado a procesos de craqueo primario permitió condiciones ideales para el entrapamiento y producción de crudos livianos, condensados, gas húmedo (GLP) y gas seco (GN).

La eficiencia energética relacionada con la producción de gas en los sectores evaluados puede aumentar significativamente combinando estrategias sin quema de gas, sin uso del gas para generar electricidad en los campos (cambio a energías alternativas como fotovoltaica y/o geotérmica) y con la construcción de pequeñas plantas para separar el GN y el GLP.

Debido a que la mayor parte del gas está asociado al crudo, el aumento de reservas de gas en el dominio piedemonte y la zona antepaís occidental de la cuenca Llanos Orientales implica una estrategia exploratoria integral que incluye tanto al crudo como al gas.

### Agradecimientos

Los autores agradecen al financiamiento proporcionado bajo el proyecto “Hábitat geológico, prospectividad, sostenibilidad socio ambiental y económica del gas húmedo (GLP)”, realizado entre MINCIENCIAS, la

Agencia Nacional de Hidrocarburos y la Universidad Pedagógica y Tecnológica de Colombia bajo el código 110987780498 (Contrato 80748-233-2021) que permitió el desarrollo de esta investigación.

### Referencias

- Aguilera, R.; Sotelo, V.; Burgos, C.; Arce, C.; Gómez, C.; Mojica, J.; Castillo, H.; Jiménez, D.; Osorno, J. (2010). Organic Geochemistry Atlas of Colombia. *Earth Sciences Research Journal*, 14(Special Edition).
- ANH. (2022). Estadísticas de producción. Producción fiscalizada gas y crudo, 2021. <https://www.anh.gov.co/es/operaciones-y-regal%C3%ADas/sistemas-integrados-operaciones/estad%C3%ADsticas-de-producci%C3%B3n/>
- ANH. (2023). Informe de reservas y recursos contingentes de hidrocarburos, 2022.
- Damaison, G.; Huizinga, B.J. (1994). Genetic classification of petroleum systems using three factors: charge, migration, and entrapment. In: L. Magoon, W. Dow (eds.). *The Petroleum System-From Source to Trap* (pp. 73-89). AAPG. <https://doi.org/10.1306/M60585C4>
- Lorant, F.; Prinzhofer, A.; Behar, F.; Huc, A. (1998). Carbon isotopic and molecular constraints on the formation and the expulsion of thermogenic hydrocarbon gases. *Chemical Geology*, 147(3-4), 249-264. [https://doi.org/10.1016/S0009-2541\(98\)00017-5](https://doi.org/10.1016/S0009-2541(98)00017-5)
- Mora, C.; Posada, C.; De Armas, M.; Osorno, J. (2018). Genesis y prospectividad del gas en las cuencas colombianas con producción comercial de hidrocarburos. *Primera Cumbre de Petróleo y Gas*, Bogotá, Colombia.
- Mora, A.; Tesón, E.; Martínez, J.; Parra, M.; Lasso, Á.; Horton, B.K.; Ketcham, R.A.; Velásquez, A.; Arias-Martínez, J.P. (2020). The Eastern Foothills of Colombia. In: J. Gómez, D. Mateus-Zabala (eds.). *The Geology of Colombia* (pp. 123-142). Vol. 3. Servicio Geológico Colombiano. <https://doi.org/10.32685/pub.esp.37.2019.05>
- Mora, C.; Chajín, P.; Silveira, B.; Pérez, A. (2021). Petroleum Systems of the Llanos Orientales Basin. Reporte interno presentado a Parex Resources.

- Reyes-Harker, A.; Ruiz-Valdivieso, C.F.; Mora, A.; Ramírez-Arias, J.C.; Rodríguez, G.; de la Parra, F.; Caballero, V.; Parra, M.; Moreno, N.; Horton, B.K.; Saylor, J.E.; Silva, A.; Valencia, V.; Stockli, D.; Blanco, V. (2015). Cenozoic paleogeography of the Andean foreland and retroarc hinterland of Colombia. *AAPG Bulletin*, 99(8), 1407-1453. <https://doi.org/10.1306/06181411110>
- Sarmiento-Rojas, L.F. (2001). Mesozoic rifting and Cenozoic basin inversion history of the Eastern Cordillera, Colombian Andes. Inferences from tectonic models. Ph.D. Thesis, Vrije Universiteit, Amsterdam.
- Sánchez, N.; Mora, A.; Parra, M.; García, D.; Cortés, M.; Shanahan, T.; Ramírez, R.; Llamasa, O.; Guzmán, M. (2015). Petroleum system modeling in the Eastern Cordillera of Colombia using geochemistry and timing of thrusting and deformation. *AAPG Bulletin*, 99(8), 1537-1556. <https://doi.org/10.1306/04161511107>
- Schoell, M (1983). Genetic characterization of natural gases. *AAPG Bulletin*, 67(12), 2225-2238. <https://doi.org/10.1306/AD46094A-16F7-11D7-8645000102C1865D>
- UPME. (2019). Plan Indicativo de Abastecimiento de Gas Licuado del Petróleo (GLP). Unidad de Planeación Minero Energética.
- UPTC-ANH. (2022). Evaluación de la prospectividad del gas en Colombia en las cuencas onshore con producción comercial. Reporte final integrado del contrato 337 de 2021 celebrado entre la ANH y la Universidad Pedagógica y Tecnológica de Colombia.
- UPTC-MINCIENCIAS-ANH. (2023). Hábitat geológico, prospectividad, sostenibilidad socioambiental y económica del gas húmedo (GLP) en Colombia como combustible de transición energética. Reporte Interno a Minciencias-ANH.
- Zetaware. (2003). About ZetaWare. Interactive Petroleum System Tools. <https://zetaware.com/about.html>

---

---

Fecha de recibido: 07 de junio de 2024

Fecha de aceptado: 25 de julio de 2024

---

---