

Hábitat geológico, geoquímica de gases y prospectividad del gas natural y el gas licuado del petróleo en la cuenca Valle Medio del Magdalena, Colombia

César Augusto Mora-Hernández^{1*} ; Claudia Rosa Posada-Saldarriaga¹ 
Gleubis Belén Silveira-Moreno² ; Patricia Chajín-Ortiz¹ 
Mauricio Alberto Bermúdez-Cella² 

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

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

Resumen

La cuenca Valle Medio del Magdalena, con un total de 19.500 MBPE descubiertos (OOIP), es la segunda con producción de hidrocarburos más importante en Colombia. Durante el año 2021, la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH) fiscalizó la producción de 53 campos con una producción de 24 giga pies cúbicos de gas (GPCG), lo que corresponde al 4% del total de gas producido en el país. La mayoría de los gases producidos en la cuenca están asociados al crudo y son húmedos, con altos contenidos de propano (C3) y butano (C4), lo cual confirma un excelente potencial tanto para el gas natural (GN) como para el gas licuado del petróleo (GLP). Los principales yacimientos productores de gas en la cuenca corresponden a unidades del Paleógeno y Neógeno. Con base en la caracterización geoquímica, los gases húmedos se asocian a procesos de craqueo primario del kerógeno, y los gases secos, a procesos de craqueo secundario de crudo. Los *plays* más importantes para el gas húmedo en la cuenca son de tipo estructural con anticlinal y monoclinal fallado, con un alto control estratigráfico y con un tipo de trampa mixta.

Palabras clave: Gas seco; Gas húmedo; Composición molecular e isotópica; Craqueo; Plays.

Geological habitat, gas geochemistry and prospectivity of natural gas and liquefied petroleum gas in the Middle Magdalena Valley basin, Colombia

Abstract

The Middle Magdalena Valley basin, with a total of 19.500 MBPE discovered of original oil in place (OOIP) is the second most important in Colombia. During 2021 the Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH), audited the production of 53 fields with a production of 24 Giga Cubic Feet of Gas (GPCG), which represents 4% of the total gas produced in the country. Most of the gases produced in the basin are associated with crude oil and are classified as wet gas, with high propane (C3) and butane (C4) contents, confirming an excellent potential for both natural gas (NG) and liquefied petroleum gas (LPG). The main gas producing reservoirs in the basin correspond to Paleogene and Neogene units.

Forma de citar: Mora-Hernández, C.A.; Posada-Saldarriaga, C.R.; Silveira-Moreno, G.B.; Chajín-Ortiz, P.; Bermúdez-Cella, M.A. (2025). Hábitat geológico, geoquímica de gases y prospectividad del gas natural y el gas licuado del petróleo en la cuenca Valle Medio del Magdalena, Colombia. *Boletín de Geología*, 47(2), 43-59. <https://doi.org/10.18273/revbol.v47n2-2025002>

Based on geochemical characterization, wet gases are associated with primary kerogen cracking processes and dry gases with secondary cracking of crude oil. The most important plays for wet gas in the basin are structural, primarily faulted anticline and monoclinical structures, with strong stratigraphic control and mixed trapping mechanisms.

Keywords: Dry gas; Wet gas; Molecular and isotopic composition; Cracking; Plays.

Introducción

La cuenca Valle Medio del Magdalena (VMM), con un total de 19.500 millones de barriles de petróleo equivalente (MBPE) descubiertos *original oil in place* (OOIP), representa una gran importancia para la producción de hidrocarburos en el país. Estos recursos incluyen primordialmente crudo y gas en solución, asociados a la producción del crudo (ANH-UPTC, 2022). De acuerdo con estimaciones recientes sobre los recursos remanentes de gas (YTF) en las cuencas *onshore* con producción comercial de hidrocarburos en Colombia

(Figura 1), se calcularon, para la cuenca VMM, recursos prospectivos de gas de 10,39 tera pies cúbicos (TPC), de los cuales 5,92 TPC (57%) corresponden a gas húmedo (UPTC-Minciencias-ANH, 2023). Estas cifras sugieren que se trata de una cuenca altamente prospectiva tanto para gas natural (GN) como para gas licuado del petróleo (GLP). Estas acumulaciones de gas están asociadas con la presencia de rocas generadoras efectivas con excelente potencial generador, combinadas con un conjunto de elementos y procesos del sistema petrolífero que aportan a la capacidad de generar y expulsar hidrocarburos, ya sea de tipo crudo y/o gas (Magoon y Dow, 1994).

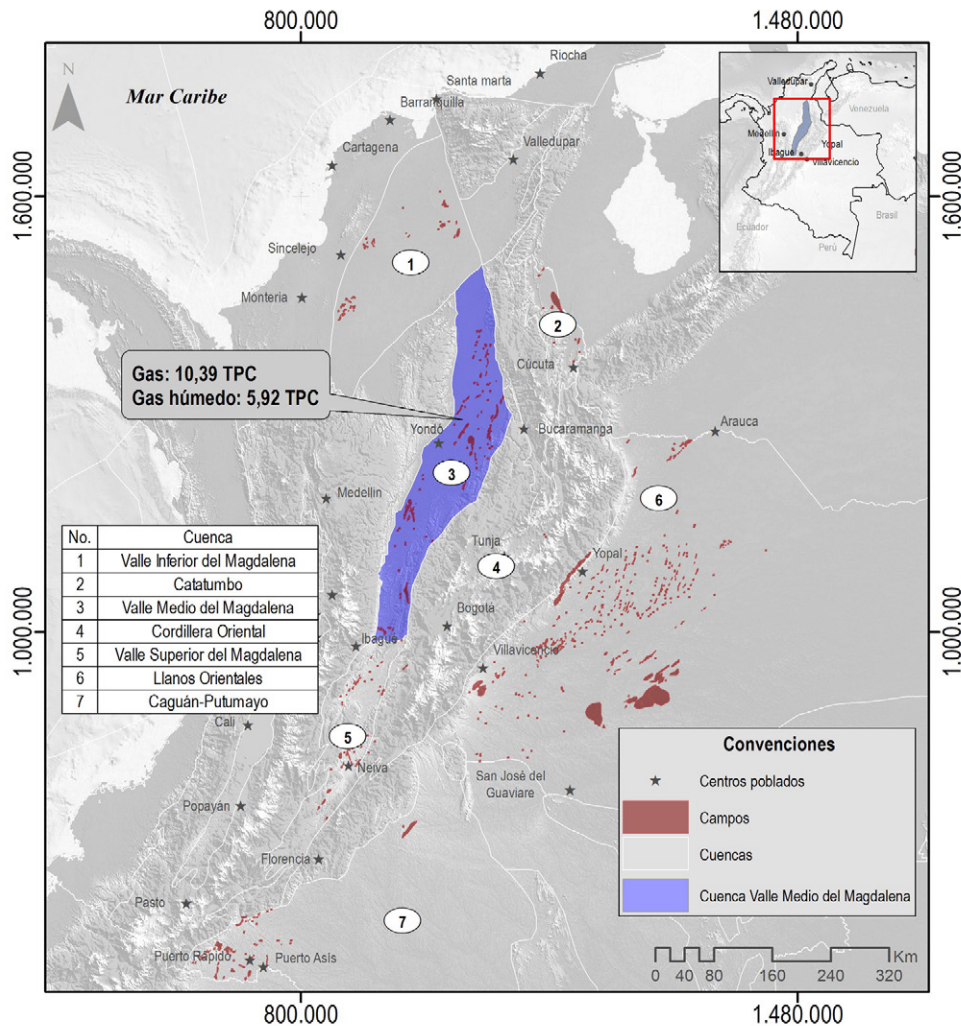


Figura 1. Mapa de localización de las cuencas *onshore* con producción comercial de hidrocarburos del territorio colombiano; incluye las cifras de recursos prospectivos en la cuenca Valle Medio del Magdalena.

Con base en esta información y tomando en cuenta que existen muy pocos estudios regionales que evalúen la influencia de los factores geológicos y las propiedades geoquímicas de los yacimientos específicos de gas (seco, húmedo, condensado) con la ocurrencia de los diferentes elementos y procesos de un sistema petrolífero, se plantea este trabajo, cuyo objetivo principal es realizar una evaluación de los yacimientos de gas en la cuenca VMM e interpretar la información geoquímica de gases de producción. Para cumplir con este objetivo, se diferenciaron las zonas de gas seco y de gas húmedo, se evaluó el origen del gas y se elaboró una carta de hábitat geológico que incluye la información tectonoestratigráfica y del sistema petrolífero asociado a los campos con producción de gas en la cuenca.

La descripción del hábitat geológico planteado resume y correlaciona el marco geológico regional que involucra la estratigrafía y la evolución tectónica de la cuenca, y se basa en asociar los rasgos comunes que se presentan en los yacimientos comerciales de hidrocarburos con gas húmedo con la descripción de las principales características de los reservorios y las trampas (estructurales, estratigráficas y mixtas).

Se considera que esta información servirá de insumo para los proyectos de modelamiento de sistemas petrolíferos orientados a la evaluación de la prospectividad del gas en el país, y sustentará la existencia geográfica y estratigráfica de nuevos *plays* con posibles acumulaciones de gas húmedo.

Contexto tectonoestratigráfico

La estratigrafía del sector norte y medio de la cuenca del VMM comprende las formaciones Girón y Los Santos/Arcabuco, las cuales fueron depositadas desde el Jurásico al Cretácico inferior (Berriasiano). Hacia el sector sur comprende las formaciones Útica/Murca en ambientes clásticos-volcánicos y fluviales (ANH-UPTC, 2022). Las formaciones Cumbre y el grupo calcáreo basal (formaciones Rosablanca, Paja

y Tablazo) abarcan edades del Cretácico inferior desde el Valanginiano hasta el Albiano, asociadas a ambientes marinos someros calcáreos y siliciclásticos.

A estas unidades las suprayacen las formaciones Simití, El salto y La Luna de ambientes marinos someros a profundos, con edades que van desde el Albiano al Campaniano, seguidos por depósitos siliciclásticos con niveles de areniscas de ambientes marino transicionales de las formaciones Umir y Lisama que abarcan edades del Cretácico superior (Campaniano-Maastrichtiano) al Paleoceno en los sectores norte y medio de la cuenca, mientras que hacia el sector sur, los depósitos de las formaciones Córdoba/Buscavidas, Cimarrona/La Tabla y Seca/Guaduas se asocian con abanicos fluviales a aluviales (ANH-UPTC, 2022). Desde el Eoceno medio hasta el Mioceno medio se encuentran los depósitos continentales fluvio-lacustres de las formaciones La Paz, Esmeraldas, Mugrosa y Colorado, y una combinación de abanicos aluviales imbricados sintectónicos que corresponden al Grupo Real que abarcan edades desde el Mioceno medio hasta el Plioceno, donde se depositan los conglomerados arenosos y gravosos intercalados con lutitas provenientes de las cordilleras Oriental y Central que corresponden a la Formación Mesa.

La cuenca VMM ha evolucionado en relación con el avance hacia el este de la orogenia andina que se inició en el Cretácico superior (Sánchez *et al.*, 2015). La sucesión de la cuenca VMM consiste en una cuña de estratos que abarcan desde el Cretácico inferior al Plioceno, que se engrosa hacia el este, depositados sobre el basamento Proterozoico a Paleozoico inferior. A lo largo del margen oeste existe una discordancia angular regional que registró un período importante de erosión desde el Paleoceno tardío al Eoceno temprano, y a su vez registró la exhumación debido al avance hacia el este de la deformación desde la Cordillera Central hasta el borde oriental de la cuenca, donde se observan discordancias menores que registran el crecimiento local de varias estructuras (Figura 2).

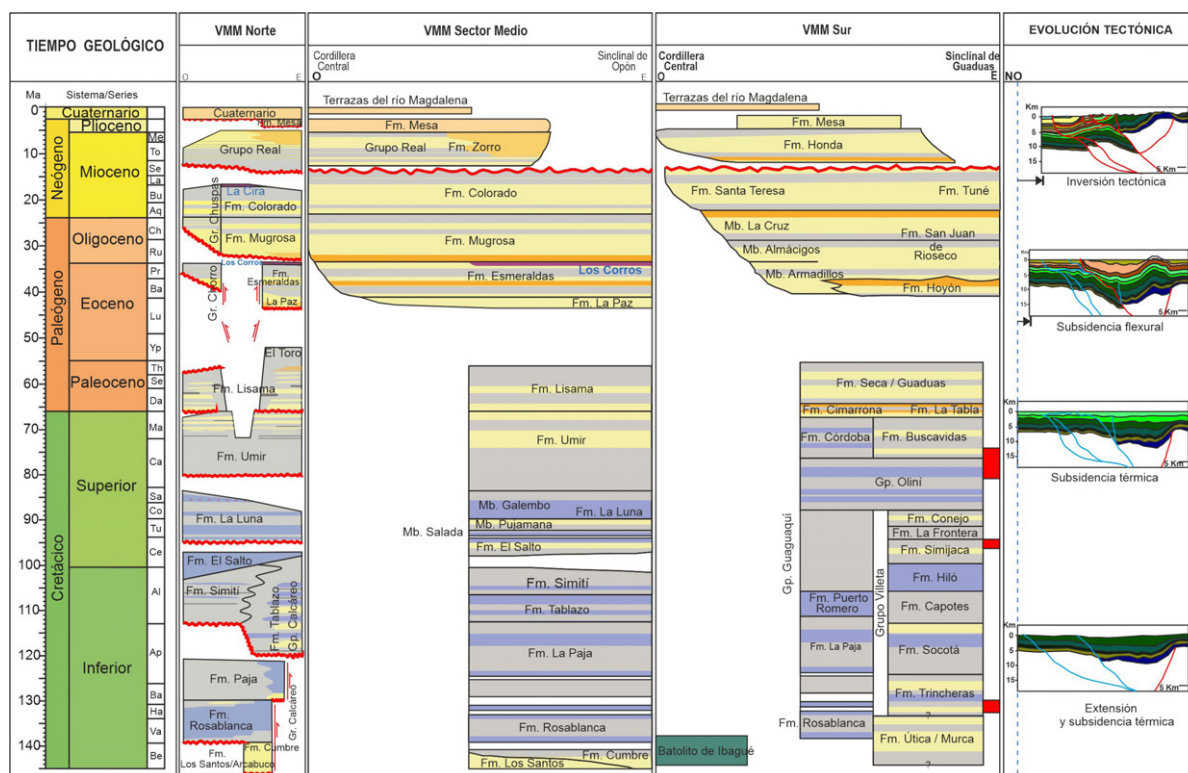


Figura 2. Relación tectonoestratigráfica de la cuenca VMM. Tomado y modificado de Sánchez *et al.* (2015); ANH-Universidad de Caldas (2021) y ANH-UPTC (2022).

Metodología y datos

Con el objetivo de estimar la ocurrencia de gas seco (predominantemente metano) y gas húmedo (fuente potencial de GLP) en la cuenca VMM, se realizó la caracterización geoquímica de los gases a partir del análisis de cromatografía de gases y la composición isotópica de compuestos individuales de 53 muestras de gas tomadas del Atlas Geoquímico de Colombia (Aguilera *et al.*, 2010) y del proyecto de prospectividad del gas en las cuencas *onshore* colombianas (ANH-UPTC, 2022) (Tabla 1). Con base en esta información,

se procedió a diferenciar la composición molecular, el origen y los procesos de craqueo (primario y/o secundario) de los gases. A partir de los datos de la composición molecular, se evaluó la tendencia composicional de los gases tanto secos como húmedos en la cuenca; se consideró que las muestras con contenidos de C3+ > 5% corresponden a gases húmedos, mientras que muestras con contenidos de metano (C1) > 98% corresponden a gases secos.

Tabla 1. Datos recopilados de la composición molecular e isotópica de las muestras de gas.

Pozo	Metano (C1)	Etano (C2)	Propano (C3)	Butano (C4)	Pentano (C5)	C3+ (GLP)	$\delta^{13}C1$	$\delta^{13}C2$	$\delta^{13}C3$
Peñas Blancas 1 2D	57,31	19,10	13,98	6,87	2,75	23,59	-44,2	-30,9	-29,5
Colorado 67	58,96	19,28	17,14	4,63	0,00	21,77	-40,59	-29,5	-28,06
Infantas 16	72,26	8,65	12,45	6,64	0,00	19,09	-43,44	-32,09	-30,41
Garzas 16	69,98	10,00	11,71	5,69	2,62	20,02	-51,3	-39,9	-34,2
Ayombero 1	68,81	13,02	11,40	4,65	2,12	18,17	-55,2	-43,1	-35,8
Cristalina 04	71,67	11,36	10,19	4,70	2,07	16,97	-50,1	-36,8	-33,9
Suerte 23	77,47	9,42	7,80	4,04	1,26	13,10	-45	-33,4	-29,7
Río Opia 1	76,58	10,42	7,63	3,68	1,68	13,00	-41	-32,7	-30,9

Continuación Tabla 1.

Aguasblancas 4	79,30	8,49	8,09	4,12	0,00	12,22	-43,54	-31,68	-29,93
Llanito 91	77,35	11,41	6,18	5,05	0,00	11,23	-44,43	-27,22	-26,35
Santa Lucía 02	77,95	8,42	11,00	2,63	0,00	13,63	-49,04	-38,36	-33,81
Nutria 15	78,48	10,58	6,66	3,03	1,26	10,95	-43,5	-31,9	-30,4
Llanito 114	82,20	6,89	6,39	2,94	1,59	10,91	-46,3	-35,5	-32,8
Juglar 1	83,01	6,61	6,52	2,76	1,10	10,38	-50,6	-40,1	-35,3
Bonanza 53	82,68	7,27	5,89	3,02	1,14	10,06	-43,1	-31,4	-29,8
Colón 4	85,69	4,73	4,57	3,21	1,80	9,58	-53	-40,2	-33,8
Tesoro 40	84,39	5,45	2,98	2,56	4,62	10,16	-44	-32,2	-30,1
Santos 102	84,88	7,17	3,21	4,74	0,00	7,95	-40,89	-29,08	-28,58
Infantas 2375	87,19	4,01	3,82	3,40	1,58	8,80	-45,3	-29,1	-28,3
Toqui Toqui 32	82,86	7,70	5,48	2,69	1,27	9,44	-45,2	-33,2	-30,9
Santos 7	79,37	11,01	6,16	2,50	0,96	9,62	-42,7	-31	-29,9
Cocorná 13	93,87	0,09	0,00	6,04	0,00	6,04	-46,43		
La Cira 1766	90,64	1,02	3,72	3,21	1,40	8,33	-47,6	-29,8	-29,1
Casabe Sur 39	84,59	6,79	4,81	2,49	1,32	8,62	-48,2	-31,5	-28,9
Toqui Toqui 18	86,92	6,40	3,81	1,82	1,05	6,68	-43,7	-32,6	-29,1
Lisama 142	83,65	9,79	4,86	1,70	0,00	6,56	-44,21	-31,71	-30,28
Aguas Blancas 09	85,23	8,53	4,21	1,54	0,49	6,24	-43,8	-32	-30,2
Mono Arana 1	85,38	8,32	4,58	1,13	0,58	6,29	-56,7	-43,1	-36,1
Pulí 2	83,98	9,91	4,49	1,29	0,33	6,11	-45,2	-33,9	-32,1
Mono Capuchino 1	92,22	2,96	3,14	1,16	0,52	4,82	-52,9	-41,4	-35,2
Yariguí 71	93,83	2,32	1,85	1,43	0,57	3,85	-46,1	-35,7	-31,1
Toqui Toqui-22	93,19	3,17	2,17	1,47	0,00	3,64	-41,99	-28,47	-25,01
Llanito 173	94,30	3,02	1,16	1,02	0,50	2,68	-45,1	-30,4	-28
Yariguí 104	95,51	2,13	1,70	0,49	0,17	2,36	-44,8	-36,9	-30,6
La Cira 468	95,07	2,90	1,25	0,78	0,00	2,03	-42,84	-28,4	-27,33
Cantagallo 15	95,26	2,55	1,67	0,53	0,00	2,20	-44,96	-37,89	-30,16
Velásquez 150	93,67	4,18	1,39	0,57	0,19	2,15	-42,2	-27,1	-24,8
Opón 3	93,27	4,72	1,41	0,61	0,00	2,01	-36,5	-26,53	-26,02
Tisquirama 14	96,15	1,83	1,16	0,50	0,36	2,02	-52,8	-41,7	-35,4
La Cira 801	95,83	2,47	0,50	0,78	0,42	1,70	-43,2	-25,4	-23
Opón 4	93,76	4,38	1,28	0,58	0,00	1,85	-36,28	-26,22	-26,27
Casabe 421	97,11	1,52	0,96	0,41	0,00	1,37	-45,95	-33,29	-31,53
Acordionero 71	97,72	1,08	0,53	0,38	0,28	1,20	-53	-41,1	-32,4
Palagua 188	98,05	1,20	0,44	0,31	0,00	0,76	-44,02	-27,33	-26,76
La Cira 3901	97,51	1,79	0,09	0,32	0,29	0,70	-43,3	-23,9	-29,3
Casabe 1460	98,45	0,89	0,28	0,27	0,11	0,66	-50,9	-28,1	-20,4
Ángeles 05	98,19	1,19	0,38	0,23	0,00	0,62	-53,35	-41,03	
Toposí 2H	97,93	1,63	0,21	0,13	0,10	0,44	-51,2	-35,7	-25,7
Velásquez 53	99,45	0,28	0,10	0,15	0,02	0,27	-47,9	-26,6	-20,2
Moriche Bb 17	99,76	0,15	0,03	0,03	0,02	0,09	-48,1		-29,1
Girasol A 3	99,87	0,10	0,01	0,01	0,01	0,03	-46,7		
Jazmín Ac2	99,90	0,08	0,01	0,01	0,00	0,02	-47,4		
Abarco Ph9 08	99,96	0,03	0,00	0,00	0,00	0,01	-49,9		

Con base en la información de la caracterización geoquímica y la consulta y extracción de información de yacimientos, se recopilaron los datos de 54 campos con producción fiscalizada de gas en Colombia (ANH, 2021). Esta información se complementó diferenciando

para cada campo la correspondencia de tipo de gas (seco y/o húmedo). Adicionalmente, se obtuvo información de la cantidad de gas fiscalizado, los usos y destinos del gas producido en la cuenca VMM (Tabla 2).

Tabla 2. Datos recopilados de producción de gas fiscalizado, año 2021.

Campo	Rango producción (Mpc)	Rango gas quemado (%)	Enviado a planta (%)	Gas transformado	Entregado a gasoducto (%)	Tipo	Formaciones productoras	Edad formación producción: Paleógeno (Pg), Neógeno (Ng), Cret. superior (Ks), Cret. inferior (Ki)
Provincia	1000-10000	0-20	1	1052	0	Húmedo	Esmeraldas	Pg
Payoa	1000-10000	0-20	1	748	0	Húmedo	Esmeraldas La Paz - Mugrosa	Pg
La Cira	1000-10000	0-20	1	0	0	Seco	Mugrosa	Pg
Yariguí - Cantagallo	1000-10000	0-20	0	0	0	Húmedo	La Paz - Mugrosa	Pg
Acordionero	1000-10000	20-40	0	0	0	Seco	Lisama	Pg
Toposí	1000-10000	0-20	0	0	1	Seco	Rosa Blanca	Ki
Palagua	500-1000	0-20	0	0	1	Seco	Oligoceno Indiferenciado	Pg
Nutria	500-1000	0-20	1	70	0	Húmedo	Colorado - Mugrosa	Pg-Ng
Bonanza	500-1000	0-20	1	119	0	Húmedo	Esmeraldas Mugrosa - Lisama - Mugrosa - Real	Pg-Ng
Llanito Unificado	500-1000	0-20	0	0	1	Húmedo	Mugrosa	Pg
Aguas Blancas	500-1000	0-20	1	10	0	Húmedo	Mugrosa	Pg
Lisama	500-1000	0-20	1	45	0	Húmedo	Mugrosa Colorado	Pg-Ng
Caramelo	500-1000	0-20	0	0	1	Húmedo	Rosablanca	Ki
La Estancia	500-1000	0-20	0	0	1	Húmedo	Rosablanca	Ki
Maná	500-1000	0-20	0	0	1	Húmedo	Doima	Pg
Jazmín	100-500	0-20	0	0	0	Seco	Oligoceno Indiferenciado	Pg
La Salina	100-500	0-20	1	150	0	Húmedo	Esmeraldas La Paz - Lisama	Pg
Infantas	100-500	20-40	0	0	0	Húmedo	Mugrosa	Pg
Toqui Toqui	100-500	0-20	0	0	1	Húmedo	Doima - Chicoral	Pg
Corazón	100-500	0-20	1	87	0	Húmedo	La Paz	Pg
Corazón West	100-500	0-20	1	77	0	Húmedo	La Paz	Pg
Tisquirama	100-500	60-80	0	0	0	Seco	Lisama	Pg

Continuación Tabla 2.

Casabe Sur	100-500	0-20	0	0	0	Húmedo	Mugrosa - Colorado	Pg
Tesoro	100-500	0-20	1	21	0	Húmedo	Colorado	Pg
Girasol	100-500	0-20	0	0	0	Seco	Oligoceno Indiferenciado	Pg
Moriche	100-500	60-80	0	0	0	Seco	Oligoceno Indiferenciado	Pg
Casabe	100-500	0-20	0	0	0	Húmedo	Mugrosa Colorado - La Paz	Pg
San Roque	100-500	60-80	0	0	0	Húmedo	Lisama	Pg
Velásquez	100-500	0-20	0	0	0	Seco	Oligoceno Indiferenciado	Pg
Caipal	100-500	0-20	0	0	1	Seco	Oligoceno	Pg
Underriver	100-500	20-40	0	0	0	Seco	Oligoceno Indiferenciado	Pg
Área Teca-Cocorna	10-100	60-80	0	0	0	Seco	Oligoceno - Chuspas	Pg
Mono Araña	10-100	60-80	0	0	0	Húmedo	Lisama - La Luna	Ks-Pg
Abarco	10-100	40-60	0	0	0	Seco	Oligoceno	Pg
Oso Pardo	10-100	80-100	0	0	0	Húmedo		
Garzas	10-100	20-40	0	0	0	Húmedo	La Paz	Pg
Guaduas	10-100	0-20	0	0	1	Seco	Cimarrona	Ks
Peñas Blancas	10-100	20-40	0	0	0	Húmedo	Mugrosa - Colorado	Pg
Totumal	10-100	80-100	0	0	0	Húmedo	Galembo - La Luna - Simití	Ks
Pulí	10-100	0-20	0	0	1	Húmedo	Monserate	Ks
Boranda	10-100	60-80	0	0	0	Húmedo	Esmeraldas	Pg
Cristalina	10-100	40-60	0	0	0	Húmedo	La Paz	Pg
Chuirá	10-100	40-60	0	0	0	Húmedo	La Luna	Ks
Flamencos	10-100	80-100	0	0	0	Húmedo	La Paz	Pg
Los Ángeles	10-100	60-80	0	0	0	Seco	Lisama	Pg
Aullador	10-100	80-100	0	0	0	Húmedo	Esmeraldas La Paz	Pg
Río Opia	10-100	0-20	0	0	1	Húmedo	Chicoral - Doima	Pg
Nare Sur	10-100	20-40	0	0	0	Seco	Oligoceno Indiferenciado	Pg
Totare	<10	80-100	0	0	0	Húmedo		
Juglar	<10	80-100	0	0	0	Húmedo	La Paz	Pg
Ambrosía	<10	0-20	0	0	0	Húmedo	Doima	Pg
Colón	<10	80-100	0	0	0	Húmedo	Umir	Ks
Santa Lucía	<10	0-20	0	0	0	Húmedo		
Pimiento	<10	80-100	0	0	0	Húmedo		

La información asociada a la estratigrafía, evolución tectónica, datos de producción e interpretación geoquímica permitió describir la evaluación de los yacimientos de gas, con énfasis en el contenido de gas húmedo en la cuenca, y definir las principales características de los reservorios y las trampas (estructurales, estratigráficas, mixtas) que sustentan la estimación de nuevos *plays* con posibles acumulaciones de estos recursos.

Resultados

Interpretación geoquímica de gases

La interpretación de los datos de cromatografía y de isótopos en compuestos individuales indica que la

composición molecular de los gases en la cuenca VMM es predominantemente húmeda. Los gases secos ($C1 > 98\%$) se concentran hacia las zonas de los pozos Ángeles, en el sector norte de la cuenca, y Casabe Velázquez, Moriche, Girasol, Jazmín, Abarco y Palagua, en el sector sur (Figura 3); las mayores concentraciones de $C1$ corresponden a los pozos Abarco y Jazmín (Figura 4). La presencia de los gases húmedos con contenidos de $GLP (C3+) > 5\%$ es más notable en la cuenca; las mayores concentraciones se agrupan en pozos de los campos Peñas Blancas y Colorado en el sector central (Figura 4).

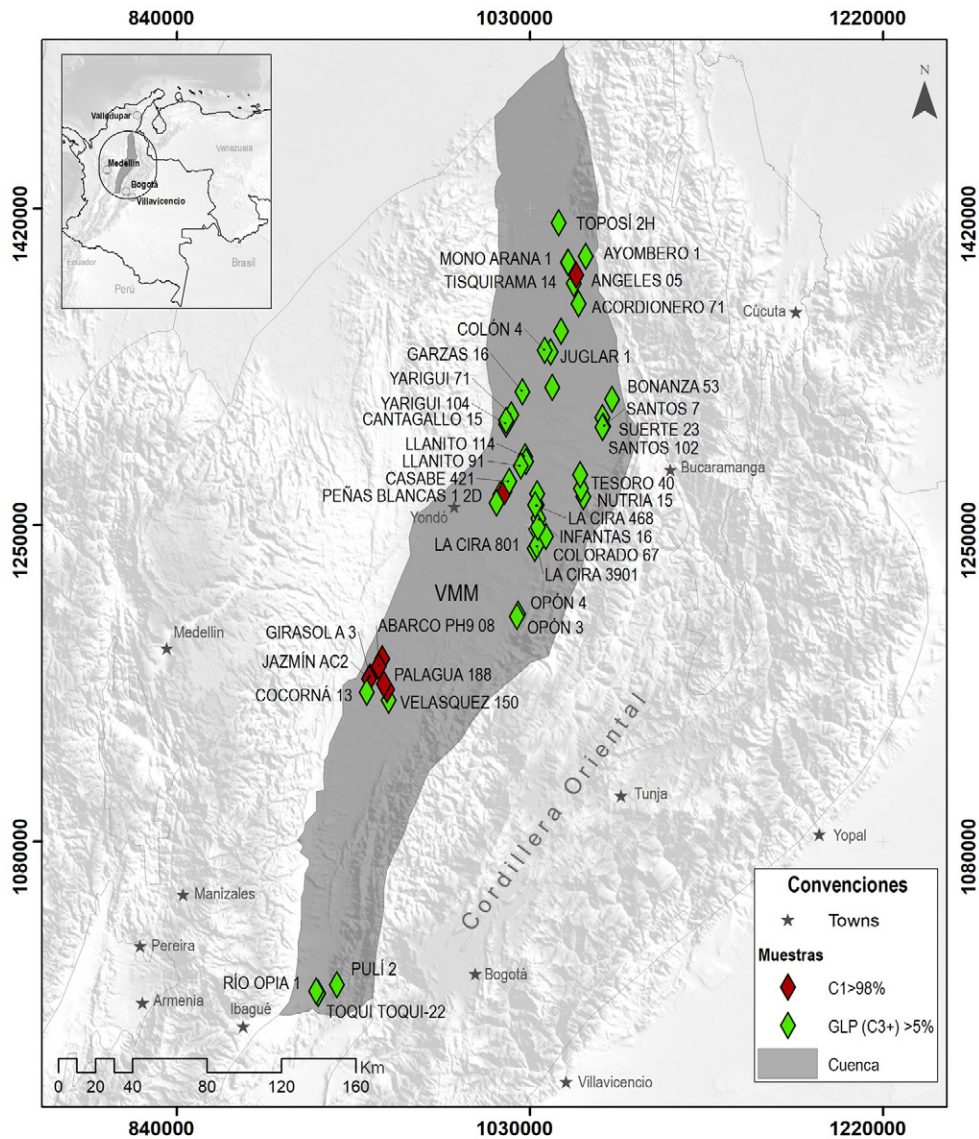


Figura 3. Mapa de variación de la composición molecular de las muestras de gases.

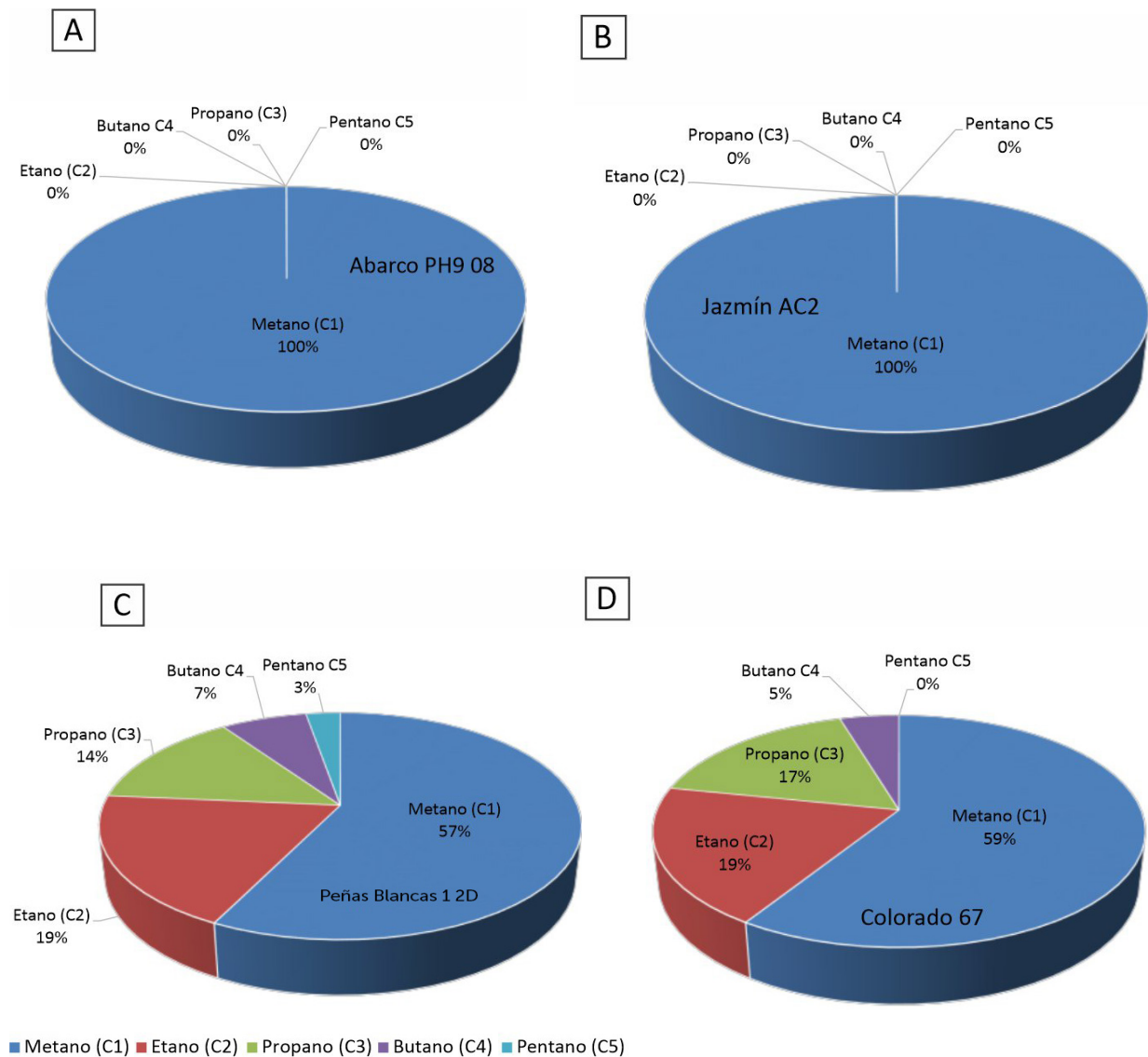


Figura 4. Composición molecular de los gases con mayor contenido de C1. **A.** Abarco PH9 08 y **B.** Jazmín AC2, incluidos los pozos con las mayores proporciones de gases húmedos. **C.** Peñas Blancas 1 y **D.** Colorado 67.

En cuanto al origen de los gases, la relación clásica de la composición molecular e isotópica del carbono en el metano, propuesta por Schoell (1983), permitió identificar dos tendencias en el origen de las poblaciones de gases. La primera tendencia consiste en gases con valores isotópicos del metano ($\delta^{13}\text{C}_1$) entre $< -60\text{‰}$ y -50‰ , y la segunda consiste en gases con valores isotópicos del metano entre $> -50\text{‰}$ y -35‰ (Figura 5A). La primera tendencia describe una familia de gases

isotópicamente medianos que puede estar asociada a mezclas entre gases biogénicos y termogénicos (Figura 5A), con una mayor ocurrencia hacia el sector norte de la cuenca (Figura 5B). La segunda tendencia describe una familia de gases isotópicamente más pesados, que puede estar asociada a un origen termogénico (Figura 5B), con una mayor ocurrencia hacia la zona central y sur de la cuenca (Figura 5B).

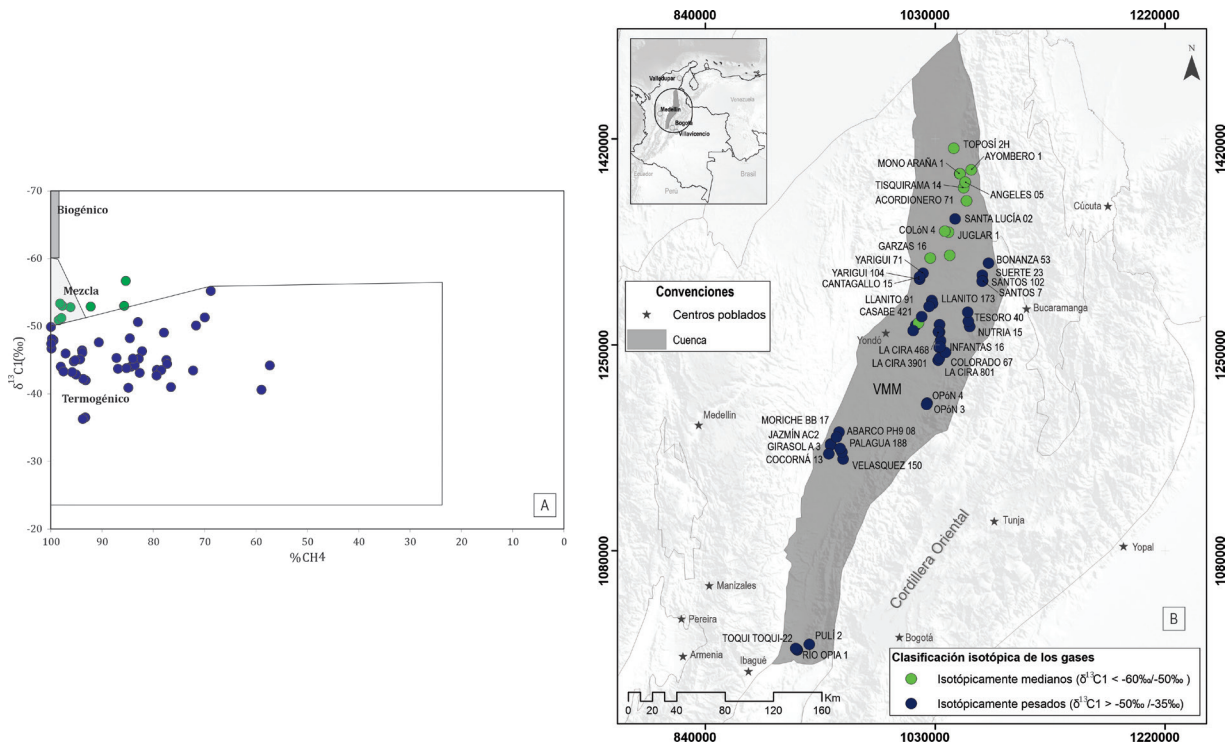


Figura 5. Relación de la composición molecular e isotópica para determinar origen de los gases. A. Diagrama de Schoell (1983). B. Mapa de distribución de la clasificación isotópica en la cuenca.

La interpretación propuesta por Lorant *et al.* (1998) permite estimar, para los gases más secos, una influencia de procesos de craqueo secundario (craqueo del crudo retenido en la roca generadora) con una segregación isotópica que resulta del alto grado de madurez térmica

de la roca fuente y procesos de migración de larga distancia. Para los gases más húmedos, se estima la influencia de procesos de craqueo primario producto de la transformación del kerógeno (Figura 6).

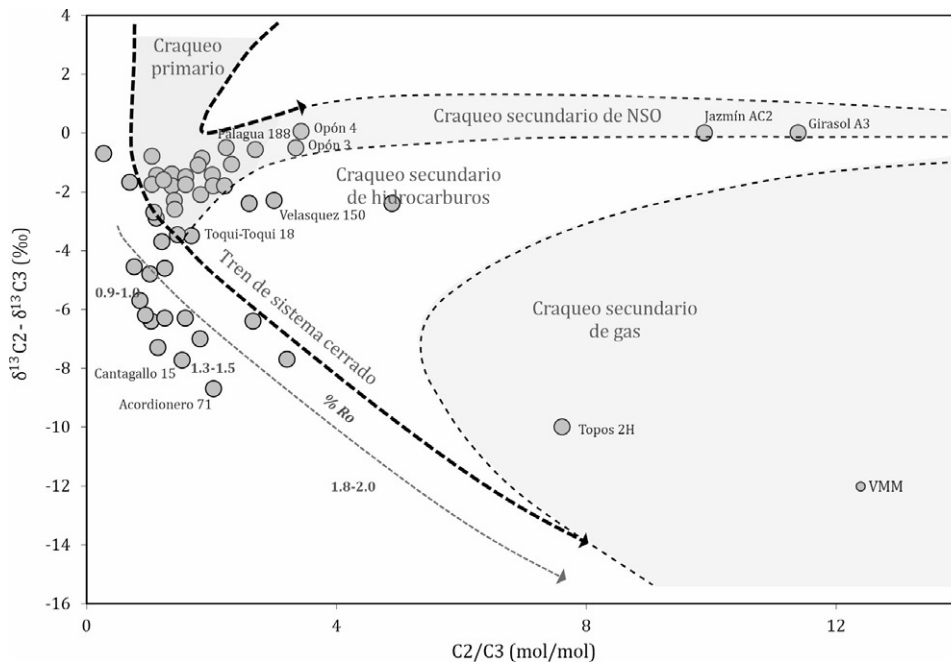


Figura 6. Procesos que influyen en la formación de los gases basados en la relación molecular e isotópica del etano y propano.

seco (C1 > 98%). El gas húmedo del campo Yariguí-Cantagallo actualmente se consume en un 40% en operaciones internas de producción y el 60% restante es enviado por gasoducto. Ecopetrol posee una planta de secado asociada al tren de producción de los campos

Lisama, Nutria, Tesoro y Peroles, destinado a la producción de gasolina. En la [Tabla 3](#) se presentan los datos y la gráfica con la totalización de la producción fiscalizada de gas en el año 2021 en GPCG/año de la cuenca VMM y la valoración de los usos.

Tabla 3. Resumen de la producción de gas fiscalizado año 2021 en la cuenca VMM en GPCG totales en el año y usos del gas.

Producción fiscalizada (2021) (GPCG)	Gas lift (GPCG)	Gas reinyectado (GPCG)	Gas quemado (GPCG)	Consumo en campo (GPCG)	Enviado a planta (GPCG)	Entregado a gasoducto (GPCG)
24	0	0	2,28	5,69	10,7	5,33
100 %	0 %	0 %	9,5 %	23,7 %	44,5 %	22 %

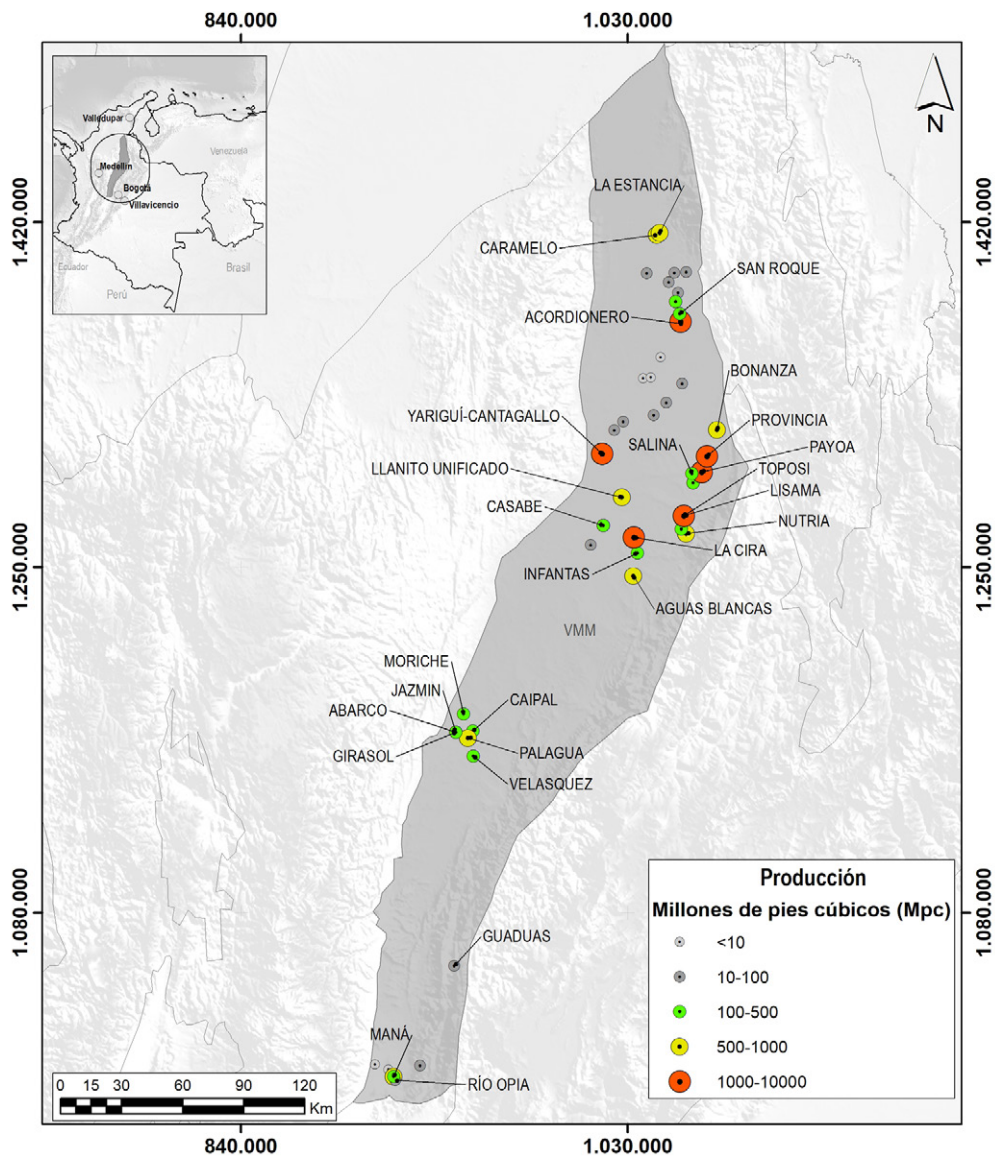


Figura 8. Mapa de distribución de los campos con producción fiscalizada de gas en el año 2021, discriminados por rangos de producción total acumulada en MMPCG/año.

De acuerdo con la interpretación geoquímica, los gases caracterizados de los campos con producción fiscalizada para el año 2021, en su mayoría, son de carácter húmedo (Figura 9A) y comprenden un buen contenido de propano (C3) y butano (C4) (Tabla 1).

Estas proporciones de C3 y C4 le asignan a la cuenca un excelente potencial para la generación de gas licuado del petróleo (GLP). Las unidades productoras de gas en estos campos corresponden principalmente a unidades del Paleógeno y Neógeno (Figura 9B).

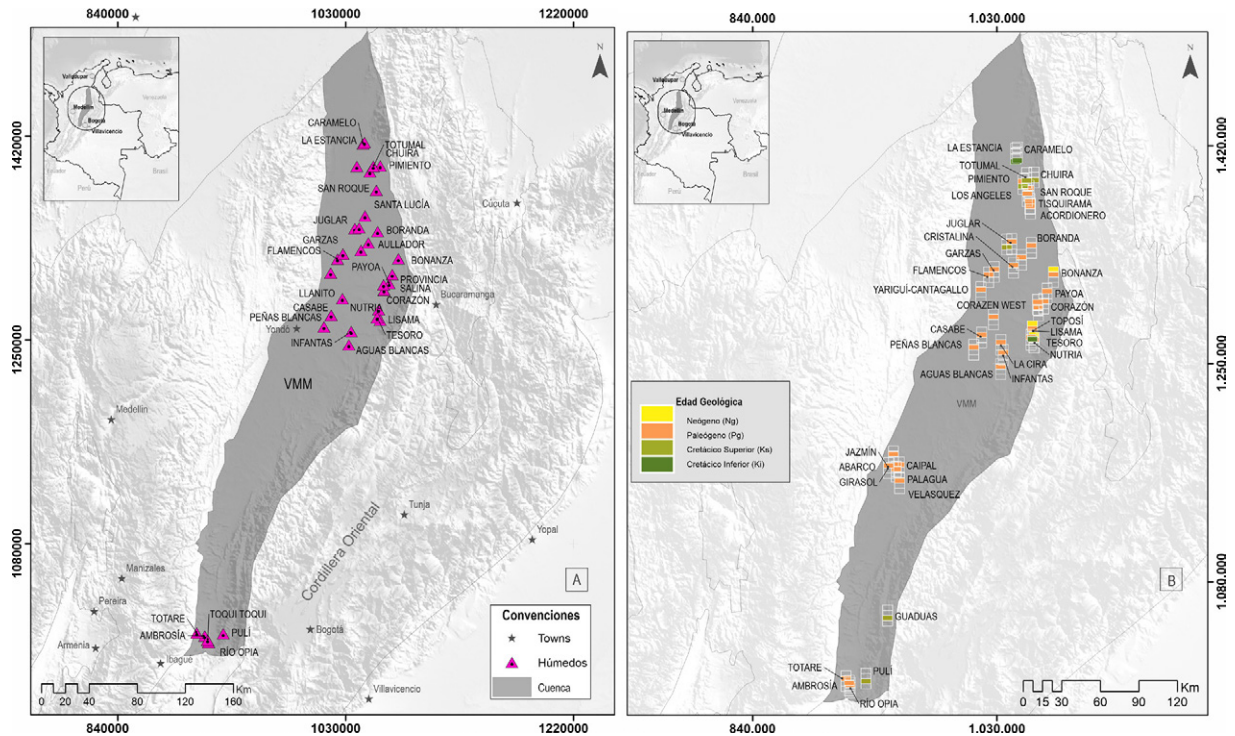


Figura 9. Distribución de los campos caracterizados por la ocurrencia de gas húmedo. A. C3+ > 5%. B. Diferenciación de las unidades productoras de gas.

Hábitat geológico

Los reservorios principales de la cuenca VMM corresponden a las formaciones Lisama, La Paz, Esmeraldas, Mugrosa y Colorado, que abarcan edades desde el Paleoceno hasta el Mioceno medio (Figura 2). La Formación Mugrosa posee la mayor producción de gas húmedo con 16 campos, seguida de las formaciones La Paz con 13 campos, Lisama con 7 campos, Esmeraldas con 8 campos y Colorado con 5 campos (Figura 10). Sin embargo, también se encuentran reservorios importantes de gas húmedo del Cretácico que corresponden con las formaciones Rosablanca, La Luna y Umir (Figura 2). La Formación Rosablanca es reservorio para los campos Caramelo y La Estancia. La Formación La Luna es reservorio para los campos Mono Araña, Chuirá, Totumal y Pimiento, y la Formación Umir es reservorio para los campos

Provincia, Pulí, Oso Pardo, Juglar, Totare y Colón. Las formaciones Rosablanca y La Luna corresponden a yacimientos naturalmente fracturados (Figura 10).

Existen tres eventos formadores de trampas que acontecieron en la cuenca VMM (Figura 10): el primero abarca el Eoceno medio, el segundo abarca el Mioceno tardío y el tercero corresponde al Pleistoceno. Los eventos formadores de trampas que inciden en las acumulaciones de gas húmedo del Cretácico y Paleógeno en la cuenca son los del Eoceno medio y el Mioceno tardío, con trampas de tipo estructural como anticlinales con fallas inversas y normales, estructuras en flor, escamas, trampas combinadas, estructurales-estratigráficas que muestran acuñamientos contra basamento (ANH-UPTC, 2022).

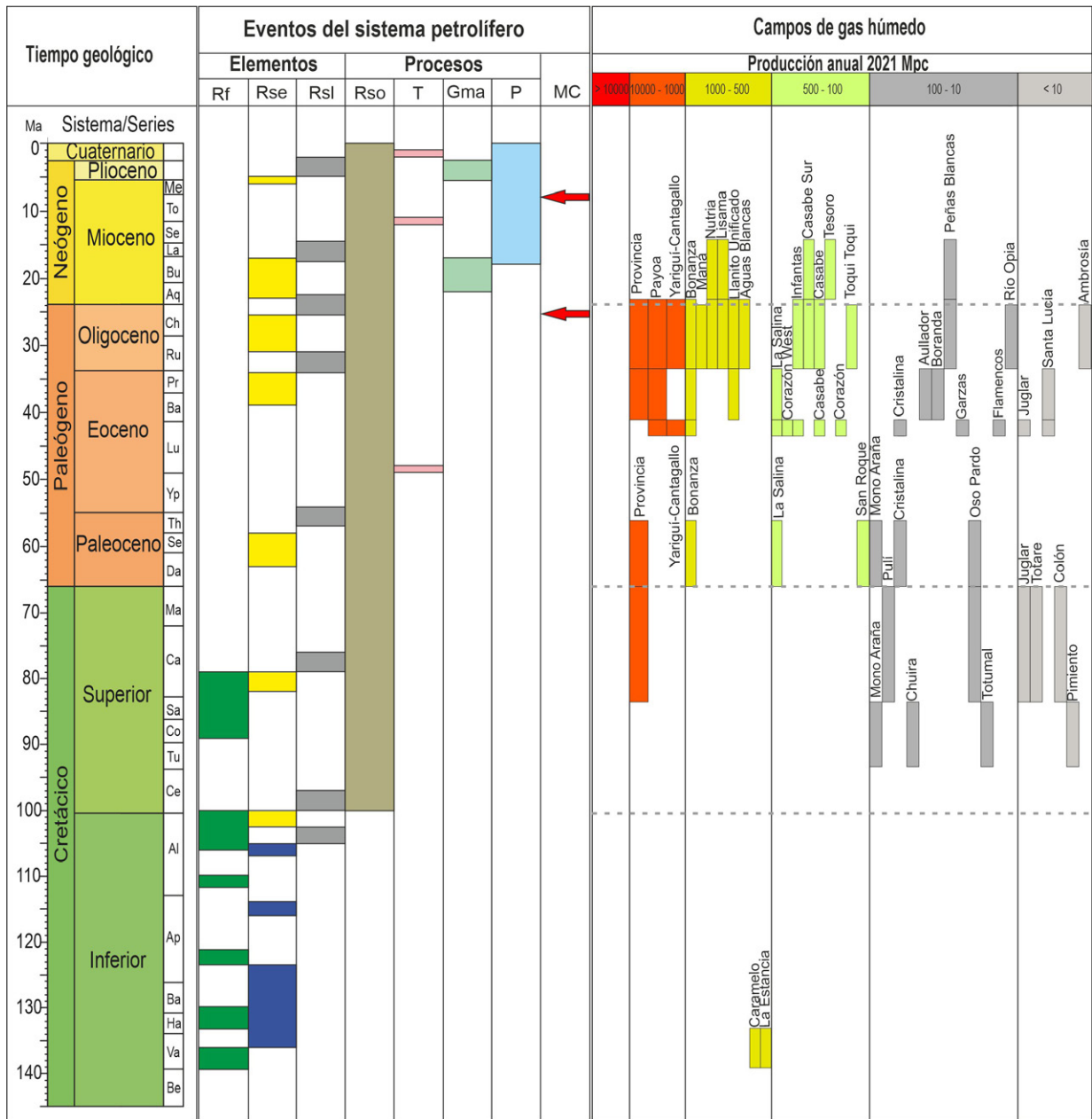


Figura 10. Campos productores de gas húmedo en la cuenca VMM y su relación con el sistema petrolífero. Rf: roca fuente; Rse: roca reservorio; Rsl: roca sello; Rso: roca sobrecarga; T: trampas; Gma: generación, migración y acumulación; P: preservación; MC: momento crítico.

En la cuenca VMM se han definido los *plays* más importantes para el gas húmedo (GLP) en los campos Provincia y Payoya del sector norte de la cuenca, y los campos Maná y Toqui Toqui del sector sur (Figuras 11 y 12).

Los campos Provincia y Payoya presentan una estructura anticlinal fallado con dirección norte-sur, donde los reservorios corresponden a las formaciones Lisama, Esmeraldas-La Paz y Mugrosa (Figura 11).

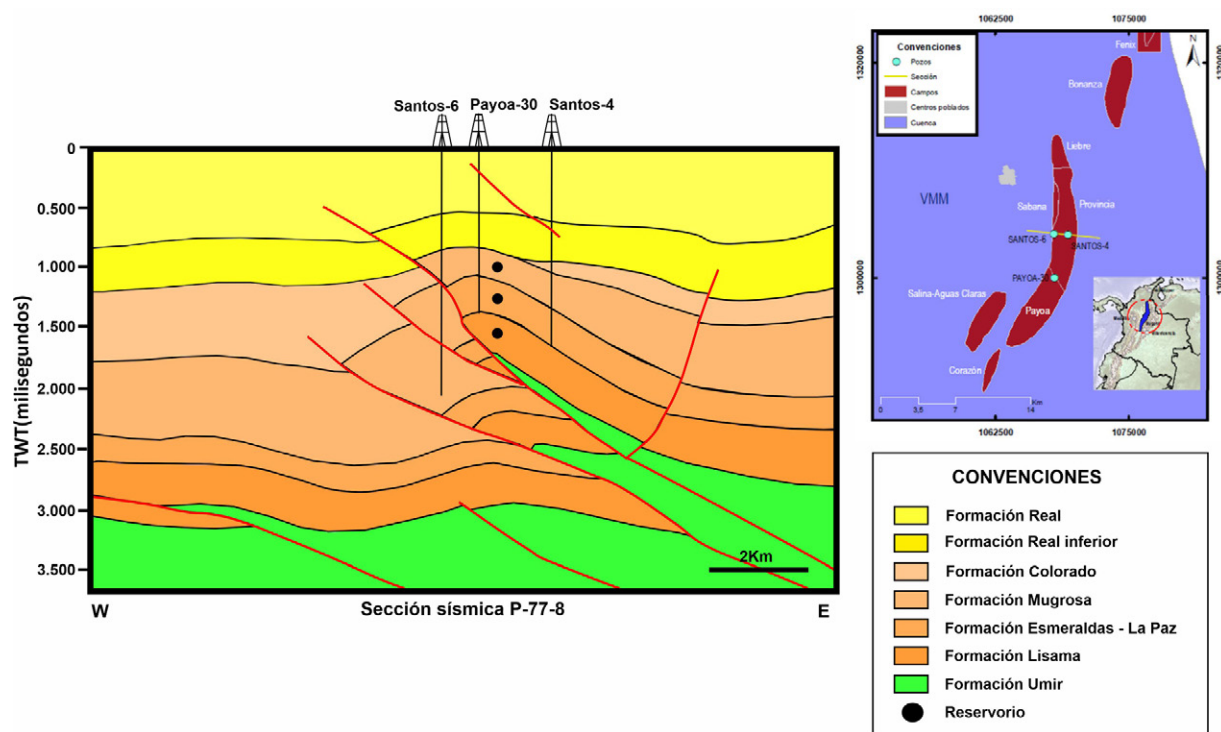


Figura 11. Plays probados de los campos Provincia y Payoa, cuenca VMM. Tomado de UPTC-Minciencias-ANH (2023).

Los campos Maná y Toqui Toqui se encuentran en una estructura de un monoclin fallado con un alto control estratigráfico y con un tipo de trampa mixta. Las

unidades reservorios son las formaciones del Paleógeno: Esmeraldas-La Paz y Mugrosa (Figura 12).

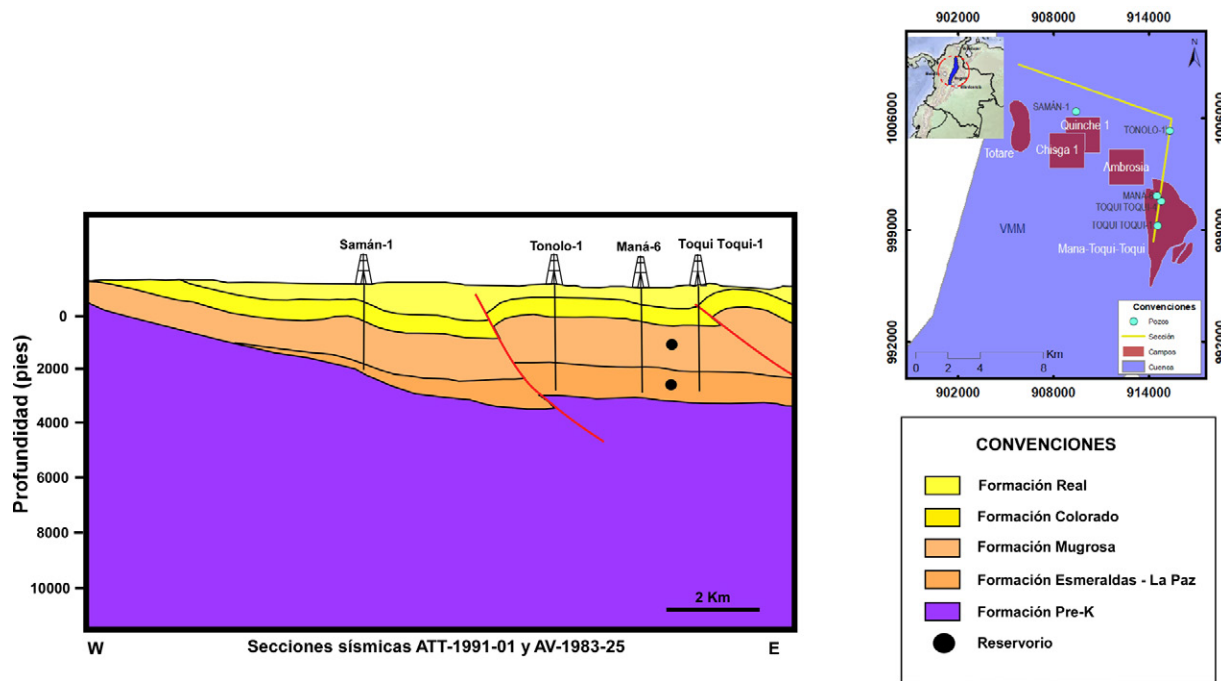


Figura 12. Plays probados de los campos Maná y Toqui-Toqui, cuenca VMM. Tomado de UPTC-Minciencias-ANH (2023).

Discusión de resultados

La cuenca VMM, con un total de 19.500 MBPE descubiertos (OOIP), es la segunda más importante en Colombia. Estos recursos incluyen primordialmente crudo y gas en solución asociado a la producción del crudo (ANH-UPTC, 2022). De acuerdo con estimaciones recientes sobre los recursos remanentes de gas (YTF) en las cuencas *onshore* con producción comercial de hidrocarburos en Colombia, se calcularon, para la cuenca VMM, recursos prospectivos de gas de 10,39 TPC, de los cuales 5,9 TPC (57%) corresponden a gas húmedo (UPTC-Minciencias-ANH, 2023). Estas acumulaciones de gas se asocian a intervalos generadores del Cretácico, los cuales alcanzaron niveles de madurez térmica compatible con la fase tardía de la ventana de aceite y la ventana de gas (ANH-UPTC, 2022). La combinación de la presencia de rocas generadoras efectivas con excelente potencial generador, combinadas con un conjunto de elementos y procesos del sistema petrolífero le asignan a la cuenca la ocurrencia de estas acumulaciones de gas, las cuales se relacionan con una roca fuente con la capacidad de generar hidrocarburos de tipo crudo y/o gas (Magoon y Dow, 1994).

De acuerdo con la valoración de la relación clásica entre la composición molecular e isotópica del carbono en el metano, descrita por Schoell (1983), se pueden describir gases isotópicamente livianos, medianos y pesados. Esta descripción permite categorizar posibles familias de gases con origen biogénico y termogénico, o mezcla entre gases biogénicos y termogénicos. Con base en esta interpretación, se identificaron, para la cuenca VMM, gases isotópicamente medianos con valores de isótopos de metano ($\delta^{13}\text{C}_1$) en el rango de $< -60\%$ y -50% , posiblemente asociados a mezclas de gases biogénicos y termogénicos y gases isotópicamente pesados con valores de isótopos en el metano en el rango de $> -50\%$ y -35% , posiblemente asociados a un origen termogénico.

De acuerdo con Murray y Zhiyong (2019), cada tipo de kerógeno está ligado a un tipo de materia orgánica y a los ambientes de depósito de las facies sedimentarias. La forma en que cada kerógeno reacciona a la temperatura se conoce como la cinética de la materia orgánica. Esta reacción se define a partir de una tasa de transformación (TR), la cual es un parámetro que mide el grado de conversión del kerógeno en hidrocarburos. Cada facies orgánica alcanza un cierto nivel de TR a diferentes temperaturas. Este concepto permite estimar de manera más precisa los diferentes tipos de hidrocarburos transformados (gas seco, gas húmedo, condensados y *black oils*). La relación entre la composición molecular e

isotópica del C1 y C2, propuesta por Lorant *et al.* (1998), permite estimar los procesos asociados a la conversión del kerógeno en hidrocarburos cuando este es sometido al aumento de temperatura. Con base en estas definiciones se describió, para el origen de los gases en la cuenca VMM, la influencia de procesos de craqueo primario, donde ocurre una transformación inicial del kerógeno y procesos de craqueo secundario y una transformación cinética del crudo retenido en la roca generadora. Los procesos de craqueo primario se asocian a los gases con tendencia a ser húmedos, mientras que los procesos de craqueo secundario se asocian a gases con tendencia a ser más secos.

La cuenca VMM presenta una producción total de 24 GPCG, lo que corresponde al 4% del total de gas producido en el país (ANH, 2021). La mayor producción en la cuenca se ve reflejada en los campos Suerte, Santos, Provincia, Payoa, La Cira y Yariguí-Cantagallo. Estos campos producen en su mayoría gas húmedo y hacen parte de la comercialización y abastecimiento de GN y GLP.

Los eventos formadores de trampas que inciden en las acumulaciones de gas húmedo del Paleógeno y Cretácico en la cuenca son los del Eoceno medio y el Mioceno tardío, con trampas de tipo estructural como anticlinales con fallas inversas y normales, estructuras en flor, escamas, trampas combinadas, estructurales-estratigráficas que muestran acunamientos contra basamento (ANH-UPTC, 2022). Los *plays* más importantes para la acumulación de gas húmedo en la cuenca corresponden a unidades reservorios del Paleógeno y Neógeno; se destacan las unidades del Eoceno tardío-Oligoceno (formaciones La Paz y Mugrosa), donde se presenta la mayor parte del crudo y gas descubierto en la cuenca.

Conclusiones

Mientras que las poblaciones de gases secos con contenidos de C1 $> 98\%$ se concentran hacia la zona sur de la cuenca, las poblaciones de gases húmedos con contenidos de GLP $> 5\%$ se concentran en su mayoría hacia la zona central de la cuenca.

En cuanto al origen, se identificaron poblaciones de gases isotópicamente medianos, posiblemente asociados a mezclas entre gases biogénicos y termogénicos y poblaciones de gases isotópicamente pesados, posiblemente asociados a un origen termogénico. Los gases correspondientes a mezclas se concentran hacia la zona norte de la cuenca, y los gases de origen termogénico se concentran hacia la zona central y sur de la cuenca.

Los procesos de craqueo que influyen en las poblaciones de gases húmedos pueden corresponder al de tipo primario donde ocurre una transformación termal del kerógeno. Para los gases más secos se les asigna la influencia de procesos de craqueo secundario donde ocurre la transformación termal del crudo retenido en la roca generadora.

El análisis de tendencia y probabilidad de ocurrencia de la composición molecular del C1 y C3+ describe una mayor ocurrencia de gases húmedos en la cuenca con una valoración del 60% y una menor ocurrencia de gases secos.

La mayoría de los campos con mayor producción fiscalizada de gas en la cuenca VMM son de carácter húmedo, con altas proporciones de C3 y C4, lo cual indica una alta prospectividad tanto para el GN como para el GLP obtenido a partir de la separación de la fracción C3+ de los gases.

Los reservorios principales de gas húmedo en la cuenca abarcan edades que van desde el Paleoceno hasta el Mioceno temprano; también se encuentran algunos reservorios de gas seco en yacimientos naturalmente fracturados del Cretácico.

Los *plays* más importantes para el gas húmedo en la cuenca son de tipo estructural con anticlinal y monoclinal fallado con un alto control estratigráfico y con un tipo de trampa mixta.

Agradecimientos

Los autores agradecen a la Universidad Pedagógica y Tecnológica de Colombia por apoyar el desarrollo del estudio; al Ministerio de Ciencia y Tecnología (Minciencias) por la coordinación y seguimiento técnico del proyecto que condujo a la generación de los resultados aquí publicados; y a la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH) por el financiamiento proporcionado al proyecto “Hábitat geológico, prospectividad, sostenibilidad socioambiental y económica del gas húmedo (GLP) en Colombia como combustible de transición energética”, del contrato: CT 80740-233-2021 con código: 110987780498.

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. (2021). Estadísticas de producción. Producción Fiscalizada Gas y Crudo, 2021.

ANH-Universidad de Caldas. (2021). Estudio geológico en la parte sur de la cuenca Valle Medio del Magdalena con el fin de actualizar el modelo de evolución geológica, definir los sistemas petrolíferos y evaluar la prospectividad del crudo y gas-fase 2. Informe de integración.

ANH-UPTC. (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).

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)

Magoon, L.B.; Dow, W.G. (1994). Introduction. In: *The petroleum system* (pp. 3-24). AAPG Bulletin. Vol. 75.

Murray, A.; Zhiyong, H. (2019). Oil vs gas: What are the limits to prospect-level hydrocarbon phase prediction? *Petroleum Geology*, 12.

Sánchez, N.; Mora, A.; Parra, M.; García, D.; Cortes, 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>

UPTC-Minciencias-ANH (2023) Hábitat geológico, prospectividad, sostenibilidad socioambiental y económica del gas húmedo (GLP) en Colombia como combustible de transición energética. Reporte Interno.

Fecha de recibido: 21 de octubre de 2024

Fecha de aceptado: 02 de abril de 2025
