

ARTÍCULO DE INVESTIGACIÓN / RESEARCH ARTICLE

<https://dx.doi.org/10.14482/inde.43.02.986.861>

Producción y caracterización geoquímica del gas en la cuenca Valle Inferior del Magdalena (Colombia). Implicaciones en la prospectividad del gas natural y el gas licuado del petróleo

Production and geochemical characterization of gas in the Lower Magdalena basin (Colombia). Implications for natural gas and liquefied petroleum gas prospectivity

CÉSAR AUGUSTO MORA HERNÁNDEZ *
CLAUDIA ROSA POSADA SALDARRIAGA **
GLEUBIS BELÉN SILVEIRA MORENO ***
PATRICIA CHAJÍN ORTIZ ****
MAURICIO BERMÚDEZ *****

* Universidad Federal Río de Janeiro (Brasil). Msc. en Sistemas Petrolíferos.
Orcid-ID: <https://orcid.org/0009-0002-0149-7197>. cmora@kuenka.com.co

** Universidad Nacional de Colombia. Geóloga.
Orcid-ID: <https://orcid.org/0009-0003-4028-5557>. claudiarosita@hotmail.com

*** Universidad Pedagógica y Tecnológica de Colombia (UPTC), Sogamoso (Colombia). Msc. en Ciencias de la Tierra. Orcid-ID: <https://orcid.org/0009-0008-1475-7051>. gbelen.silveira@gmail.com

**** Universidad Industrial de Santander (UIS) (Colombia). Msc. en Geología.
Orcid-ID: <https://orcid.org/0000-0003-3177-444X>. pchajin@gmail.com

***** Université Joseph Fourier (Francia). Ph.D. en Ciencias de la Tierra.
Orcid-ID: <https://orcid.org/0000-0003-0584-4790>. mauricio.bermudez@uptc.edu.co

Correspondencia: César Mora Hernández. Calle 95 n.º 13A-49 Sur, Antigua Ibagué, Colombia. Celular: +573134338742



Resumen

En la cuenca Valle Inferior del Magdalena (VIM) se han descubierto hasta la fecha 1201 MBPE (OOIP & OGIP/ crudo y gas). Los recursos de gas descubiertos alcanzan 3,57 TPC e incluyen gas seco y gas húmedo. Durante 2021, la ANH (Agencia Nacional de Hidrocarburos) fiscalizó la producción de 29 campos con una producción total de 90908 MPC (99,91 GPCG), los cuales representan el 15 % del total producido en el país. Los principales reservorios en la cuenca corresponden a facies arenosas de la Formación Ciénaga de Oro Inferior (Oligoceno tardío) y facies calcáreas de la Formación Ciénaga de Oro Superior (Mioceno temprano). El gas producido varía entre seco, con más de 98 % de metano, y húmedo, en el que la proporción de GLP (C₃+) es mayor al 5 %. Con base en la caracterización geoquímica, los gases húmedos se asocian a craqueo primario del kerógeno y los gases secos a craqueo secundario de crudo. La presencia en la cuenca de un amplio espectro de hidrocarburos líquidos y gaseosos representa una oportunidad exploratoria, ya que se trata de una cuenca donde es posible encontrar gas natural (GN / C₁) y gas húmedo (C₃-C₅), este último es considerado como fuente principal del gas licuado del petróleo (GLP).

Palabras clave: composición molecular e isotópica, craqueo, gas seco, gas húmedo, producción de gas.

Abstract

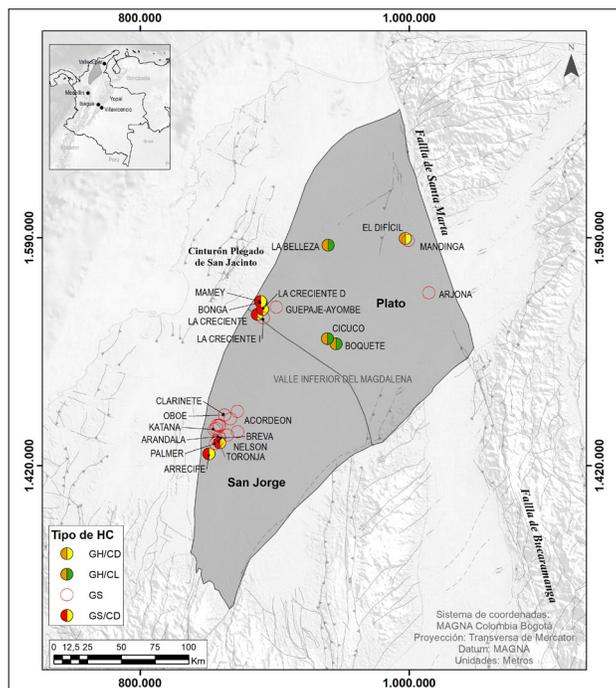
In the Lower Magdalena Valley (VIM) basin, 1201 MBPE have been discovered (OOIP & OGIP/ oil and gas). Gas resources discovered reach 3.57 TPC and include dry gas and wet gas. During 2021 the ANH (Agencia Nacional de Hidrocarburos) audited the production of 29 fields with a total production of 90908 MPC (99.91 GPCG), which accounts for 15 % of total production in the country. The main reservoirs in the basin correspond to sandy facies of the Lower Ciénaga de Oro Formation (late Oligocene) and calcareous facies of the Upper Ciénaga de Oro Formation (early Miocene). The gas produced varies between dry with more than 98% methane and humid where the proportion of LPG (C₃+) is greater than 5%. Based on the geochemical characterization, wet gases are associated with primary kerogen cracking, and dry gases with secondary crude oil cracking. The presence in the basin of a wide spectrum of liquid and gaseous hydrocarbons represents an exploratory opportunity, since it is a basin where it is possible to find natural gas (NG/ C₁) and wet gas (C₃-C₅), the main source of liquefied petroleum gas (LPG).

Keywords: cracking, dry gas, gas production, molecular and isotopic composition, wet gas.

INTRODUCCIÓN

En la cuenca Valle Inferior del Magdalena (VIM), localizada en la parte norte de Colombia, se han descubierto un total de 1201 millones de barriles de petróleo equivalentes (MBPE) *in situ* (OOIP/OGIP, *original oil in place, original gas in place*) [1], con producción de crudo liviano, condensado, gas húmedo y gas seco (figura 1). Debido a una combinación de factores donde se destaca la producción de gas, la cuenca VIM ha sido considerada una provincia geológica con tendencia al gas (*gas prone*), a pesar de la presencia de hidrocarburos líquidos en volúmenes importantes. Aunque han sido publicados algunos trabajos relacionados con los sistemas petrolíferos de la cuenca [2], [3], no existen estudios publicados respecto al origen y prospectividad tanto del GN, gas natural (C1) como del gas húmedo (GLP, gas licuado del petróleo, C3+) en la cuenca.

El objetivo de esta investigación es evaluar el origen del gas, la distribución regional de los diferentes tipos de gas y la prospectividad tanto del GN como del GLP. Con este propósito, se analizó la producción de gas fiscalizada con base en datos publicados [4], los usos del gas producido, la distribución estratigráfica de los yacimientos de gas y la caracterización geoquímica del gas en términos de origen y tipo de gases producidos en la cuenca.



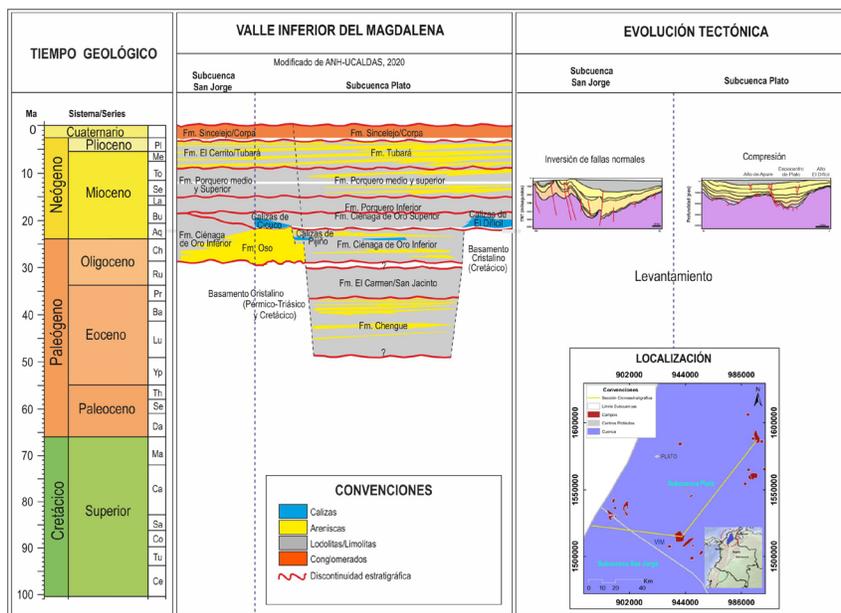
Fuente: elaboración propia.

FIGURA 1. MAPA DE DISTRIBUCIÓN DE LOS CAMPOS DE CRUDO Y GAS EN LA CUENCA VIM, DONDE SE DISCRIMINA LOS TIPOS DE HIDROCARBUROS (HC). GH: GAS HÚMEDO, CD: CONDENSADO, CL: CRUDO LIVIANO, GS: GAS SECO

MARCO GEOLÓGICO REGIONAL

La cuenca VIM se ubica al norte de Colombia, entre el mar Caribe, el Cinturón Plegado de San Jacinto al oeste y la falla de Santa Marta al este (figura 1). El basamento continental incluye rocas ígneas y metamórficas del Paleozoico, Triásico y Cretácico [5], [6]. La tectónica del basamento con fallas normales transtensionales de carácter regional permitió la división de la cuenca en dos grandes subcuencas: Plato, al norte, y San Jorge, al sur [7], [8] (figura 2). La estratigrafía se inicia con rocas depositadas desde el Eoceno medio hasta el Oligoceno (formaciones Chengue y El Carmen/San Jacinto) en el depocentro de Plato [2]. La Formación Ciénaga de Oro inferior se depositó durante el Oligoceno-Mioceno inferior en un ambiente transgresivo sobre la paleotopografía del basamento, llenando gradualmente los depocentros de Plato y San Jorge. Desde el Mioceno inferior al medio se depositaron las formaciones Ciénaga de Oro Superior y Porquero Inferior, con sedimentos siliciclásticos en los depocentros y calcáreos en los paleoaltos como el de Cicuco (Caliza de Cicuco), El Difícil (Calizas de El Difícil) y Apure, mostrándose depósitos acuñados hacia el este, sureste y sur de la cuenca [9], [10]. La secuencia durante el Mioceno medio al Mioceno superior muestra las formaciones Porquero medio y superior, con sedimentos de grano fino en una secuencia progradacional hacia el este, erosionada en algunas áreas. Desde el Mioceno superior al Plioceno inferior se depositó la Formación Tubará y, por último, desde el Plioceno superior al Pleistoceno se observa la secuencia de la Formación Sincelejo/Corpa con depósitos del sistema de drenaje del paleo-Cauca de sur a norte, con canales fluviales, lagos y pantanos [2] (figura 2).

Desde el Eoceno al reciente la evolución tectono-estratigráfica de la cuenca VIM estuvo influenciada por cambios continentales como el levantamiento de los Andes y la formación de los ríos proto-Magdalena y proto-Cauca, causando las variaciones de los espesores y facies de los sedimentos de los depocentros de Plato y San Jorge [11]. El VIM evolucionó como una cuenca de antearco marino inclinada y con poco relleno a una cuenca de antearco continental sobrecargada [6], [8], [11]. En la figura 2 se presenta una carta cronoestratigráfica y un esquema de la evolución tectónica, de la cuenca VIM en los que se muestran las variaciones estratigráficas entre las subcuencas de San Jorge y Plato.



Fuente: modificado de [2].

FIGURA 2. CARTA CRONOESTRATIGRÁFICA Y EVOLUCIÓN TECTÓNICA DE LA CUENCA VIM

METODOLOGÍA

El estudio tiene un enfoque multidisciplinario que combina el análisis de los recursos de hidrocarburos descubiertos en la cuenca (*original oil in place equivalent /OOIPE*), la evaluación de la producción de gas fiscalizada y publicada por la ANH en 2021, el análisis de los principales reservorios de gas en la cuenca y la interpretación geoquímica de muestras de gas tomadas en boca de pozo. Estos temas fueron integrados e interpretados dentro del contexto geológico de la cuenca y la historia de producción de crudo y gas.

En este trabajo se realizó la compilación de los datos relacionados con recursos descubiertos, reservorios principales (tabla 1), producción de gas de 2021 (tabla 2) y la geoquímica de gases (tabla 3). Los datos para la interpretación geoquímica se tomaron de los análisis realizados en el Atlas Geoquímico [12] y las muestras de gas analizadas previamente por la ANH [13]. Los recursos descubiertos se evaluaron en función del tipo de hidrocarburos producidos y los reservorios principales, la producción de gas en función de los campos y la distribución del uso del gas. Con base en la composición molecular e isotópica de los compuestos C1 a C3 de las muestras de gas evaluadas, se realizó la interpretación geoquímica. Estas variables permitieron definir el origen (biogénico, termogénico, craqueo primario y/o secundario) de los gases.

El gas es una mezcla de hidrocarburos en la cual el más abundante suele ser el metano (C1) y en menor proporción los gases más pesados, como etano (C2), propano (C3), butano (C4) y pentano (C5) [14], [15]. Cuando la proporción de metano (C1) es muy alta (superior al 98 %), el gas es definido como seco o GN. A medida que aumenta la proporción de gases más pesados, el gas es considerado como húmedo (C2+), y si comprende proporciones superiores al 5 % de propano (C3) y butano (C4), se define como fuente potencial de gas licuado del petróleo o GLP (C3+). Normalmente, la producción de gas húmedo está asociada a la producción de crudo. Durante el proceso de madurez de la materia orgánica, el gas acompaña la generación de hidrocarburos líquidos con predominio de C1 durante la fase temprana de la ventana de aceite y dentro de la ventana de gas y gases más húmedos durante la fase tardía de la ventana de aceite e inicio de la ventana de gas [16], [17]. Las características del gas en un campo van a depender del tipo de materia orgánica original, el nivel de madurez térmica y las condiciones de presión, volumen y temperatura del yacimiento [18], [19]

Con el objetivo de diferenciar las zonas con mayor ocurrencia de gas seco y gas húmedo, se realizó la interpretación de la tendencia composicional de los gases (C1 y C3+/GLP). La integración de estos resultados permitió formular conclusiones respecto a la prospectividad del GN y el gas húmedo (fuente principal de GLP) en la cuenca.

TABLA 1. DISTRIBUCIÓN DE RECURSOS DESCUBIERTOS (ORIGINAL OIL IN PLACE EQUIVALENT, OOIPE) EN LA CUENCA VIM EN FUNCIÓN DE LOS PRINCIPALES RESERVORIOS. GH: GAS HÚMEDO, CD: CONDENSADO, CL: CRUDO LIVIANO, GS: GAS SECO

Campo	Sub cuenca	Edad de reservorio	Formación	Tipo de HC	OOIP (MBPE) Oligoceno tardío	OOIP (MBPE) Mioceno temprano	OOIP (MBPE) Mioceno medio
La Belleza	Plato	Mioceno temprano	Ciénaga de Oro Superior	GH/CL		140,2	
Cicuco	Plato	Mioceno temprano	Caliza de Cicuco	GH/CL		235	
Boquete	Plato	Mioceno temprano	Caliza de Cicuco	GH/CL		91	
Guamito	Plato	Oligoceno tardío	Ciénaga de Oro	GH/CL	2,3		
Ligia-1	Plato	Oligoceno tardío	Ciénaga de Oro	GH/CL	0,2		
Alejandria-1	Plato	Mioceno temprano	Caliza El Difícil	GH/CL		0,5	
Momposina	Plato	Mioceno temprano	Caliza de Cicuco	GH/CL		9,7	
Violo	Plato	Mioceno temprano	Caliza de Cicuco	G		0,8	
Zenón	Plato	Mioceno temprano	Caliza de Cicuco	G		0,6	

Continúa...

El Castillo-1	Plato	Oligoceno tardío	Ciénaga de Oro Inferior	G	0,1		
Boquilla	Plato	Mioceno temprano	Caliza de Cicuco	G		0,8	
El Difícil	Plato	Mioceno temprano	Caliza El Difícil	GH/CD		135,9	
Brillante	Plato	Oligoceno tardío	Ciénaga de Oro Inferior	GS	1		
Consuelo / La Mocha	Plato	Mioceno medio	Porquero	GS			1,7
Arjona-As-trea	Plato	Oligoceno tardío	Ciénaga de Oro Inferior	GS	3,3		
Guepa-je-Ayombe	Plato	Oligoceno tardío	Ciénaga de Oro Inferior	GS	13		
La Creciente	Plato	Oligoceno tardío	Ciénaga de Oro Inferior	GS/CD	52		
La Creciente D	Plato	Oligoceno tardío	Ciénaga de Oro Inferior	GS/CD	5,8		
Brillante Sur Este	Plato	Oligoceno tardío	Ciénaga de Oro Inferior	GS	9,2		
Pedernalito	Plato	Oligoceno tardío	Ciénaga de Oro Inferior	GS	72,6		
Apamate	Plato	Oligoceno tardío	Ciénaga de Oro Inferior	GS	2,5		
Bonga	Plato	Oligoceno tardío	Ciénaga de Oro Inferior	GS/CD	5,7		
Cotorra	Plato	Oligoceno tardío	Ciénaga de Oro Inferior	GS	23,2		
Mamey	Plato	Oligoceno tardío	Ciénaga de Oro Inferior	GS/CD	39,7		
Capure	Plato	Oligoceno tardío	Ciénaga de Oro Inferior	GS	1		
La Creciente I	Plato	Oligoceno tardío	Ciénaga de Oro Inferior	GS	1,3		
Manamo	Plato	Oligoceno tardío	Ciénaga de Oro Inferior	GS	2,8		
Dividivi	Plato	Oligoceno tardío	Ciénaga de Oro Inferior	GS	1		
Mulato-1	Plato	Oligoceno tardío	Ciénaga de Oro Inferior	GS	0,5		
Jobo -Tablón	San Jorge	Oligoceno tardío	Ciénaga de Oro Inferior	GS	68,5		
Coral	San Jorge	Oligoceno tardío	Ciénaga de Oro Inferior	GS	10		

Continúa...

Sucre	San Jorge	Oligoceno tardío	Ciénaga de Oro Inferior	GS	0,1		
Castor	San Jorge	Oligoceno tardío	Ciénaga de Oro Inferior	GS	4,2		
Arianna	San Jorge	Oligoceno tardío	Ciénaga de Oro Inferior	GS	1		
Cañaflecha	San Jorge	Oligoceno tardío	Ciénaga de Oro Inferior	GS	0,3		
Katana	San Jorge	Oligoceno tardío	Ciénaga de Oro Inferior	GS	0,4		
Clarinete-Chirimía	San Jorge	Oligoceno tardío	Ciénaga de Oro Inferior	GS	74		
Palmer	San Jorge	Oligoceno tardío	Ciénaga de Oro Inferior	GS	13,9		
Oboe	San Jorge	Oligoceno tardío	Ciénaga de Oro Inferior	GS	7,2		
Níspero	San Jorge	Oligoceno tardío	Ciénaga de Oro Inferior	GS	4,1		
Trombon-1	San Jorge	Oligoceno tardío	Ciénaga de Oro Inferior	GS	3,8		
Cañahuate	San Jorge	Oligoceno tardío	Ciénaga de Oro Inferior	GS	11,7		
Cañandonga	San Jorge	Oligoceno tardío	Ciénaga de Oro Inferior	GS	2		
Pandereta	San Jorge	Oligoceno tardío	Ciénaga de Oro Inferior	GS	33		
Toronja	San Jorge	Oligoceno tardío	Ciénaga de Oro Inferior	GS	5,7		
Arrecife	San Jorge	Oligoceno tardío	Ciénaga de Oro Inferior	GS/CD	2,1		
Breva	San Jorge	Oligoceno tardío	Ciénaga de Oro Inferior	GS	4,2		
Acordeón	San Jorge	Oligoceno tardío	Ciénaga de Oro Inferior	GS	14,1		
Arandala	San Jorge	Oligoceno tardío	Ciénaga de Oro Inferior	GS	3,3		
Aguas Vivas	San Jorge	Oligoceno tardío	Ciénaga de Oro Inferior	GS	12,1		
Fresa	San Jorge	Oligoceno tardío	Ciénaga de Oro Inferior	GS	1		
Alboka	San Jorge	Oligoceno tardío	Ciénaga de Oro Inferior	GS	1		
Claxon	San Jorge	Oligoceno tardío	Ciénaga de Oro Inferior	GS	1		

Continúa...

Coralino	San Jorge	Oligoceno tardío	Ciénaga de Oro Inferior	GS	1		
Cornamusa	San Jorge	Oligoceno tardío	Ciénaga de Oro Inferior	GS	1		
Carambolo	San Jorge	Oligoceno tardío	Ciénaga de Oro Inferior	GS	1		
Lulo	San Jorge	Oligoceno tardío	Ciénaga de Oro Inferior	GS	1		
Saxofón	San Jorge	Oligoceno tardío	Ciénaga de Oro Inferior	GS	1		
San Ángel	Plato	Oligoceno tardío	Ciénaga de Oro Inferior	GS	0,2		
Nelson	San Jorge	Oligoceno tardío	Ciénaga de Oro Inferior	GS/CD	63,7		
		Total Reservorios OOIP (MBPE)			584,9	614,5	1,7
		Total Cuenca OOIP (MBPE)			1201,1		

Fuente: elaboración propia.

TABLA 2. DATOS DE PRODUCCIÓN DE GAS FISCALIZADO DEL AÑO 2021

Campos	Subcuenca	Producción fiscalizada (MPC)	Gas reinyectado	Gas quemado	Consumo en campo	Enviado a planta	Entregado gasoductos	Plato	San Jorge
Clarinete	San Jorge	33.611,51	-	69,31	597,29	-	32.944,94		
Mamey	Plato	11.147,20	-	10,24	113,09	-	11.023,86	11.147,20	
Aguas Vivas	San Jorge	10.189,22	-	-	-	-	10.189,220		
La Belleza	Plato	6.786,60	5.060,42	340,50	529,28	-	856,41		
Nelson	San Jorge	5.653,29	-	12,51	198,42	5.442,42	-		
Pandereta	San Jorge	5.623,24	-	11,26	83,33	-	5.528,62		
Lulo	San Jorge	3.812,39	-	-	-	-	3.812,39		
Arrecife	San Jorge	2.028,69	-	40,30	5,56	-	1.982,82		
El Difícil	Plato	1.874,74	-	3,64	-	1.871,12	-	1.874,74	
Claxon	San Jorge	1.704,78	-	-	-	-	1.704,78		
Cañahuate	San Jorge	1.699,83	-	3,29	30,07	-	1.666,45		
Bonga	Plato	1.576,35	-	1,50	15,96	-	1.558,87	1.576,35	
Palmer	San Jorge	1.017,07	-	2,26	36,69	-	978,11		
Arjona	Plato	953,40	-	0,31	4,06	-	949,02	953,40	
Cicuco	Plato	651,83	-	79,22	572,62	-	-	651,83	

Continúa...

Toronja	San Jorge	651,38	-	1,66	12,70	-	637,03		
Níspero	San Jorge	607,62	-	1,18	10,36	-	596,08		
Cornamusa	San Jorge	347,88	-	-	-	-	347,88		
Fresa	San Jorge	279,65	-	-	-	-	279,65		
Cañaflecha	San Jorge	258,00	-	0,47	3,57	-	253,91		
Saxofón	San Jorge	253,00	-	-	-	-	253,00		
Breva	San Jorge	134,84	-	0,36	2,68	-	131,82		
Katana	San Jorge	35,46	-	0,03	0,30	-	35,11		
Cañandonga	San Jorge	4,21	-	4,21	-	-	-		
La Creciente D	Plato	3,38	-	0,02	0,94	-	2,41	3,38	
Yoda A1	San Jorge	2,29	-	2,29	-	-	-		
Gaitas	San Jorge	0,58	-	0,58	-	-	-		
Arianna	San Jorge	0,08	-	-	-	-	0,07		
Alboka	San Jorge	0,02	-	-	-	-	0,02		
Producción Total MPC		90908,53	5060,42	585,14	2216,92	7313,54	75732,47	16206,90	74701,63
Producción Total GPC		90,91	5,06	0,59	2,22	7,31	75,73	16,21	74,70

Fuente: tomado y modificado de [4].

TABLA 3. DATOS RECOPIADOS DE LA COMPOSICIÓN MOLECULAR E ISOTÓPICA DE LAS MUESTRAS DE GAS

Pozo	Fuente	Este	Norte	Metano (C1)	Etano (C2)	Propano (C3)	Butano (C4)	Pentano (C5)	C3+ (GLP)	$\delta^{13}C_1$	$\delta^{13}C_2$	$\delta^{13}C_3$
Cicuco-15	Atlas Geoquímico (2010)	939512	1514065	81,01	8,91	6,16	3,92	0,00	10,08	-49,18	-30,30	-26,21
Boquete-3	Atlas Geoquímico (2010)	946496	1512557	84,92	8,37	4,69	2,01	0,00	6,70	-53,17	-31,42	-27,11
Cicuco 3	ANH 2021	939204	1517327	85,39	8,90	3,98	1,39	0,35	5,72	-50,10	-31,70	-27,60
El Difícil 31	ANH 2021	998647	1588752	89,77	5,04	3,12	1,37	0,71	5,19	-47,20	-30,10	-26,30
El Difícil 10	ANH 2021	995987	1587416	90,05	4,99	2,75	1,48	0,72	4,96	-46,30	-29,80	-26,70
La Belleza 1	ANH 2021	939721	1584340	93,87	2,22	2,44	1,19	0,28	3,91	-65,5	-35,7	-28,9
Bullerengue Norte 1	ANH 2021	905678	1668146	93,93	3,07	1,71	0,95	0,34	3,01	-51,00	-32,90	-28,80
Bullerengue 3	ANH 2021	905680	1668149	96,15	1,98	1,04	0,58	0,25	1,87	-45,40	-32,80	-28,80
Mamey 3	ANH 2021	889540	1542362	98,62	0,73	0,27	0,34	0,04	0,65	-51,3	-37,4	-31
Bonga 1	ANH 2021	891042	1542997	98,74	0,73	0,28	0,20	0,04	0,53	-52,30	-38,00	-30,90

Continúa...

Guepaje-1	Atlas Geoquímico (2010)	899549	1532496	99,17	0,63	0,12	0,08	0,00	0,20	-53,69	-39,77	-30,86
La Creciente 1	ANH 2021	888268	1532171	99,45	0,39	0,09	0,05	0,02	0,16	-53	-44,9	-34,3
La Creciente 5	ANH 2021	888287	1532158	99,47	0,38	0,08	0,05	0,02	0,15	-52	-44,7	-34
Nelson 2	ANH 2021	859359	1437581	99,60	0,30	0,06	0,03	0,01	0,10	-59,3	-46,3	-34,5
Arjona 6	ANH 2021	1015062	1548780	99,64	0,27	0,05	0,03	0,01	0,09	-63,60	-40,60	-31,10
Oboe 1	ANH 2021	861564	1459264	99,69	0,23	0,04	0,03	0,01	0,07	-54,9	-41,9	-34,3
Palmer 2	ANH 2021	855900	1436865	99,43	0,49	0,05	0,02	0,01	0,07	-44	-34,4	-32,8
Arrecife 3	ANH 2021	851048	1428838	99,44	0,49	0,05	0,02	0,00	0,07	-43,00	-33,90	-32,00
Cañahuatate 4	ANH 2021	857541	1450583	99,84	0,15	0,00	0,01	0,01	0,01	-40,00	-37,30	
Clarinete 2	ANH 2021	861570	1457720	99,84	0,15	0,01	0,00	0,00	0,02	-34,10	-35,40	
Clarinete 5	ANH 2021	855900	1436865	99,85	0,14	0,01	0,00	0,00	0,01	-33,60	-34,80	
Nelson 9	ANH 2021	859345	1437580	99,85	0,14	0,00	0,00	0,00	0,01	-67,3	-58,9	

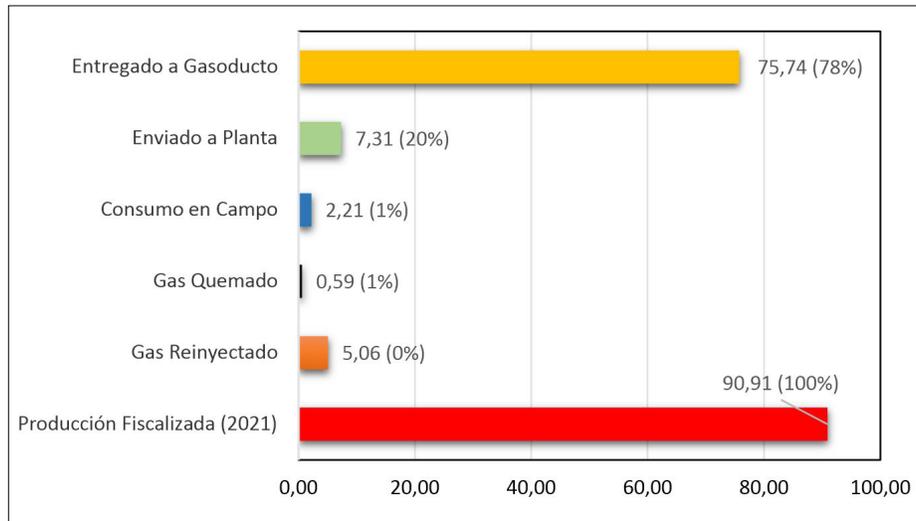
Fuente: tomado y modificado de [12] y [13].

RESULTADOS Y DISCUSIÓN

Producción de gas fiscalizado de 2021

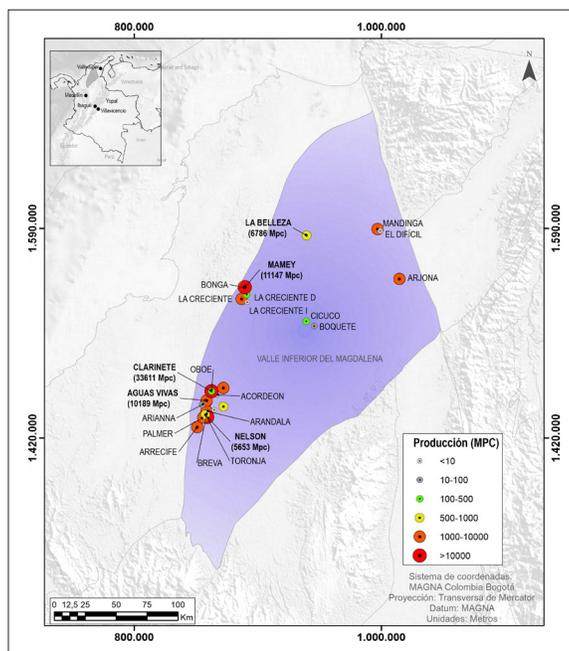
De acuerdo con datos publicados, en la cuenca VIM [4] se fiscalizó la producción de 29 campos con producción total de 90908 MPC (99,91 GPCG), los cuales representan un 15 % del total de gas producido en el país (figura 3). Los principales campos productores fueron Clarinete (33611 MPC), Mamey (11147 MPC), Aguas Vivas (10189 MPC), La Belleza (6786 MPC) y Nelson (5653 MPC) (figura 3). De este grupo de campos, Mamey y La Belleza están localizados en la subcuenca de Plato, el resto de los campos se localizan en la subcuenca de San Jorge, zona de influencia de los antiguos campos Jobo, Tablón y Sucre, los cuales fueron descubiertos el siglo pasado. Este sector de Jobo-Tablón es la zona con mayor crecimiento en el descubrimiento de reservas de gas durante los últimos 15 años en Colombia. La producción total de gas en la subcuenca de San Jorge alcanzó los 74701 MPC (82 % de la producción de la cuenca). En cuanto a la subcuenca de Plato, la producción para el 2021 se concentraba en seis campos y alcanzó los 16206 MPC, representando (18 % de la producción total de la cuenca). Es importante mencionar que en esta subcuenca se tuvo durante el siglo XX una producción de gas húmedo en los campos Cicuco, Boquete, Momposina y Violo y gas seco en los campos Ayombe, Guepaje y Consuelo-La Mocha. Aunque estos campos están hoy agotados, son importantes en la evaluación regional de prospectividad del gas.

La discriminación del uso del gas producido en la cuenca (figura 4) indica que la mayor parte (78 %) es entregado a gasoducto y usado en la red nacional, mientras que un 20 % del gas producido es enviado a planta y secado para obtener gasolina [20]. El restante 2 % se distribuye entre gas quemado y gas usado para consumo de los campos (figura 4). Es importante mencionar que en los campos El Difícil, Cicuco, Boquete, Momposina, La Belleza y Nelson la producción de gas ha estado asociada a la producción de crudo.



Fuente: elaboración propia.

FIGURA 3. PRODUCCIÓN FISCALIZADA DE GAS EN LA CUENCA VIM DURANTE EL AÑO 2021



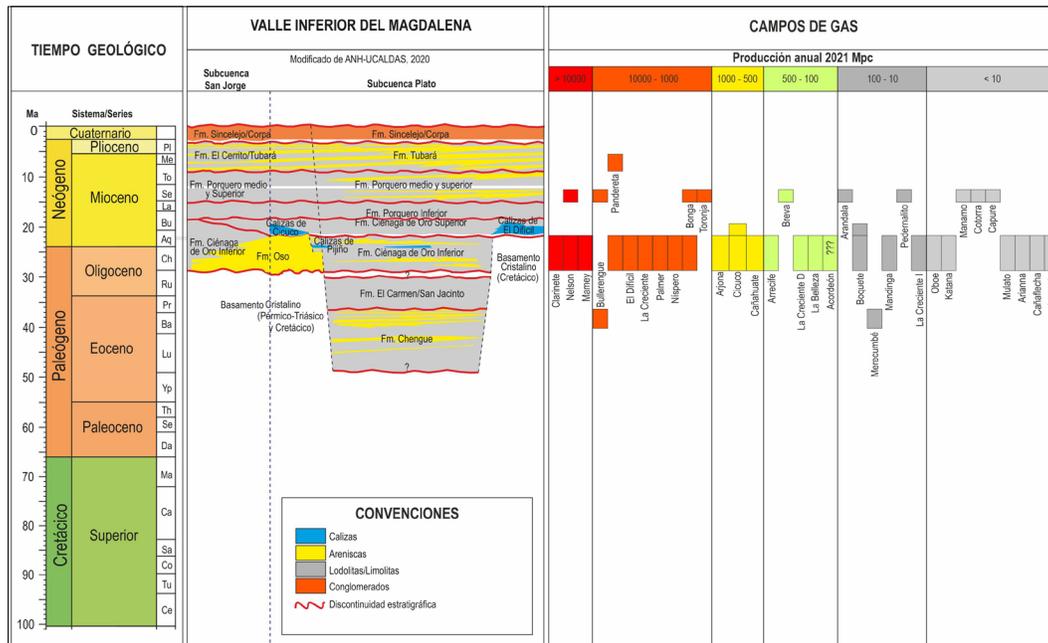
Fuente: elaboración propia.

FIGURA 4. CAMPOS CON PRODUCCIÓN FISCALIZADA DE GAS EN LA CUENCA VIM DURANTE EL AÑO 2021. SEPARADA POR RANGOS DE PRODUCCIÓN TOTAL ACUMULADA

Principales reservorios de gas

Los principales reservorios de gas en la cuenca VIM corresponden a facies sedimentarias depositadas en ambiente marino-transicional en el período de tiempo comprendido entre el Oligoceno tardío y el Mioceno medio [2]. Estas facies sedimentarias se clasifican en: 1) Areniscas depositadas en ambientes marino somero-transicional (deltaico) del Oligoceno tardío (Formación Ciénaga de Oro Inferior), los cuales están presentes en los campos del borde occidental de la cuenca tanto en el sector de La Creciente-Ayombe-Guepaje (subcuenca de Plato) como en el sector de Nelson-Jobo-Tablón (subcuenca de San Jorge). 2) Calizas y/o areniscas calcáreas depositadas en ambientes de arrecifes coralinos y ambientes marino transicionales del Mioceno temprano (Calizas de Apure, El Difícil y Cicuco). 3) Areniscas de ambientes marinos de plataforma externa, interestratificados con shales de edad Mioceno medio y reconocido como la Formación Porquero. De acuerdo con la distribución de la producción fiscalizada de gas para 2021 [4], los reservorios con mayor producción están asociados a facies de areniscas de la Formación Ciénaga de Oro. Aunque para este mismo año los reservorios calcáreos del Mioceno temprano aportaron pequeñas cantidades de gas, en los primeros 40 años de producción en la cuenca estos reservorios fueron importantes en la producción de gas asociado al crudo (húmedo, fuente de GLP) en

los campos El Difícil, Cicuco y Boquete (figura 5). La producción de gas en reservorios del Mioceno medio es muy pequeña y solo se probó en los campos Consuelo-La Mocha (subcuenca de Plato).

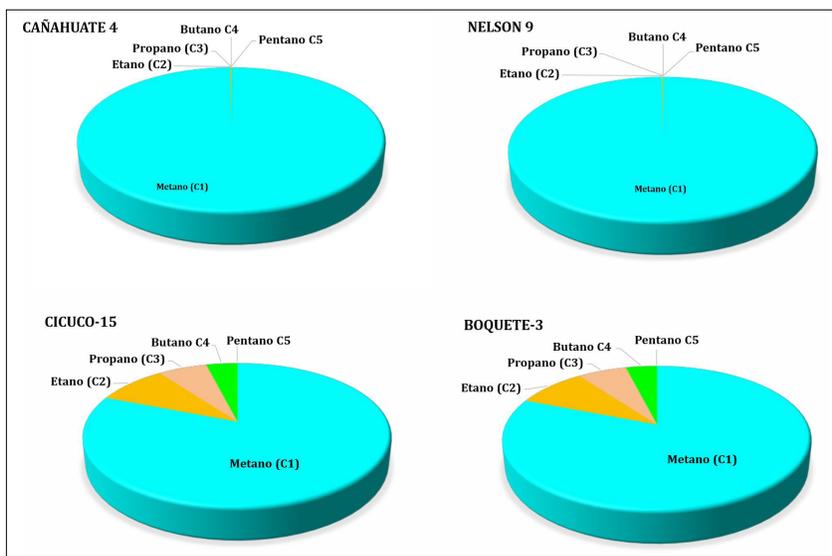


Fuente: tomado y modificado de [2].

FIGURA 5. DISTRIBUCIÓN ESTRATIGRÁFICA DE LOS YACIMIENTOS DE GAS EN FUNCIÓN DE LOS RANGOS DE PRODUCCIÓN DE GAS EN LA CUENCA VIM

Interpretación geoquímica de gases

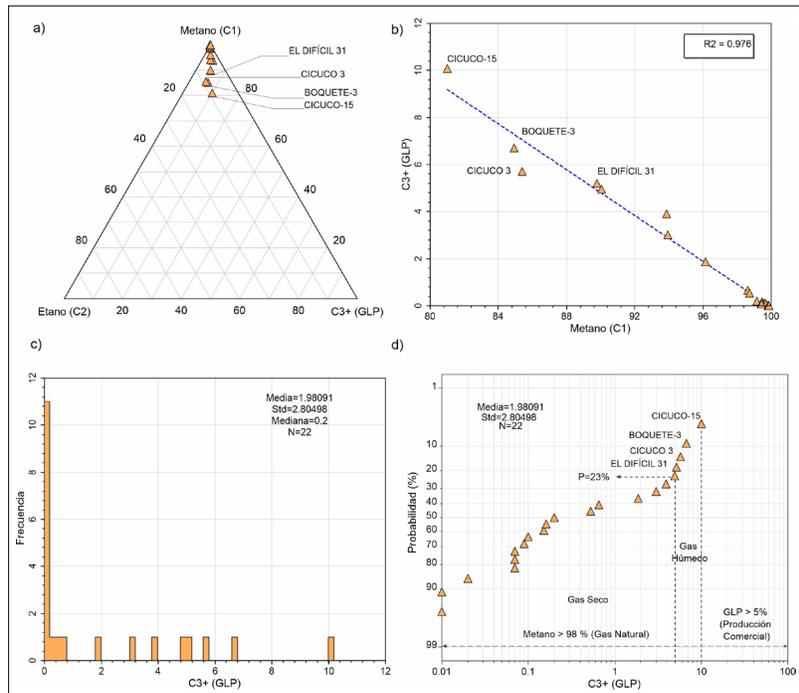
Para la cuenca VIM, se interpretaron un total de 21 muestras pertenecientes a pozos de campos como Cicuco, Boquete, El Difícil, La Belleza, Bonga, Nelson y Arjona. La interpretación de los datos de composición general de los gases (cromatografía de gases), relacionados en la tabla 3, indica que la composición varía entre gases secos, con más de 98 % de metano, en pozos como Nelson-9 y Guepaje-1 y gases húmedos, en los que la proporción de GLP (C3+) aumenta hasta un 10 %, en pozos como Cicuco-15 y Boquete-3 (figura 6), presentando las mayores concentraciones de GLP (C3+) superior al 5 % en pozos de los campos como El Difícil, Cicuco y Boquete (tabla 3).



Fuente: elaboración propia.

FIGURA 6. COMPOSICIÓN MOLECULAR DE LOS GASES EN POZOS CON ALTAS CONCENTRACIONES DE GAS SECO ($C1 > 98\%$) Y GASES HÚMEDOS ($C3+ > 5\%$)

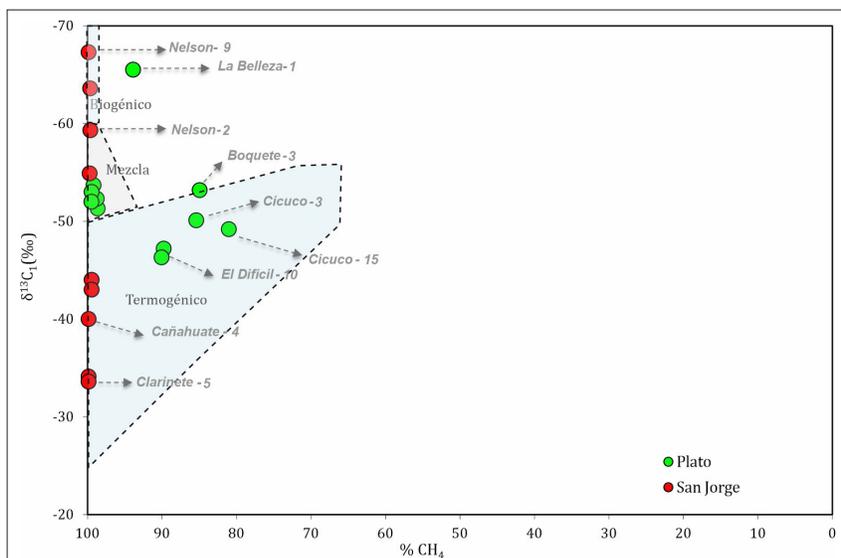
El análisis de las tendencias composicionales de los gases evaluados muestra que la proporción de GLP ($C3+$) varía entre 1 y 10 %, con una media del 2 % (figura 7a y 7c). Se observa un alto grado de correlación (97 %) entre las concentraciones de metano y la fracción GLP ($C3+$), indicando que a medida que aumentan las proporciones de $C1$, las proporciones de GLP ($C3+$) disminuyen (figura 7b). La distribución de frecuencia de la composición del GLP ($C3+$) refleja que aproximadamente un 78 % de las muestras corresponde a gases con tendencia a secos con contenidos de GLP ($C3+$) inferiores al 5 %, mientras que el restante (22 %) presenta contenidos de GLP ($C3+$) mayores al 5 % (figura 7c). El análisis de probabilidad de ocurrencia de GLP ($C3+$) muestra que los gases húmedos, con concentración superior al 5 % ocurren dentro de un rango de probabilidad entre el 4 y el 23 % (figura 7d). Aunque en general se observa una tendencia a la producción de gas seco en la cuenca, en algunos sectores de la subcuenca Plato, zonas de influencia de los campos El Difícil, Cicuco, Boquete y La Belleza, hay presencia de gas húmedo asociado a la producción de crudo liviano y/o condensados. Este tipo de gases brinda una oportunidad interesante para la producción tanto de GN como GLP.



Fuente: elaboración propia.

FIGURA 7. TENDENCIAS EN LA COMPOSICIÓN DE LOS GASES EN POZOS DE LA CUENCA VIM. A) DIAGRAMA TRIANGULAR, B) CORRELACIÓN, C) FRECUENCIA DE LOS DATOS, D) PROBABILIDAD DE LOS DATOS

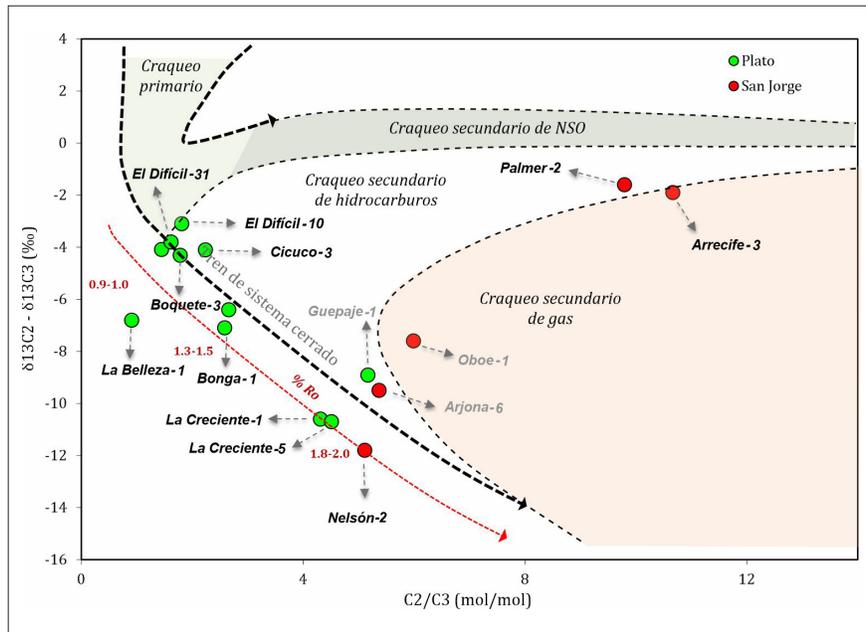
Con el propósito de evaluar el origen de los gases analizados se combinaron dos metodologías de correlación diferentes, las cuales fueron calibradas con el tipo de hidrocarburos líquidos presentes en algunos de los campos. De acuerdo con la interpretación clásica propuesta en el estudio de [14], en la cuenca VIM se tienen gases de origen termogénico asociados a sistemas petrolíferos convencionales, mezcla de gases termogénicos y biogénicos y gases biogénicos caracterizados por altas concentraciones de metano isotópicamente liviano (figura 8).



Fuente: elaboración propia con base en la propuesta de interpretación clásica de [14].

FIGURA 8. EVALUACIÓN DEL ORIGEN DE LOS GASES

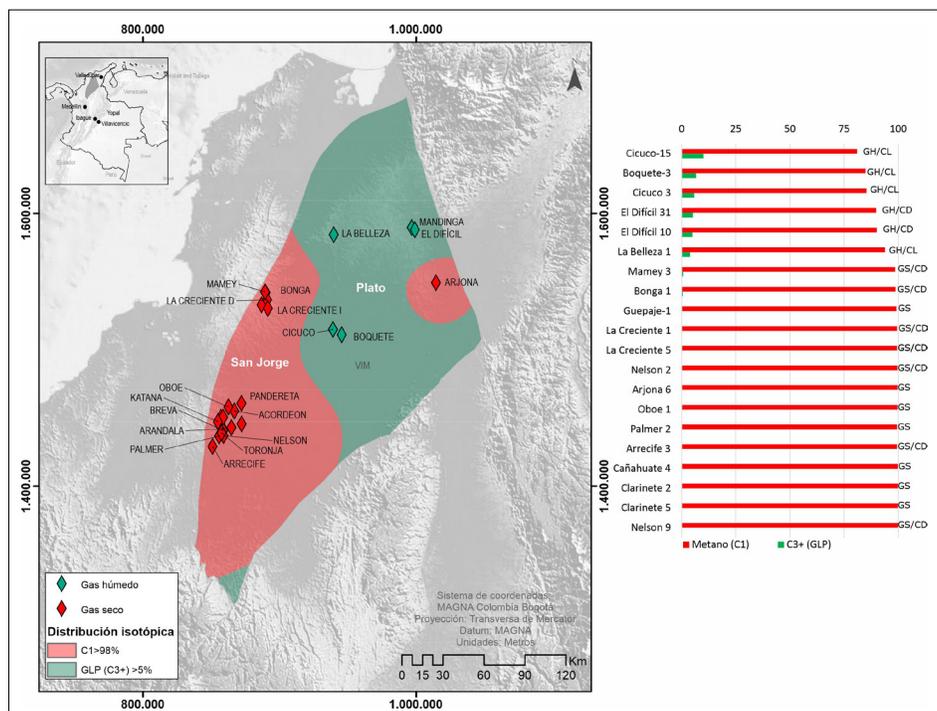
Esta interpretación se basa en la premisa de que aquellos gases secos con metano isotópicamente livianos solo pueden tener un origen biogénico, sin embargo, utilizando la interpretación alternativa propuesta por otros autores [15], [21], las características de los gases más secos pueden estar asociadas a un proceso de craqueo secundario (craqueo de crudo retenido en la roca generadora) con segregación isotópica producto del alto grado de madurez térmica de la roca generadora y procesos de migración de larga distancia (figura 9). Este modelo de interpretación fue usado en el estudio de [22] para explicar el origen de los gases secos de los campos Chuchupa y Ballena, localizados en la cuenca sedimentaria colombiana Guajira Offshore. El gas de estos campos tradicionalmente fue interpretado como biogénico de acuerdo con el modelo de [14], sin embargo, la interpretación alternativa que propone un origen termogénico tiene una importante implicación exploratoria, ya que se trataría de un sistema petrolífero convencional en el cual es posible encontrar hidrocarburos líquidos. En el caso de la cuenca VIM esta interpretación calibra consistentemente con la presencia de hidrocarburos líquidos de tipo condensado en campos productores de gas seco como Arrecife, Bonga, La Creciente, Mamey y Nelson, sugiriendo una mezcla entre fluidos asociados a diferentes pulsos de generación. En cuanto a los gases húmedos producidos en campos como Cicuco, Boquete, El Difícil y La Belleza, su origen es termogénico y están asociados a procesos de craqueo primario, que calibran con intervalos generadores en un nivel de madurez térmica típico de final de la ventana de aceite e inicio de la ventana de gas (%Ro = 0,9-1,3) (figura 9).



Fuente: elaboración propia con base en la propuesta de interpretación de [15] y [21].

FIGURA 9. EVALUACIÓN DEL ORIGEN DE LOS GASES

En la figura 10 se presenta un mapa con la distribución de los campos con producción de gas seco y gas húmedo en la cuenca. En general, se observa que mientras los gases húmedos se concentran en la subcuenca de Plato, los gases secos se distribuyen hacia el sector centro y suroccidental de la cuenca, con una presencia muy importante en la subcuenca de San Jorge. Este sector es un claro ejemplo de exploración petrolera bajo el concepto de *near field exploration* [23]. El descubrimiento de gas en la subcuenca de San Jorge se inició en 1946 con los campos Jobo y Tablón, continuó con el campo Castor en 1977 y Sucre en 1980. Luego de una etapa sin actividad exploratoria durante casi 20 años, se reanudaron los descubrimientos de gas en el sector, avanzando a partir de cada nuevo descubrimiento.



Fuente: elaboración propia.

FIGURA 10. MAPA DE DISTRIBUCIÓN DEL CONTENIDO DE GAS SECO Y GAS HÚMEDO EN LA CUENCA VIM. GH: GAS HÚMEDO, CD: CONDENSADO, CL: CRUDO LIVIANO, GS: GAS SECO

Implicaciones exploratorias para el gas (GN y GLP)

Debido al descubrimiento de más de 40 campos con producción de gas (gas y gas asociado al crudo), la cuenca VIM fue considerada durante muchos años como una cuenca predominantemente prospectiva para gas (*gas prone*), sin embargo, el análisis de la información de producción de los campos (crudo y gas), la caracterización geoquímica del gas y el modelo de sistemas petrolíferos de la cuenca [3] indican claramente que se trata de una cuenca con producción de hidrocarburos en un amplio espectro, desde crudo liviano hasta gas seco, incluyendo gas húmedo y condensado (*oil prone*). La presencia de este tipo de hidrocarburos representa una oportunidad exploratoria muy interesante para Colombia, ya que se trata de una cuenca donde es posible obtener GN (C1) y gas húmedo (C3-C5), fuente principal de gas licuado del petróleo. Como se denota en la figura 10, de acuerdo con la distribución actual de la producción de estos dos tipos de gases, es posible plantear programas exploratorios con orientación específica a gas seco y/o gas húmedo. Es importante mencionar que dado que el GLP se obtiene a partir del gas húmedo (gas asociado), el descubrimiento

de nuevos recursos de este importante energético estará ligado al descubrimiento de hidrocarburos líquidos, que en el caso de la cuenca VIM tienden a ser livianos (crudos livianos y condensados). Mientras la subcuenca de Plato tiene opciones para el descubrimiento tanto de GN como de gas húmedo en cantidades comerciales, la subcuenca San Jorge tiene un potencial mayor para el descubrimiento de gas seco.

CONCLUSIONES

En la cuenca VIM se han descubierto 1201 MBPE (OOIP & OGIP / crudo y gas). Los recursos de gas descubiertos alcanzan 3,57 TPC e incluyen gas seco y húmedo, y los principales campos productores fueron Clarinete, Mamey, Aguas Vivas, La Belleza y Nelson. De este grupo de campos, Mamey y La Belleza están localizados en la subcuenca de Plato, el resto se localizan en la subcuenca de San Jorge. Durante 2021 se fiscalizó la producción de 29 campos, con una producción total de 90908 MPC (99,91 GPCG), la cual representa un 15 % del total producido en el país.

Los principales reservorios en la cuenca VIM son facies arenosas de la Formación Ciénaga de Oro Inferior (Oligoceno tardío) y facies calcáreas de la Formación Ciénaga de Oro Superior (Mioceno temprano), con producción de gas que varía entre seco, con más de 98 % de metano, y gas húmedo, en el que la proporción de GLP (C3+) es mayor al 5 %. Los gases húmedos se asocian a craqueo primario del kerógeno y los gases secos a craqueo secundario de crudo.

La cuenca VIM tiene producción de hidrocarburos en un amplio espectro, desde crudo liviano hasta gas seco, incluyendo gas húmedo y condensado (*oil prone*). La presencia de este tipo de hidrocarburos representa una oportunidad exploratoria para Colombia, ya que se trata de una cuenca donde es posible obtener GN (C1) y gas húmedo (C3-C5), fuente principal gas licuado del petróleo. En la subcuenca de Plato se presentan opciones para el descubrimiento tanto de GN como de gas húmedo en cantidades comerciales; la subcuenca San Jorge tiene un potencial mayor para el descubrimiento de gas seco.

AGRADECIMIENTOS

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

REFERENCIAS

- [1] C. Mora, C. Posada y J. Osorno, “Evaluación de los recursos de hidrocarburos remanentes en Colombia (Yet to find)”, Agencia Nacional de Hidrocarburos, Plan 2020. *Aportes a la exploración de hidrocarburos en Colombia*. Bogotá, D. C., 2020, pp. 16-22.
- [2] A. Pardo, C. Mora y N. Gallego, “Evolución geológica, sistemas petrolíferos y prospectividad del gas en la subcuenca Plato (Valle Inferior del Magdalena)”. Bogotá, D. C.: Agencia Nacional de Hidrocarburos, feb. 2020, pp. 76-144.
- [3] A. Pardo, C. Mora, N. Gallego, L. Rendón, A. Arenas, S. Echeverry y J. Osorno, “Potencial petrolífero en la Sub-cuenca de Plato (Valle Inferior del Magdalena, Caribe colombiano)”. Agencia Nacional de Hidrocarburos, Plan 2020. *Aportes a la exploración de hidrocarburos en Colombia*. Bogotá, D. C., 2020, pp. 98-110.
- [4] Agencia Nacional de Hidrocarburos, “Producción Fiscalizada Gas 2021”. *Operaciones y Regalías, Sistemas Integrados de Operaciones, Estadísticas de producción*, enero 2022. [En línea]. Disponible en: <https://www.anh.gov.co/es/operaciones-y-regal%C3%ADas/sistemas-integrados-operaciones/estad%C3%ADsticas-de-producci%C3%B3n/>
- [5] C. Montes, G. Guzmán, G. Bayona, A. Cardona, V. Valencia y A. Jaramillo, “Clockwise rotation of the Santa Marta massif and simultaneous Paleogene to Neogene deformation of the Plato-San Jorge and Cesar-Rancheria basins”, *Journal of South American Earth Sciences*, vol. 29, n.º. 4, pp. 832-848, oct. 2010. doi: <https://doi.org/10.1016/j.jsames.2009.07.010>
- [6] J.A. Mora, O. Oncken, E. Le Breton, A. Mora, G. Veloza, V. Vélez y M. de Freitas, “Controls on forearc basin formation and evolution: Insights from Oligocene to Recent tectonostratigraphy of the Lower Magdalena Valley basin of northwest Colombia”, *Marine and Petroleum Geology*, vol. 97, pp. 288-310, nov. 2018. doi: <https://doi.org/10.1016/j.marpetgeo.2018.06.032>
- [7] H. Reyes, B. Montenegro y P. Gómez, “Tectonoestratigrafía y evolución geológica del Valle Inferior del Magdalena”, *Bol. Geol.*, vol. 26, n.º. 42, pp. 19-38, marzo 2004.
- [8] R. Bernal-Olaya, P. Mann y A. Escalona, “Cenozoic tectonostratigraphic evolution of the Lower Magdalena Basin, Colombia: An example of an under-to overfilled forearc basin”, *Memoir 108: Petroleum Geology and Potential of the Colombian Caribbean Margin*, vol. 108, pp. 345-398, 2015. doi: [10.1306/13531943M1083645](https://doi.org/10.1306/13531943M1083645)
- [9] G. Guzman, “Stratigraphy and sedimentary environment and implications in the Plato Basin and San Jacinto Belt Northwestern Colombia”, Ph.D. dissertation, Univ. de Liège, 2007. [En línea]. Disponible en: <https://recordcenter.sgc.gov.co/B21/Tesis-276/Documento/Pdf/Tesis-276.PDF>
- [10] H. Bermúdez, Esquema estratigráfico de secuencias del registro sedimentario del Cinturón Plegado de San Jacinto, Caribe colombiano. XII Simposio Bolivariano

- Exploración Petrolera en Cuencas Subandinas, sept. 2016, pp. 3-11. [En línea]. Disponible en: https://www.researchgate.net/publication/305940730_Esquema_estratigrafico_de_secuencias_del_registro_sedimentario_del_Cinturon_Plegado_de_San_Jacinto_Caribe_colombiano
- [11] J.A. Mora, M. Ibáñez-Mejía, O. Oncken, M. De Freitas, V. Vélez, A. Mesa y L. Serna, “Structure and age of the lower Magdalena valley basement, northern Colombia: new reflection-seismic and U-Pb-Hf insights into the termination of the central Andes against the Caribbean basin”, *Journal of South American Earth Sciences*, vol. 74, pp. 1-26, marzo 2017. doi: <https://doi.org/10.1016/j.jsames.2017.01.001>
- [12] R. Aguilera, V. Sotelo, C. Burgos, C. Arce, C. Gómez, J. Mojica, H. Castillo, D. Jiménez y J. Osorno. “Organic Geochemistry Atlas of Colombia”, *Earth Sciences Research Journal*, vol. 14 (Special Edition), pp. 102-112. [En línea]. Disponible en: https://www.anh.gov.co/documents/14/Atlas_Geoquimico_2010.pdf
- [13] UPTC-ANH, “Evaluación de la prospectividad del gas en Colombia en las cuencas onshore con producción comercial”. Agencia Nacional de Hidrocarburos, marzo 2021, pp. 453-461. Bogotá, D. C.
- [14] M. Schoell, “Genetic characterization of natural gases”, *AAPG Bulletin*, vol. 67, n.º.12, pp. 2225-2238, dic. 1983.
- [15] A. Prinzhofer y E. Pernaton, “Isotopically light in natural gas: bacterial imprint or diffusive fractionation”, *Chemistry and Geology*, vol. 142, n.º. 3-4, pp. 193-200, oct. 1997. doi: [https://doi.org/10.1016/S0009-2541\(97\)00082-X](https://doi.org/10.1016/S0009-2541(97)00082-X)
- [16] H. Zhiyong, A. Murray y J. Moore, “Top-Down Petroleum Systems Analysis: Prediction of Petroleum Phase and Properties”. Presentado en The Geological Society, London, sept. 2021. [En línea]. Disponible en: https://www.researchgate.net/publication/356423497_Top-Down_Petroleum_Systems_Analysis_Prediction_of_Petroleum_Phase_and_Properties
- [17] R. Khaled y C. Arouri Herrera, “Phase envelopes in reservoir fill analysis: Two contrasting scenarios”, *Scientific Reports*, vol. 14, n.º. 1, pp. 5601, marzo 2024. doi: <https://doi.org/10.1038/s41598-024-56058-6>
- [18] B. P. Tissot y D. Welte, “Production and Accumulation of Organic Matter”, en *Petroleum Formation and Occurrence*. New York, NY: Springer-Verlag, 1984. doi: <https://doi.org/10.1029/e0066i037p00643>
- [19] A. García, E. Galván y F. Samaniego, “Comportamiento termodinámico de los yacimientos de gas seco, gas húmedo y gas y condensado”, *Ingeniería Petrolera*, vol. 59, n.º. 1, pp. 4-21, feb. 2019.
- [20] UPTC-MINCIENCIAS-ANH «Hábitat geológico, prospectividad, sostenibilidad socioambiental y económica del gas húmedo (GLP) en Colombia como combustible de

transición energética». [Reporte en revisión, 2023]. Bogotá, D. C.: Agencia Nacional de Hidrocarburos, pp. 23-28.

- [21] F. Lorant, A. Prinzhofer, F. Behar y A. Huc, “Carbon isotopic and molecular constraints on the formation and the expulsion of thermogenic hydrocarbon gases”, *Chemical Geology*, vol. 147, n°. 3-4, pp. 249-264, mayo 1998. doi: [https://doi.org/10.1016/S0009-2541\(98\)00017-5](https://doi.org/10.1016/S0009-2541(98)00017-5)
- [22] A. Rangel, B. Katz, V. Ramírez y E. Vaz Dos Santos Neto, “Alternative interpretations as to the Origin of the hydrocarbons of the Guajira Basin, Colombia”, *Mar. and Petroleum Geology*, vol. 20, n°. 2, pp. 129-139, feb. 2003. doi: [https://doi.org/10.1016/S0264-8172\(03\)00061-8](https://doi.org/10.1016/S0264-8172(03)00061-8)
- [23] S. Tobías, “Interpreters and near-field exploration: The role of leadership, culture, and organizational impedance contrasts”, *Interpretation*, vol. 6, n°. 2, pp. 5M-12M, mayo 2018. doi: <https://doi.org/10.1190/INT-2018-0214-PS.1>