

**“CARACTERIZACIÓN DE LOS CRUDOS SEGÚN SU BASE, DE LOS
YACIMIENTOS OPERADOS POR LA SUPERINTENDENCIA DE
OPERACIONES HUILA DE ECOPETROL EN EL ÁREA DE NEIVA”**

**MÓNICA CARDOZO GUZMÁN
MARIANN LISSETTE MAHECHA LAVERDE**

**UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA
FACULTAD DE INGENIERÍA
INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
NEIVA
2011**

**“CARACTERIZACIÓN DE LOS CRUDOS SEGÚN SU BASE, DE LOS
YACIMIENTOS OPERADOS POR LA SUPERINTENDENCIA DE
OPERACIONES HUILA DE ECOPETROL EN EL ÁREA DE NEIVA”**

**MÓNICA CARDOZO GUZMÁN
MARIANN LISSETTE MAHECHA LAVERDE**

Directores

Ing. RICARDO PARRA PINZÓN

Geólogo ROBERTO VARGAS CUERVO

Docentes de la Facultad de Ingeniería de Petróleos

Universidad Surcolombiana

Co-director

JUAN EDUARDO RIVERA DE LA OSSA

Ingeniero de petróleos

UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA

FACULTAD DE INGENIERÍA

INGENIERÍA DE PETRÓLEOS

NEIVA

2011

Nota de aceptación

Jurado

Jurado

DEDICATORIA

Me gustaría dedicar esta Tesis a Dios y a toda mi familia.

*Para mis queridos padres **Jaime Cardozo Rubiano Q.E.P.D.** y **Celmira Guzmán Gutiérrez**, por su comprensión y ayuda en momentos malos y menos malos. Quienes me han enseñado a encarar las adversidades sin perder nunca la dignidad ni desfallecer en el intento, me han dado todo lo que soy como persona, mis valores, mis principios, mi perseverancia y mi empeño; todo ello con una gran dosis de amor y sin pedir nunca nada a cambio. Mi familia es sin duda mi referencia para el presente y para el futuro. Nunca les podré estar suficientemente agradecida.*

*Con Amor...**Mónica Cardozo Guzmán.***

La concepción de este proyecto la dedico con todo mi amor y cariño:

*A **dios**, por darme la oportunidad de vivir, llenándome de fe, fortaleza, salud y esperanza para llegar a este punto del camino y regalarme la bendición de compartir mi vida al lado de mi maravillosa familia.*

*A mi madre **Rosa** y mi padre **Israel**, por ser mi fuente de apoyo constante, por sus consejos, sus cuidados, sus enseñanzas, por su motivación permanente que me ha llevado a ser la persona que soy, pero sobre todo, por su gran amor, esa entrega desmedida en busca de mi bienestar, mi superación, mi felicidad. Todo lo que soy y seré se los debo a ustedes, Los Amo*

*A mis hermanas **Mónica** y **Jimena**, por estar siempre a mi lado acompañándome en los amargos y dulces momentos, gracias hermanitas por la paciencia, los consejos, el apoyo y el cariño brindado. A mi sobrinita **Danna Sofía**, por ser el angelito fuente de una nueva alegría en mi vida y en mi corazón.*

*A mis **Amigos**, gracias niños por sus amistades fieles, sinceras y de hermandad, por duplicar mis alegrías y dividir mis angustias, por recorrer esta parte del camino brindándome sus consejos, conocimientos, apoyo, y cariño. Son los miembros de una pequeña familia escogida, Los quiero.*

***Mariann Lissette Mahecha Laverde** ♥*

AGRADECIMIENTOS

Queremos brindar nuestros más sinceros agradecimientos, a las siguientes personas, sin las cuales este trabajo no habría podido salir adelante:

RICARDO PARRA PINZON. Ingeniero y profesor. Gracias por darnos la oportunidad de formar parte de este proyecto y colaborarnos siempre.

ROBERTO VARGAS CUERVO. Geólogo y profesor. Gracias por su gran ayuda y estar tan pendiente de nuestros avances.

JUAN EDUARDO RIVERA DE LA OSSA. Ingeniero y Director. Gracias por toda la colaboración prestada tanto en la obtención de información, como en la elaboración del documento.

FREDDY HUMBERTO ESCOBAR MACUALO. PhD y profesor. Gracias por ayudarnos a formar parte del convenio USCO-ECOPETROL.

LUIS ALEJANDRO ROJAS. Ingeniero y amigo. Gracias por toda la asesoría que nos brindó.

A nuestros jurados HAYDEE MORALES MONDRAGON Y LUIS FERNANDO BONILLA, por sus acertadas correcciones al trabajo.

En especial a nuestras queridas familias y grandes amigos.

CONTENIDO

	Pág.
RESUMEN	1
ABSTRACT	2
INTRODUCCIÓN	3
1. OBJETIVOS	4
1.1 OBJETIVO GENERAL	4
1.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS	4
2. DESCRIPCIÓN GEOLÓGICA DEL BLOQUE NEIVA	5
2.1 GEOLOGÍA REGIONAL	5
2.1.1 Estratigrafía	5
2.1.1.1 Basamento económico	5
2.1.1.2 Cobertura productiva	6
2.1.1.2.1 Formación Caballos (Kc)	8
2.1.1.2.2 Formación Villeta (Kv)	9
2.1.1.2.3 Formación Monserrate (Km)	10
2.1.1.2.4 Formación Guaduala (TKg)	10
2.1.1.2.5 Formación Gualanday (Tg)	11
2.1.1.2.6 Formación Potrerillos (Tep)	11
2.1.1.2.7 Formación Doima (Ted)	11
2.1.1.2.8 Formación Honda (Tmh)	12
2.1.1.2.9 Formación Gigante (Tpg)	12
2.2 GEOLOGÍA ESTRUCTURAL	12
2.2.1 Pliegues	12
2.2.1.1 Sinclinal de Baché	13
2.2.1.2 Anticlinal de Palogrande	13
2.2.1.3 Anticlinal de Dina	13
2.2.1.4 Anticlinal de San Francisco	13
2.2.2 Fallas	14
2.2.2.1 Falla de Chusma y frentes de cabalgamiento asociados	14

2.2.2.2	Falla de Santa Clara	15
2.2.2.3	Falla de Buenos Aires	15
2.2.2.4	Falla de Buenavista	15
2.2.2.5	Falla de Dina	16
2.2.2.6	Falla de Baché	16
2.2.2.7	Falla de San Francisco	16
2.2.2.8	Falla de Magdalena	16
2.3	GEOLOGÍA DEL PETRÓLEO	17
2.3.1	Roca fuente	17
2.3.2	Generación de hidrocarburos	18
2.3.3	Roca reservorio	18
2.3.4	Roca sello	18
2.3.5	Tipo de trampas	19
2.4	PETRÓLEO EN EL HUILA	19
2.4.1	Campo Dina Cretáceos	21
2.4.1.1	Estratigrafía	21
2.4.1.2	Interpretación estructural	22
2.4.2	Campo Brisas	23
2.4.2.1	Estratigrafía	23
2.4.2.2	Interpretación estructural	24
2.4.3	Campo Pijao	25
2.4.3.1	Estratigrafía	25
2.4.3.2	Interpretación estructural	26
2.4.4	Campo Santa Clara	26
2.4.4.1	Estratigrafía	27
2.4.4.2	Interpretación estructural	28
2.4.5	Campo Dina Terciarios	28
2.4.5.1	Estratigrafía	28
2.4.5.2	Interpretación estructural	29
2.4.6	Campo Tenay	30
2.4.6.1	Estratigrafía	30

2.4.6.2	Interpretación estructural	31
2.4.7	Campo Palogrande – Cebú	32
2.4.7.1	Estratigrafía	32
2.4.7.2	Interpretación estructural	32
2.4.8	Campo Hato Nuevo	33
2.4.8.1	Estratigrafía	33
2.4.8.2	Interpretación estructural	34
3.	CLASIFICACIÓN DE LOS CRUDOS Y SUS CARACTERÍSTICAS GENERALES SEGÚN “LA BASE”	35
3.1	CLASIFICACION DE LOS CRUDOS	35
3.1.1	Clasificación en EE.U. y el resto de América	35
3.1.2	Clasificación en Europa, Asia y otras regiones del mundo	36
3.1.2.1.	BASES PRINCIPALES	36
3.1.2.2.	BASES MIXTAS	36
3.2	CARACTERISTICAS GENERALES DE LOS PETRÓLEOS	
3.3	CRUDOS SEGÚN SU BASE	37
3.3.1	Crudos de base parafínica	37
3.3.2	Crudos de base nafténica o asfáltica	38
3.3.3	Crudos de base aromática o bencénica	39
3.3.4	Crudos de base mixta o intermedia	40
4.	CARACTERIZACIÓN DE LOS CRUDOS SEGÚN SU BASE	41
4.1	FACTOR DE CARACTERIZACIÓN DE WATSON	43
4.2	CORRELACIÓN GENERALIZADA DE WHITSON	44
4.3	MÉTODO DE CARACTERIZACIÓN DE ROWE	46
4.4	DESTILACIÓN SIMULADA TBP	48
4.5	CÁLCULO DE LA CONSTANTE DE VISCOSIDAD – GRAVEDAD (VGC) DE CRUDOS	51
5.	ANÁLISIS DE RESULTADOS	59
	CONCLUSIONES	65
	RECOMENDACIONES	67
	BIBLIOGRAFÍA	68

LISTA DE FIGURAS Y GRÁFICAS

	Pág.
Figura 1. Columna estratigráfica generalizada del Valle Superior del Magdalena subcuenca de Neiva	7
Figura 2. Mapa ilustrando la ubicación de los campos estudiados en este documento.	20
Gráfica 1. Clasificación de los crudos según su base, utilizando la correlación generalizada de Whitson.	61
Gráfica 2. Clasificación de los crudos según su base, utilizando el método de caracterización de Rowe.	62
Gráfica 3. Clasificación de los crudos según su base, según los resultados de pruebas de destilación simulada TBP.	63
Gráfica 4. Clasificación de los crudos según su base, utilizando la constante de viscosidad – gravedad.	64

LISTA DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1. Datos reportados por las pruebas PVT.	41
Tabla 2. Datos reportados por las pruebas de destilación simulada TBP.	42
Tabla 3. Factores de caracterización de los crudos del bloque Neiva por Whitson.	45
Tabla 4. Factores de caracterización de los crudos del bloque Neiva por Rowe.	47
Tabla 5. Valores de TBP utilizados para el cálculo de la Tb.	50
Tabla 6. Factores de caracterización de los crudos del área de Neiva utilizando datos de pruebas de destilación simulada.	51
Tabla 7. Valores de la constante de viscosidad – gravedad para las diferentes bases de crudos.	52
Tabla 8. Datos para calcular la constante de viscosidad – gravedad.	55
Tabla 9. Gravedad específica del gas a 100psig de separación y relación gas en solución petróleo a 104°F y 14,7 psi.	56
Tabla 10. Viscosidad del petróleo a 104°F y 14,7 psi.	57
Tabla 11. Viscosidad cinemática a 40°C (104°F).	57
Tabla 12. Constante de viscosidad – gravedad del petróleo.	58
Tabla 13. Factores de caracterización para los crudos del área de Neiva por los métodos estudiados.	60

RESUMEN

La necesidad de realizar un estudio para caracterizar los crudos según su base, de cada campo operado por la superintendencia de operaciones Huila – Tolima en el área de Neiva, ha traído como resultado la elaboración del proyecto de grado que se expone en este documento y además incluye una descripción del entorno geológico del área de estudio.

En este documento se encuentra de una manera clara y fácilmente disponible, la información sobre la estratigrafía del bloque Neiva, incluyendo la descripción de las diferentes formaciones productoras del área. En cuanto a la geología estructural está detallada la información de los diferentes pliegues y fallas que comprenden el bloque Neiva y son de importancia para la industria petrolera. También está incluida la descripción de los fenómenos asociados a la geología del petróleo del bloque Neiva y un marco general, estratigráfico y estructural de los diferentes campos petroleros del área de estudio, que son Dina Cretáceos, Brisas, Pijao, Santa Clara, Dina Terciarios, Tenay, Palogrande – Cebú y Hato Nuevo.

Para lograr la caracterización de los crudos según su base, se utilizaron las expresiones propuestas por Watson (1935), Whitson (1980) y Rowe (1978) que relacionan el factor de caracterización de Watson con la temperatura normal de ebullición, gravedad específica y peso molecular de la fracción C_{7+} de los crudos analizados, y además se incluye el método de caracterización de crudos, empleado por ECOPETROL – ICP mediante el cálculo de la constante de gravedad - viscosidad (VGC) de los crudos.

El estudio da como resultado que los crudos del bloque Neiva según su base son nafténicos - parafínicos (campos Dina Cretáceos, Santa Clara, Hato Nuevo, Tenay y Brisas), y nafténicos (campos Dina Terciarios y Palogrande – Cebú).

ABSTRACT

The need to conduct a study to characterize crude oils as the base of each field operated by the superintendent of operations Huila - Tolima in the area of Neiva has resulted in the development of the project grade as outlined in this document and also includes a description of the geological environment of the study area.

This document is a clear and easily available information on the stratigraphy of Neiva block, including the description of the various producing formations in the area. On the structural geology is detailed information of the different folds and faults that comprise the block Neiva and are of importance to the oil industry. Also included is the description of phenomena associated with the petroleum geology of the block and the overall framework Neiva, stratigraphic and structural different oil fields in the study area, which are Dina Cretaceous, Brisas, Pijao, Santa Clara, Dina Tertiary, Tenay, Palogrande - Cebú and Hato Nuevo.

To achieve the characterization of crude oils were used as the base expressions proposed by Watson (1935), Whitson (1980) and Rowe (1978) relating the Watson characterization factor of the normal boiling point, specific gravity and molecular weight of the C7 fraction of crude oils analyzed and also includes the characterization of crude method employed by ECOPEPETROL - ICP by calculating the constant of gravity - viscosity (VGC) of crude.

The study results in Neiva Block crude as the base are naphthenic - paraffinic (Dina Cretaceous, Santa Clara, Hato Nuevo, Tenay and Brisas fields), and naphthenic (Dina Tertiary and Palogrande – Cebú fields).

INTRODUCCIÓN

Este documento comprende un estudio y recopilación de los yacimientos de petróleo de la cuenca sedimentaria del Valle Superior de Magdalena y en especial de la subcuenca de Neiva, donde se destaca información de su estructura geológica y caracterización de los componentes pesados C7+ de cada yacimiento, la determinación de la base de dichos crudos, ya sea esta parafínica, nafténica o aromática.

Una descripción adecuada de las propiedades físicas de las fracciones pesadas de los hidrocarburos es esencial para predecir las propiedades termodinámicas y el comportamiento de mezclas complejas de hidrocarburos utilizando las ecuaciones de estado. Estas fracciones, usualmente contenidas en la fracción de C7 + son difíciles de caracterizar sin un extenso análisis de laboratorio.

Para poder realizar dicha caracterización de los crudos que se encuentran en los diferentes campos petrolíferos del Departamento del Huila, ha sido necesario contar con pruebas experimentales tales como las pruebas de destilación TBP y pruebas PVT. También han sido de gran utilidad las correlaciones y métodos de caracterización propuestos por investigadores.

De los datos suministrados por las pruebas, se adquieren diferentes variables como las gravedades específicas, pesos moleculares, y puntos de ebullición de cada uno de los crudos estudiados y de esta forma se estima los factores de caracterización, los cuales son de vital importancia para obtener la medida cualitativa de las fracciones pesadas de los crudos de cada yacimiento. La importancia de conocer la base de un crudo es de alta aplicabilidad en el refinado del petróleo al momento de obtener productos de mejor calidad y rendimiento, según las características propias de cada tipo de crudo.

1. OBJETIVOS

1.1 OBJETIVO GENERAL

Realizar un documento donde se compile la caracterización de los crudos según su base, de los campos de petróleo del departamento del Huila, área Neiva, los cuales son manejados por la superintendencia de Ecopetrol; así como también la información geológica disponible.

1.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Descripción del entorno geológico de los campos de petróleo del departamento del Huila, especialmente el área de Neiva, los cuales son manejados por la superintendencia de Ecopetrol.
- Recopilación de los resultados de las pruebas de destilación TBP y pruebas PVT para cada uno de los campos estudiados.
- Caracterización de los crudos de los yacimientos del departamento del Huila, manejados por la superintendencia de Ecopetrol en el área de Neiva, según su base (siendo esta parafínica, nafténica o aromática).

2. DESCRIPCIÓN GEOLÓGICA DEL BLOQUE NEIVA

2.1 GEOLOGÍA REGIONAL

Geológicamente el Valle Superior del Magdalena corresponde a un gran sinclinorio constituido por sedimentos neógenos, los cuales reposan discordantes sobre sedimentos Pre – Miocenos y el Basamento Pre - Cretáceo.¹

Tectónicamente el Valle Superior constituye una depresión estructural de compresión.² Está limitado por fallas de cabalgamiento, con transporte tectónico hacia el occidente en el borde oriental, y transporte hacia el oriente en el borde occidental. En el piedemonte occidental de la cordillera oriental el estilo estructural se asocia a deformación compresiva de edad Miocena.³

2.1.1 Estratigrafía^{4 5 6 7}

2.1.1.1 Basamento económico.

El basamento económico Precretáceo está conformado por rocas ígneas intrusivas y extrusivas de composición ácida correspondientes al batolito de Ibagué y la formación Saldaña y rocas de metamorfismo regional correspondiente al llamado Macizo de Garzón (localizado al este del área estudiada). Está conformado por un

¹ Petrobras, 1999. Documento privado.

² Butler, K. R., 1983. Andean Type Foreland Deformation: Structural Development of the Neiva Basin, Upper Magdalena Valley, Colombia. (Volumen I and II).

³ Vargas, R., 2002. Proyecto de Integración Cartográfica de la Geología de la Cordillera Central y Occidental de Colombia Aplicada a la Exploración Aurífera, Geotec Ltda. Anglo Gold Ashanti Colombia.

⁴ Cediél, F., Mojica, J. y Macía, C., 1980. Definición Estratigráfica del Triásico en Colombia, Suramérica. Formaciones Luisa, Payandé y Saldaña. Newsletter Stratigr., 9(2): 73-104.

⁵ Etayo-Serna, F., y otros, 1994. Estudios Geológicos del Valle Superior del Magdalena. Departamento de Geociencias, Universidad Nacional de Colombia, Bogotá.

⁶ Etayo-Serna, F., y otros, 1986. Mapa de Terrenos Geológicos de Colombia: Publicaciones Especiales de Ingeominas, No. 14, Ingeominas, Bogotá, 235 p.

⁷ Ferreira, P., Núñez, A., & Rodríguez, M., 1998. Geología de la Plancha 323, Neiva. Ingeominas.

núcleo de rocas precámbricas constituidas por migmatitas y gneises, anfibolitas paleozoicas e intrusiones de granitos y cuarzodioritas también de edad paleozoica.

El Jurásico se encuentra representado por una serie de rocas volcánicas y piroclásticas que corresponden estratigráficamente a la formación Saldaña compuesta por riolitas, dacitas, tobas y aglomerados volcánicos principalmente. Así también se presentan rocas ígneas intrusivas ácidas de tipo granodioritas, monzonitas y cuarzodioritas del denominado batolito de Ibagué.⁸

2.1.1.2 Cobertura productiva

La cobertura productiva de carácter sedimentario está determinada por dos secuencias deposicionales diferentes caracterizada por presentar rocas de origen clástico y químico. La primera se trata de una secuencia clástica marina que abarca desde el Cretáceo medio (Aptiano - Albiano) hasta el Paleógeno (Paleoceno) de un ambiente marino a transicional desarrollando un ciclo regresivo que permitieron la depositación en el área de las formaciones Yavi, Caballos, Villeta, Monserrate y Guaduala respectivamente.

La segunda secuencia compuesta por rocas sedimentarias de origen continental que abarcan desde el Eoceno hasta el reciente, que corresponden estratigráficamente a las formaciones Gualanday, Potrerillos, Doima, Honda, Gigante y depósitos Cuaternarios.⁸

⁸ Vargas, R., 2010. Estratigrafía del Jurásico de la Región Surcolombiana USCO.

Figura 1. Columna estratigráfica generalizada del Valle Superior del Magdalena subcuenca de Neiva. Fuente: Ecopetrol, ICP-2000, modificado por Vargas 2008.

		GRUPO	FORMACION	AMBIENTE	LITOLOGIA				
CUATERNARIO									
Neógeno	Secuencia Sin-Orogénica	Plioceno-Holoceno	Gigante / Mesa (1000 mts)	Terrestre, Llanuras de Piedemonte.					
		Medio a Superior	Honda (2500 mts)	Terrestre, Llanuras Aluviales					
		Inferior	Barzolas (60 - 300 mts)	Terrestre, Lagunar					
Paleógeno	Secuencia Sin-Orogénica	Oligoceno	Doima Potrerillo	Terrestre, Ríos entrelazados.					
		Eoceno	Gualanday			Tesalia Bache Palermo			
			Paleoceno			Guaduala	Teruel San Francisco		
						Maastrichtiano	Guaduala	Teruel San Francisco	
		CRETÁCEO	Superior			Maastrichtiano	Monserrate (150 - 200 mts)	Marino Intermareal.	
						Campaniano	Monserrate (150 - 200 mts)	Marino Intermareal.	
Inferior	Santoniano		Villeta (700 - 1100 mts)	Shale Aico LaLuna Shale Bambuca Caliza Tetuán	Plataforma Detrítico - Calcárea				
	Albiano		Caballos (90 - 200 mts)	Superior Medio Inferior	Fluvial Salobre				
	Aptiano		Yaví (385 mts)	Yaví (385 mts)	Supra intermareal Terrestre.				
Basamento	Jurásico	Saldaña (800 - 1500 mts)	Saldaña (800 - 1500 mts)	Subaéreo Vulcanoclástico					
	Triásico	Intrusivo	Intrusivo						
	Precámbrico	metamórfico	metamórfico						

2.1.1.2.1 Formación Caballos (Kc)^{9 10}.

En la subcuenca de Neiva esta formación operacionalmente fue dividida en Caballos inferior, Caballos medio y Caballos superior. Florez y Carrillo (1994) redefinieron estas formaciones denominándolas formación Alpujarra (Caballos inferior), El Ocal (Caballos medio) y Caballos (Caballos superior).

La formación Caballos superior (Kcs), es el principal yacimiento productor en los Campos Santa Clara, Hato Nuevo y Tenay. Está constituida por cuarzoarenitas muy continuas de grano fino a grueso friables, muy bien a moderadamente seleccionadas, con laminación inclinada y paralela, que fueron originadas como depósitos de cordones de playa progradantes. Presentan intercalaciones de lodolitas e interlaminaciones de arena y lodo y arenitas calcáreas bioclásticas, que representan depósitos marinos marginales (estuarios).

La formación Caballos medio (Kcm) fue depositada en un ambiente marino restringido (litoral a sublitoral) se caracteriza por tener intercalaciones de calizas lumaquelicas y dolomitas de color gris verdoso, algunas glauconitas y lodolitas de color gris a negro, ricas en materia orgánica. Tiene un espesor promedio de 120 pies.

La formación Caballos inferior (Kci) está compuesta por una serie de secuencias arenosas retrogradacionales, siendo un depósito continental a la base con cuarzo arenitas y subarcosas de color blanco a gris claro, de grano fino a grueso, localmente conglomeráticas bien seleccionadas con pseudomatriz caolinítica. En la parte media y tope predominan lodolitas negras ricas en restos de plantas, que corresponden a depósitos en llanuras aluviales surcadas por canales sinuosos.

⁹ Florez, M. y Carrillo, G. 1994. Estratigrafía de la Sucesión Litológica Basal del Cretácico en el valle Superior del Magdalena. Estudios Geológicos del Valle Superior del Magdalena, Universidad Nacional de Colombia, Departamento de Geociencias, Capítulo II, 26p

¹⁰ Etayo-Serna, F. 1994. Epílogo: A modo de Historia geológica del Cretácico del valle Superior del Magdalena, Estudios Geológicos del Valle Superior del Magdalena, Universidad Nacional de Colombia, Departamento de Geociencias, Capítulo XX.

Reposa discordantemente sobre el basamento económico o puntualmente sobre la formación Yavi. Tiene un espesor promedio de 150 pies.

2.1.1.2.2 Formación Villeta (Kv).¹⁰

La formación Villeta es una unidad marina transgresiva en donde sus sedimentos fueron depositados en un ambiente nerítico anóxico. Sus rocas blandas erosionables dan lugar a una topografía suave de valles. Esta formación se encuentra dividida informalmente por las compañías petroleras que han trabajado en el área en cuatro unidades que de base a tope son:

Caliza de Tetuán: calizas finogranulares derivadas de organismos plactónicos, ricas en materia orgánica de color marrón oscuro a claro, masivas y muy duras, intercaladas con lodolitas. El contacto con la formación Caballos es transicional y su ambiente de depósito está por debajo del nivel de acción de las olas (ambiente anóxico de plataforma).

Shale de Bambucá: compuesta por shale verde a verde grisáceo con bajo contenido de calcita. El contacto con la Caliza de Tetuán es transicional y el predominio de sedimento arcilloso sugiere proximidad del área fuente y una somerización del fondo y acercamiento a la línea de costa.

Caliza La Luna o Calizas La Frontera (Cenomaniano-Turoniano): calizas micríticas derivadas de organismos planctónicos rica en materia orgánica de origen marino, de color crema a gris claro, masivas y blocosas.

Aico: es una sección arenosa al tope y limosa en la base, que consta de cuarzoarenitas blancas, angulares a subangulares de grano fino a medio, algunas veces calcáreas, que representa una somerización del fondo y un acercamiento a la línea de costa.

2.1.1.2.3 Formación Monserrate (Km).¹¹

Litológicamente está constituida por cuatro miembros dos arenosos y dos lutíticos. El K4 con un espesor promedio de unos 25 metros está compuesto por arcillolitas y limolitas con un nivel de roca fosfórica. El K3 con un espesor de unos 30 metros está representado por areniscas cuarzosas blancas a grises y de grano fino a medio. La unidad K2 con un espesor de unos 30 metros, está conformada por limolitas silíceas y chert, este miembro presenta dos niveles de roca fosfórica, es muy común el intenso plegamiento de estas rocas. La unidad K1 posee un espesor de unos 35 metros y está compuesto por cuarzoarenitas de grano grueso con cemento silíceo.¹² La formación Monserrate fue depositada en un ambiente de plataforma cercano a la línea de costa, asociado a zonas de frente de costa y plataforma.¹³ De acuerdo a su registro fósil está datada como Campaniano a Maestrichtiano.

Esta formación es productora en varios campos del Valle Superior (Dina Cretáceos, Palogrande-Cebú, Brisas, Pijao).

2.1.1.2.4 Formación Guaduala (TKg).¹¹

Esta formación está constituida por dos miembros: el miembro San Francisco compuesto por arcillolitas grises a rojo oscuro a púrpura, blandas, con intercalaciones de limolitas. Su ambiente de depósito es el parálico. El miembro Teruel está compuesto por areniscas finas verdosas y arcillolitas con algunas capas de carbón, depositados en un ambiente continental. El contacto del grupo Guaduas con el suprayacente grupo Gualanday en el área es una discordancia regional que representa un hiato deposicional del Eoceno inferior. La formación Guaduala posee un espesor que varía entre 250 y 300 metros. El grado de erosión de estas rocas da lugar a una topografía suave, deprimida que forma valles.

¹¹ Beltrán, N. & Gallo, J., 1968. The Geology of the Neiva Sub-basin, upper Magdalena basin, southern portion. – IX Annual Field Conference, Colombian Society of Petroleum Geologist and Geophysicists. Reprinted in: Geological Field Trips Colombia 1959-1978, Geotec Ltda. Ed., 1980, p. 253-275, Bogotá.

¹² Vargas, R., 1995. Estratigrafía de la Formación Monserrate Mina los Yuyos. USCO.

¹³ Reyes et al, 1995

2.1.1.2.5 Formación Gualanday (Tg).^{11 14}

Esta formación está dividida en tres miembros: Palermo, Baché y Tesalia, respectivamente. El miembro Palermo está representado por una serie de conglomerados grises constituidos por cantos redondeados de líticos, chert y cuarzo e intercalaciones de areniscas en capas de estratificación masiva a gruesa. El miembro Baché está constituido por arcillolitas y lodolitas moteadas y algunos niveles de areniscas y conglomerados. El miembro Tesalia está representado por otra serie de conglomerados oligmíticos con fragmentos de cuarzo lechoso y chert negro, con ligeras intercalaciones de areniscas y arcillolitas varicoloreadas. El material clástico que constituye a los miembros Palermo y Tesalia probablemente fueron derivados de la cordillera central y distribuidos sobre una planicie a manera de amplios abanicos aluviales con fuertes corrientes fluviales. El miembro Baché se depositó sobre una gran planicie asociada a extensos pantanos y algunas corrientes fluviales débiles. La edad de la formación Gualanday corresponde al Eoceno superior según dataciones paleontológicas.

2.1.1.2.6 Formación Potrerillos (Tep).

Constituidas por arcillolitas varicoloreadas blandas y limosas intercaladas con delgados niveles de conglomerados y areniscas conglomeráticas. Esta unidad pertenece al Eoceno superior.

2.1.1.2.7 Formación Doima (Ted).

Reposa discordantemente sobre la formación Potrerillos y está constituida por conglomerados poligmíticos con fragmentos de rocas ígneas y metamórficas chert y cuarzo, embebidos en una matriz areno-limosa. Esta formación fue depositada en un ambiente fluvial de grandes corrientes sobre planicies ligeramente onduladas. Su edad corresponde al Oligoceno inferior.

¹⁴ Caicedo A. & Roncancio J., 1992. Estratigrafía del Grupo Gualanday y Modelo Tectónico-Sedimentológico del Terciario en el Valle Superior del Magdalena. Trabajo de Grado No Publicado Univ. Nacional.

2.1.1.2.8 Formación Honda (Tmh).

Se puede dividir en Honda inferior constituida por intercalaciones de arcillolitas rojas, cafés rojizas y grises verdosas, interestratificadas con arenitas, algunas veces conglomeráticas, grises a grises verdosas y Honda superior, conformada predominantemente por arenitas grises a blancas con algunas intercalaciones de lodolitas cafés rojizos a gris verdosas. Se depositó en ambientes fluviales, con facies de canal, abanicos de rotura (*crevasses splay*), llanura de inundación y lagos pantanosos. En algunos campos como Dina Terciarios es una formación productora.

2.1.1.2.9 Formación Gigante (Tpg).

Conformada por depósitos vulcanoclásticos provenientes de la actividad volcánica de la cordillera central durante el Cuaternario temprano. Litológicamente está compuesta por tobas, aglomerados y rocas clásticas gruesas. El registro fósil de la formación Gigante es muy rico en restos vegetales y xilópalos, material carbonáceo y ocasionalmente restos óseos. Por dataciones radiométricas esta formación tiene una edad de 8 millones de años.

2.2 GEOLOGÍA ESTRUCTURAL ^{15 16 17}

Estructuralmente el área de trabajo se encuentra afectada por pliegues de tipo anticlinal y sinclinal y fallas geológicas.

2.2.1 Pliegues

Los pliegues observados en el área son de carácter regional y afectan las rocas sedimentarias presentes en la subcuenca de Neiva. Los pliegues en general

¹⁵ Fuquen, J.A., Rodríguez, G., Cossio, U., (Colaboración de Núñez, A.), 1999. Mapa Geológico Plancha 302, "Aipe", Escala 1:100.000. INGEOMINAS, Bogotá.

¹⁶ Blanco, M.A.. Geología Estructural del Piedemonte Oriental de la Cordillera Central entre los Municipios de Yaguará y Palermo, Valle Superior del Magdalena. Departamento del Huila (Colombia).

¹⁷ Evolution, Geodynamics, Petroleum Geology, and Basin Analysis. Tectonic Analysis, Inc and Ecopetrol, p 958. Bogotá.

tienen una orientación norte – sur a NE – SW. Los más importantes son: Dina y San Francisco y los sinclinales de Guacirco, Baché y Tesalia. Al oriente se presentan los sinclinales de San Antonio y Pacarní. En general los pliegues anticlinales son apretados, muy fracturados y afectados por fallas geológicas. Los sinclinales son amplios y generan una morfología suave.

2.2.1.1 Sinclinal de Baché

Su eje se localiza a una distancia mínima aproximada de 14 km al noroccidente de Neiva. Afecta rocas del grupo Honda. Sus características, según INGEOMINAS-HOCOL (1994) son: amplitud máxima de 10 km con estrechamiento a 5 km, hacia el sur, donde está enmarcado por las fallas de Baché y Dina. Su eje está orientado en dirección N15-20E en su parte norte y cambia a NS, con cabeceo hacia el sur originando el cierre del pliegue hacia el norte. El flanco occidental presenta mayor inclinación de las capas (hasta 25°), y hacia el núcleo las inclinaciones son suaves (<8°).

2.2.1.2 Anticlinal de Palogrande

Su eje se localiza a una distancia mínima de aproximadamente 7 km al NE de Neiva, con una dirección NS que luego varía a NW. Afecta rocas del grupo Honda, y se presenta cortado por la falla de Palogrande.

2.2.1.3 Anticlinal de Dina

Su eje curvo, varía desde NW hasta NE, pasando por NS y se localiza a una distancia mínima de 13 km al NW de Neiva. Afecta rocas del grupo Honda. Según INGEOMINAS-HOCOL (1994), es una estructura ovalada, simétrica, de 3,5 km de extensión y 9 km² de superficie

2.2.1.4 Anticlinal de San Francisco

Su eje de dirección NE, se localiza a una distancia mínima aproximada de 14,5 km al noroccidente de Neiva. De acuerdo con el mapa geológico de la plancha 323-Neiva (INGEOMINAS; 1995, versión preliminar), afecta rocas sedimentarias cretáceas (formaciones Villeta y Monserrate). Según INGEOMINAS-HOCOL (1994), es una estructura compleja y asimétrica cortada por varias fallas de cabalgamiento y transversales que producen distorsión y truncamiento de las capas que la conforman; su eje se encuentra cabeceando hacia el norte originando el cierre de la estructura hacia ese sector.

2.2.2 Fallas¹⁸

Son las estructuras geológicamente más importantes y que inciden directamente en el entrapamiento de los hidrocarburos. Fotogeológicamente se pueden determinar dos patrones de fallamiento asociados al área de trabajo:

El patrón de fallas de dirección N – S a NE – SW y correspondientes a las fallas inversas de los sistemas Garzón - Suaza al oriente y Chusma - Teruel al occidente; asociadas a este sistema de fallas se encuentra gran número de fracturas de tipo normal, inverso y de rumbo entre las cuales sobresalen la falla de Buenavista, falla de Dina, falla de Baché, falla de Baraya y la falla de Fortalecillas.

El patrón de fallamiento SE - NW a Este - Oeste es de tipo secundario y se asocia al patrón de fallamiento principal N - S, en este sobresalen la falla de Palogrande que afecta a Fortalecillas y el lineamiento que pasa por el casco urbano de Neiva con una dirección N50W y una longitud de 19 Km. Se observa desde el sureste de la ciudad hasta la desembocadura del río las Ceibas.

2.2.2.1 Falla de Chusma y frentes de cabalgamiento asociados

¹⁸ Ingeominas, 2002

Esta falla y los frentes de cabalgamiento asociados a ella, tienen vergencia hacia el oriente y trazos irregulares, los cuales llegan a ser fallas de carácter regional como la falla de San Francisco al norte y la falla de Buenavista al sur, esta última exhumando rocas cretácicas y haciendo que estas cabalguen sobre las sedimentitas del Paleógeno y Neógeno. Otro frente de cabalgamiento pero de menor magnitud, estructurando solo el Paleógeno en superficie, se presenta en la parte meridional del área de estudio, cuya acción y desarrollo en conjunto con la falla de Chusma propiamente dicha, produce el par sinclinal / anticlinal asimétricos, que se desarrolla justo en frente de él.

2.2.2.2 Falla de Santa Clara (ingeominas 2002)

Corresponde a una falla de cabalgamiento con rumbo N-S y buzamiento al este. Hacia el este del campo Santa Clara, esta falla alcanza a afectar el intervalo terciario poniendo en contacto rocas del basamento (formación Saldaña) y del Cretáceo (formaciones Caballos y Villeta) con las formaciones Barzalosa y Honda.

2.2.2.3 Falla de Buenos Aires

La falla de Buenos Aires corresponde a una falla de cabalgamiento que aflora en superficie y trunca el *backthrust* de Santa Clara. En el área del campo Santa Clara tiene un rumbo NNE o NS y una vergencia al este. Esta falla es importante ya que podría constituir el sello lateral para posibles acumulaciones dentro de la formación Honda en el área del campo Santa Clara.

2.2.2.4 Falla de Buenavista

Dirección aproximada N35 E, girando para volverse casi N-S. Buza al oeste. Su traza se localiza al occidente de Neiva a una distancia mínima de 2,5 km aproximadamente. Pone en contacto rocas de la formación Gigante con rocas del grupo Honda.

2.2.2.5 Falla de Dina

Su traza se ubica a aproximadamente 2,5 km al occidente de la zona norte de Neiva y continúa hacia el norte. Buza al este.

2.2.2.6 Falla de Baché

Su traza se ubica a aproximadamente 5 km al occidente de Neiva. Tiene una dirección muy variable desde casi NS al frente de Neiva, girando hasta N60E al sur (frente a zona de Matamundo). Pone en contacto rocas terciarias y cretácicas, o rocas terciarias entre sí.

2.2.2.7 Falla de San Francisco

Dirección aproximada NS a N20E. Su traza se ubica aproximadamente a 15 km al occidente de Neiva. Pone en contacto rocas terciarias y rocas cretácicas.

2.2.2.8 Falla de Magdalena

Limita la depresión del río Magdalena en su parte oriental y es una fractura de carácter regional de tipo inverso que pone en contacto rocas terciarias de la formación Honda con rocas cretácicas de la formación Villeta y rocas Jurásicas de la formación Saldaña. Hacia el norte se conoce como falla del Prado y hacia el SW se encuentra cubierta por depósitos cuaternarios recientes. Esta falla en algunos sectores ejerce control estructural sobre el cauce del río Magdalena, hecho que se denota en el paralelismo existente entre este y la falla.

2.3 GEOLOGÍA DEL PETRÓLEO ¹⁹

De los estudios sobre la geología de petróleo en el VSM, específicamente la subcuenca de Neiva, el de mayor difusión es el de Buitrago (1994), quien trata el tema bajo la metodología de los sistemas petrolíferos, identificando los sistemas Villeta-Caballos para el margen occidental del VSM y Villeta-Monserrate, para el sector central del sinclinal de Neiva. Con esta clasificación establece las características de los 18 campos productores para ese momento, en términos de roca reservorio, roca sello y tipo de trampa y estima 527 millones de barriles las reservas recuperables de aceite y 201 billones de pies cúbicos de gas. Los campos productores más cercanos al área de trabajo son el campo los Mangos o Yaguará, el cual produce del sistema petrolífero Villeta-Caballos, descubierto en 1987. Otros campos cercanos a los recorridos programados son La Hocha, Palermo y Santa Clara.

2.3.1 Roca Fuente

La roca fuente para los hidrocarburos en la subcuenca de Neiva es, según los trabajos publicados, la “formación Villeta”. Buitrago (1994) afirma que los intervalos generadores se encuentran en las porciones media e inferior de la formación Villeta, en edades que van desde el Albiano hasta el Turoniano, con kerógenos tipo I y II para la parte inferior y mezcla de kerógenos tipo II y III para la parte media. A este intervalo de tiempo equivalen las formaciones Tetuán, Hondita y parte de la formación Lomagorda. De hecho, la mayoría de las manifestaciones superficiales de hidrocarburos se encuentran en las rocas de estas formaciones y en muchos afloramientos de las mismas, al romper estas con el martillo, se percibe un fuerte olor a hidrocarburo. Las lodolitas y *shales* de la formación Caballos son consideradas como una fuente secundaria; igual puede decirse de

¹⁹ Buitrago, J., 1994. Petroleum Systems of the Neiva Area, Upper Magdalena Valley, Colombia, in Magoon, L.B. and W. G. Dow, eds., The Petroleum System – from source to trap: AAPG Memoir 60.

las rocas finogranulares del Paleozoico expuestas en diversas zonas del departamento, pero que no han sido totalmente evaluadas.

2.3.2 Generación de Hidrocarburos

Maldonado & Mantilla (1989)²⁰ mediante análisis geoquímicos de muestras recolectadas dentro del área de estudio y en zonas aledañas, estiman que “la formación Villeta, comenzó a generar petróleo desde el Oligoceno inferior a profundidades cercanas o mayores a 2000 m en un rango de temperaturas entre 70 y 80 grados centígrados. El petróleo migró y se entrampó durante el Oligoceno con el desarrollo del sistema de cabalgamientos de Chusma, que generó las estructuras propicias para su acumulación en las arenas de las formaciones Caballos y Monserrate”.

Buitrago (1994), plantea un modelo de generación en el centro de la cuenca, la cual comenzó la generación de petróleo hace 30 Ma durante el Oligoceno y de gas hace 10 Ma en el Mioceno tardío. Esto es, para la Formación Villeta que se encuentre enterrada a más de 6 km de profundidad en el sinclinal de Neiva. Este modelo lo extrapola al margen occidental del VSM, en el bloque yacente de la falla de Chusma.

2.3.3 Roca Reservorio

Para el sistema petrolífero Villeta - Caballos - Monserrate, la roca reservorio son las areniscas de la formación Caballos y Monserrate y el principal objetivo en el proceso exploratorio de la subcuenca de Neiva del VSM, debido a sus buenas cualidades petrolíferas.

2.3.4 Roca Sello

²⁰ Maldonado, A., & Mantilla, J., 1989. Evaluación Estratigráfica, Estructural y Geoquímica de Ocurrencias de Hidrocarburos en Superficie en un área de 450 km², al Occidente de la Ciudad de Neiva, Huila. Trabajo de Grado, Universidad Nacional. Bogotá.

Las rocas que podrían constituir sellos en los posibles entrampamientos en el área de estudio, son los shales no calcáreos y calcáreos de las formaciones Caballos medio. También los shales de la formación Villeta y las arcillolitas de la parte basal del grupo Guaduala.

2.3.5 Tipo de Trampas

Los campos productores en la subcuenca de Neiva son acumulaciones debidas a estructuras formadas por pliegues relacionados a fallas, en su mayoría anticlinales fallados. Estos se asocian a fallas de tipo regional como el campo San Francisco asociado a la falla de San Francisco en el norte y el campo Los Mangos asociados a la falla de San Jacinto.

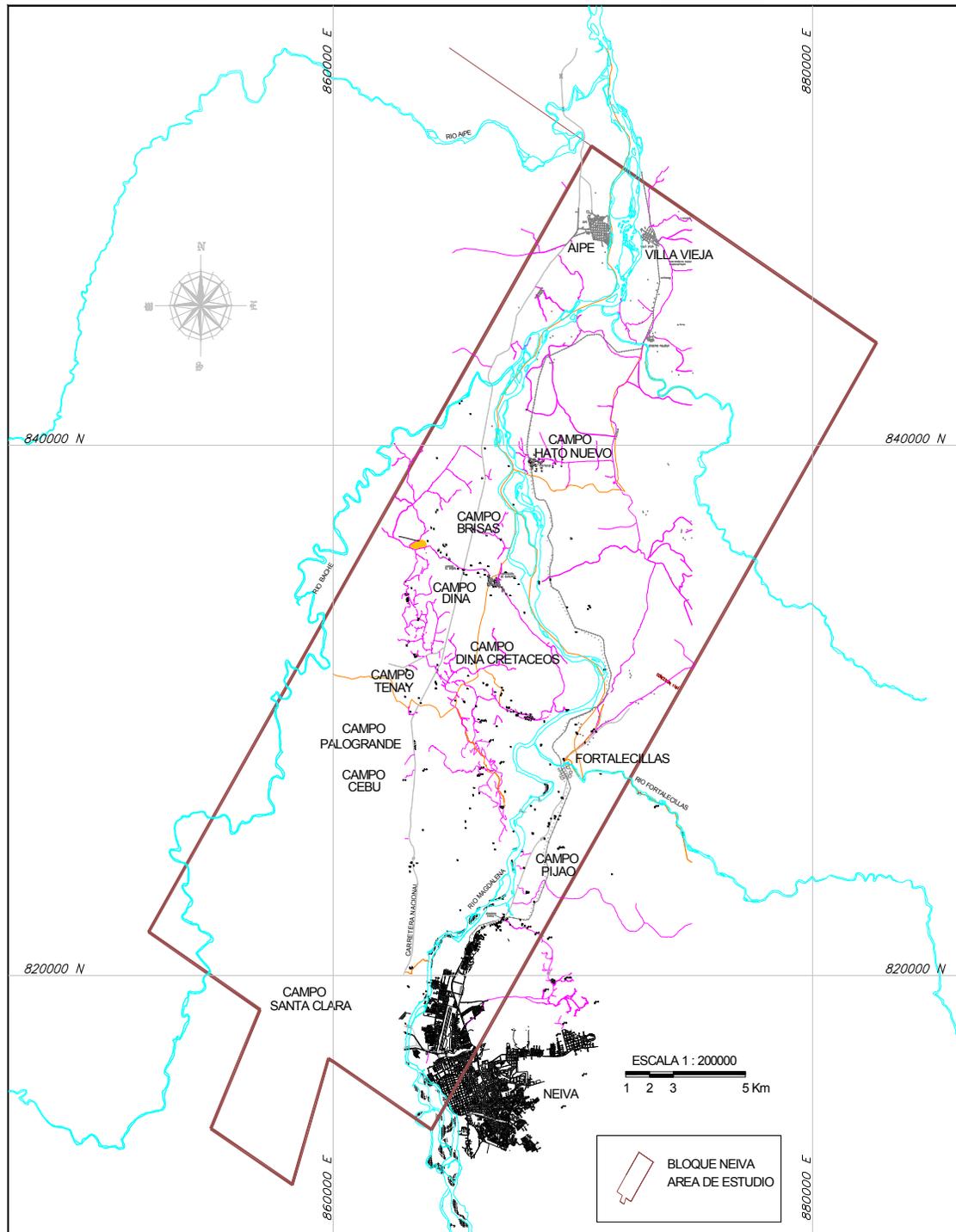
En el área de Yaguará - Teruel es posible que las acumulaciones o entrampamientos ocurran en los subcabalgamientos de las fallas de Pedernal y Upar, en donde por imbricaciones de esta última, se desarrollen posibles prospectos en las crestas de los anticlinales formados por posibles fallas secundarias o *splays* de la Falla de Upar), desarrolladas durante la etapa de levantamientos ocurridas entre el Oligoceno tardío y el Mio-Plioceno.¹⁶

2.4 PETRÓLEO EN EL HUILA

El departamento del Huila por su ubicación geográfica y geológica es una región petrolífera y ocupa actualmente el tercer lugar en producción a nivel nacional.

A continuación se presenta una descripción general y geológica específica de los campos del bloque Neiva operados por ECOPETROL.

Figura 2. Mapa ilustrando la ubicación de los campos estudiados en este documento. Fuente: Ecopetrol-ICP²⁶



2.4.1 Campo Dina Cretáceos

El campo Dina Cretáceos, DK, está localizado en la cuenca del Valle Superior del Magdalena, en la subcuenca de Neiva, a 15 kilómetros al norte de Neiva.²¹

2.4.1.1 Estratigrafía²¹

El campo Dina- Cretáceos forma parte del frente de deformación causado por el sistema de fallas de Chusma al occidente del Bloque Neiva, a una profundidad de -5000 a -7000 pies. La secuencia Cretácea está compuesta por las Formaciones Caballos, Villeta, Monserrate y Guaduala, y la secuencia formación Gualanday, Barzalosa, Honda y Gigante.

La formación Monserrate (operacionalmente denominada K4) se clasifica dentro de un ambiente de depositación netamente marino, constituida por depósitos que van desde limos y arenas lodosas hasta areniscas cuarzosas. Dentro de esta formación (K4) se identifican 5 unidades genéticas o parasecuencias: A, B1, B2, B3 y C, acompañadas por una unidad genética de la miembro San Francisco de la formación Guaduala, identificada como TKG, para completar el paquete estratigráfico

Como resultado de la integración de secuencias y zonificación del yacimiento, se determinaron en el campo 8 unidades:

- TKGBAS: litoarenitas y arcillas varicoloreadas, basales del terciario, cuyas facies corresponden a canales y llanuras de inundación.
- Unidad A: areniscas lodosas de grano muy fino, cuyas facies son de costa afuera proximal y frente de playa inferior.
- Unidad AB1 Silt: lodolitas calcáreas hacia el tope y alternancia de areniscas de grano muy fino con intercalaciones de limolitas hacia la base. Constituida por

²¹ Ecopetrol GAM. Ficha Técnica del campo Dina Cretáceos.

depósitos de costa afuera y frente de playa.

- Unidad B1: areniscas de grano muy fino a medio, propios de frente de playa.
- Unidad B2: areniscas de grano fino a medio, con parches de cemento calcáreo. Son depósitos de frente de playa.
- Unidad B3: areniscas de grano muy fino, areniscas lodosas y lodolitas intercaladas, correspondientes a depósitos costa afuera y frente de playa.
- Unidad B3 Silt: intercalación de limolitas y areniscas de grano muy fino, facies pertenecientes a depósitos costa afuera con intercalaciones de facies de frente de playa.

En el campo Dina- Cretáceos se determinaron 4 unidades de flujo:

- Unidad C: definida en el campo como acuífera.
- Unidad B: agrupa B3, B2 y B1 por la similitud de sus características genéticas y puesto que están separadas por litologías que no son consideradas barreras al flujo.
- Unidad A: separada del bloque B por la unidad AB1SILT, muy continua e impermeable.
- Unidad TKGBAS: con características diferentes a la formación Monserrate y mucho más permeable que ésta. El basamento económico lo conforman rocas del precretáceo correspondientes a la formación Saldaña.

2.4.1.2 Interpretación Estructural²²

El campo Dina- Cretáceos está sobre un anticlinal elongado, asimétrico, fallado en su flanco oriental (snake head anticline), cuyo eje tiene una dirección principal NW-SE, con cabeceo tanto al norte como al sur. Hacia el flanco occidental se encuentra limitado por una falla de “backthrust” de la falla principal la cual no

²² Muñoz, H.I., Barrios, W., Ordoñez, A., y Carrillo, R., 2003. Screening Eor Campos de la Gerencia del Alto Magdalena (GAM- ECP)- Fase II, Evaluación Analítica del Proceso WAG (inyección alternada de agua- gas) Campo Dina-Cretáceos. Instituto Colombiano del Petróleo, División de Disciplinas Profesionales. Piedecuesta, Colombia.

constituye límite del yacimiento. La falla principal denominada falla DK-PG, es de cabalgamiento (thrust fault), con vergencia este, a la cual se encuentran asociadas una serie de fallas satélites de igual vergencia, que afectan el costado oriental del anticlinal. Los pozos en los cuales fue posible identificar la falla DK-PG son el DK-32 afectando la formación Guaduala, DK-30 afectando la formación Monserrate, y en el pozo DK-1 afectando la formación Villeta.

2.4.2 Campo Brisas

El campo Brisas se encuentra ubicado en la jurisdicción del municipio de Aipe, departamento del Huila, aproximadamente a 20 Km al norte de la ciudad de Neiva y cubre un área aproximada de 7 Km².²³

2.4.2.1 Estratigrafía²⁴

En el campo Brisas, la formación Monserrate es la formación productora, con profundidades que varían entre -2800 pies (BR-1) y -3900 pies (BR-3). Sísmicamente en el campo Brisas se pueden diferenciar regionalmente los principales rasgos estratigráficos y estructurales, pero a escala de yacimiento es difícil seguir la continuidad de los eventos. El evento sísmico más fácilmente identificable para el campo Brisas es la discordancia del Oligoceno, la cual se tomó como referencia para realizar el amarre sísmica – pozo.

Los depósitos de la formación Monserrate representan una secuencia dominada por arcilla a la base, con algunas intercalaciones arenosas granocrecientes (unidades K-4C y K-4B3SL según respuesta del GR), que hacia el tope se vuelve progresivamente dominada por arenas (K-4A y K-4B1). Esta secuencia representa una progradación, de facies netamente marinas (probablemente de plataforma) en

²³ Ecopetrol GAM. Ficha Técnica del campo Brisas.

²⁴ Páez, J.D., Muñoz, H.I., y otros, 2003. Screening Eor Campos de la Gerencia del Alto Magdalena (GAM-ECP)- Fase II, Simulación Analítica de la Inyección de Agua Campo Brisas. Instituto Colombiano del Petróleo, División de Disciplinas Profesionales. Piedecuesta, Colombia.

la base, a facies de frente de playa hacia el tope. La respuesta eléctrica de los pozos de este campo correlaciona muy bien con la de los pozos del campo Pijao, por lo que el modelo de depositación puede ser equivalente.

Basados en la ocurrencia de eventos transgresivos que definen niveles fácilmente correlacionables y tratando de mantener la nomenclatura preestablecida para el área, la formación Monserrate se ha subdividido en 6 unidades litoestratigráficas. De base a tope tenemos:

- ❖ Las unidades K4C y K4B3SL: dominadas por depósitos finos con algunas intercalaciones arenosas que representan las facies de plataforma al frente de playa bajo.
- ❖ La unidades K4B3, K4B2, K4B1, K4A: dominadas por arenas, representan la progradación del frente de playa sobre la plataforma.

2.4.2.2 Interpretación Estructural²⁵

Localmente el tope de la formación Monserrate está ausente, especialmente en los bloques más cercanos a la falla de Tenay (bloques 1 y 2), producto del plegamiento, elevación y posterior erosión en el Oligoceno. En los pozos BR-1 y BR-3 se pueden diferenciar todas las unidades, ya que se encuentran hacia el oeste del campo, donde las rocas no han sido expuestas a la erosión.

Se han identificado tres fallas que dividen el yacimiento en cuatro bloques, de los cuales, los dos más altos (bloque 1 y 2) se encuentran por encima del contacto agua-aceite (aproximadamente -3336 ft). Se han numerado del 1 al 4, siendo el bloque 1 el más alto estructuralmente y el más afectado por la discordancia del Oligoceno, y el bloque 4 el más bajo. En el bloque 1 se encuentran los pozos Brisas-2, Brisas-4, Brisas-5, Brisas-7, Brisas-8, Brisas-9; en el bloque 2 el pozo Brisas-1 y el pozo Loma Larga - 1; el bloque 3 es el más pequeño y no ha sido perforado por ningún pozo del campo Brisas, pero sí por el pozo exploratorio Aipe

Sur-1. En el bloque 4 se encuentra el pozo Brisas-3. Las tres fallas se interpretaron como “backthrust” de la falla de Tenay, de las cuales, la más occidental (falla 3) es fácilmente distinguible en la sísmica, a pesar de la mala calidad de la información en el campo. Las fallas 1 y 2 se interpretaron con base en la correlación sísmica-pozo, debido a las diferencias en la posición estructural de los topes de las unidades al desplegarse en la sísmica.

2.4.3 Campo Pijao

El campo Pijao se encuentra en la cuenca del Valle Superior del Magdalena, específicamente en el área de Neiva.²⁵

2.4.3.1 Estratigrafía²⁶

La formación Monserrate corresponde a depósitos en un ambiente netamente marino, se reconocen eventos progradacionales que están constituidos por lodolitas de plataforma, areniscas de shoreface inferior, medio y superior. Las lodolitas de plataforma marina corresponden a lodolitas grises y negras que en partes contienen foraminíferos y restos de peces. Algunas de estas lodolitas presentan laminaciones discontinuas, plano paralelas y lenticulares y corresponden a depósitos dístales o más profundos dentro de la plataforma marina.

Las areniscas de shoreface inferior no constituye una roca reservorio con buenas características, los grados de saturación de hidrocarburos son variables y dependen del contenido de matriz y de la intensidad de bioperturbación.

²⁵ Ecopetrol GAM. Ficha Técnica del campo Pijao.

²⁶ Páez, J.D., Gómez, M.P., y otros, 2003. Screening Eor Campos de la Gerencia del Alto Magdalena (GAM-ECP)- Fase II, Simulación Analítica de la Inyección de Agua Campo Pijao. Instituto Colombiano del Petróleo, División de Disciplinas Profesionales. Piedecuesta, Colombia.

Las areniscas de shoreface medio están constituidas por areniscas de grano fino, bien seleccionadas, limpias o con muy escasa matriz lodosa. Algunos intervalos contienen fragmentos de conchas y cemento calcáreo. Estas areniscas se diferencian de la facies de *shoreface* inferior por el mayor tamaño de grano, la ausencia de matriz lodosa, un mayor tamaño en los fragmentos de conchas y que casi siempre están saturadas de hidrocarburo.

Las areniscas de shoreface superior están constituidas por areniscas de grano medio a grueso y areniscas calcáreas, con abundantes fragmentos de conchas de tamaños muy variados, en algunos intervalos se identifican *pellets* fosfáticos. Cuando los depósitos de *shoreface* superior están constituidos por areniscas calcáreas no constituyen roca reservorio, en los casos que no contienen cemento calcáreo si son reservorios importantes de hidrocarburo. Este tipo de depósito no es muy frecuente en la formación Monserrate.

2.4.3.2 Interpretación Estructural²⁷

A partir de la interpretación de los registros de buzamiento, y con base en la observación sísmica y los datos de producción, se definieron dentro del campo Pijao cinco fallas mayores y cuatro escamas o bloques limitados por dichas fallas. El bloque occidental limitado al occidente por la falla Cebú - Pijao y al oriente por la falla Pijao - 1, el bloque central limitado por la falla Pijao - 1 al occidente y por las fallas Pijao - 2 y Pijao - 2a al nor - oriente y sur - oriente respectivamente, El bloque oriental limitado por la falla de Pijao al oriente y la falla Pijao - 2 al occidente, y el bloque sur limitado por las fallas Pijao - 2a y Pijao - 2 al occidente y oriente respectivamente.

2.4.4 Campo Santa Clara

El campo Santa Clara se encuentra localizado en la jurisdicción del Municipio de Palermo, departamento del Huila, aproximadamente a unos 6 kilómetros al noreste

(NW) de la ciudad de Neiva.²⁷

2.4.4.1 Estratigrafía²⁸

En el campo Santa Clara, la formación Caballos superior presenta mayor calidad de reservorio, la diagénesis química se evidencia por la presencia de sobrecrecimientos de cuarzo, caolinita y pirita. El armazón de la roca en la formación Caballos, está constituido por cuarzo, líticos y accesorios (feldespatos, 0-3%). El cuarzo monocristalino (20-82%) es el principal constituyente de Caballos superior. Los líticos (0-50%), corresponden principalmente a Chert, y marcan la diferencia entre Caballos superior (0 – 7.3%) y el inferior (8- 50%), parte de los cuales podría corresponder a material volcánico silicificado. La matriz (0-20%) corresponde a matriz arcillosa tipo illita principalmente y menormente a limoarcillosa. Como materiales cementantes se tienen:

Sílice: (0-15.8%) es más notorio en Caballos superior.

Caolinita: (0-18.7%) es más abundante en Caballos inferior.

Carbonato: presente en la base de Caballos superior e inferior, corresponde a carbonato rico en hierro y dolomita.

Siderita: presente en los intervalos 2615' – 2620.5' (0.6- 21.5%) y en 2652.5'-2658.5' (0.3- 1.6%) del pozo SC-2.

Cemento arcilloso: (0-5%) característico de Caballos inferior, corresponde a mineral arcilloso reemplazando granos.

Pirita: común en Caballos superior.

En Santa Clara la porosidad primaria intergranular predomina sobre la porosidad secundaria por disolución de granos y/o cemento, y las bajas permeabilidades en algunas muestras con buenas porosidades Boyle coinciden con la presencia de

²⁷ Ecopetrol GAM. Ficha Técnica del campo Santa Clara.

²⁸ Páez, J.D., Gómez, M.P., y otros, 2003. Screening Eor Campos de la Gerencia del Alto Magdalena (GAM-ECP)- Fase II. Instituto Colombiano del Petróleo, División de Producción, Programa de Daños a la Formación. Piedecuesta, Colombia.

caolinita, adicionalmente el tamaño de grano es el factor textural que controla la permeabilidad.

2.4.4.2 Interpretación Estructural²⁸

El modelo estructural basado en la interpretación del programa sísmico 3D realizada por las gerencias de yacimientos y Alto Magdalena, presenta un modelo, en donde se define la estructura del campo como un anticlinal asimétrico elongado cuyo eje tiene una dirección principal norte-sur, con cabeceo tanto al norte como al sur. El anticlinal tiene 5.5 Km de largo y 2.7 Km de ancho. El cierre máximo es de 800 pies medidos entre los contornos estructurales de -200 y -1000.

Hacia el flanco Occidental el anticlinal se encuentra limitado por la falla de Santa Clara, un back-thrust de la falla regional de San Francisco. El flanco oriental posee cierre propio. La estructura del campo muestra que el buzamiento de su flanco Oeste es de 6° menor que al Este en donde alcanza los 9°.

De la falla de Santa Clara se desprenden varias fallas inversas (satélites), con orientación preferencial SW-NE-E, de carácter sellante, generando varios bloques dentro del campo y por lo tanto controlando el desplazamiento de los fluidos dentro del mismo.

2.4.5 Campo Dina Terciarios

El campo Dina Terciarios está localizado en la cuenca del Valle Superior del Magdalena, en la Sub-cuenca de Neiva a unos 17 kilómetros al norte de la capital del departamento del Huila.²⁹

2.4.5.1 Estratigrafía³⁰

²⁹ Ecopetrol GAM. Ficha Técnica del campo Dina Terciario.

³⁰ Superintendencia de Yacimientos y Producción, 2008. Balance de Reservas Campo Dina Terciarios.ppt.

El campo DT se encuentra localizado en la sub-cuenca de Neiva, la cual tiene un rumbo Noreste, y está limitada en sus dos flancos por frentes de falla de las cordilleras central y oriental.

campo Dina Terciarios es conformado por las siguientes formaciones:

- Formación Honda (Terciario superior-Mioceno),
- Formación Barzalosa (Terciario-Oligoceno),
- Grupo Chicoral (Eoceno),
- Formación Doima (Oligoceno), y,
- Formación Monserrate (K-4) cretácico.

La formación Honda, que es la principal formación productora, en sus niveles productores de hidrocarburos, se encuentra sub-dividida en 8 unidades (TH2, TH3, TH3A, TH4, TH5, TH6, TH7 y TH8) con características geológicas, petrofísicas y de producción independientes. Las arenas de la formación Honda son semiconsolidadas, ocasionalmente conglomeráticas, el tamaño de grano varía de fino a muy grueso y de acuerdo con análisis de corazones de Dina-12 y DT-33 son litoarenitas de grano medio y regular selección, compuestas principalmente de cuarzo, feldespato y matriz arcillosa, la cual, a su vez, está compuesta principalmente de líticos que corresponden a fragmentos de roca que en su gran mayoría son volcánicas, trazas de dúctiles (moscovita, biotita), accesorios (hornblenda) y minerales pesados (pirita, magnetita, piroxeno). El mineral arcilloso predominante es la smectita, la cual constituye el 90% de la fracción arcillosa; además se identificó la presencia de illita, clorita y caolinita.

2.4.5.2 Interpretación Estructural³⁰

Estructuralmente el campo Dina Terciario a nivel de la formación Honda corresponde a un anticlinal con dirección Norte-Sur. El anticlinal tiene cierre propio y se encuentra dividido en bloques por dos fallas inversas que corresponden a

back thrust de la localizada hacia el este del campo. Cada bloque tiene sus particulares comportamientos de mecanismos de producción y sus diferentes niveles de contactos de fluidos. Igualmente se identifica una falla con rumbo este-oeste al norte del campo.

2.4.6 Campo Tenay

El campo Tenay se encuentra localizado al norte de la ciudad de Neiva (Huila) en la cuenca del Valle Superior del Magdalena.³¹

2.4.6.1 Estratigrafía³²

En el campo Tenay se atraviesan las formaciones del Terciario (Honda, Barzalosa, Doima, Chicoral) y las formaciones del Cretáceo (Monserate, Villeta y Caballos). El principal yacimiento productor es la formación Caballos del Cretáceo inferior (Aptiano – Albiano). Sin embargo las calizas del Tetuán de la formación Villeta presentan expectativas de producción; así como también las formaciones del Terciario. Aunque la formación Caballos en el área de Neiva presenta tres unidades: Caballos superior (UKB), medio (MKB) e inferior (LKB), en el campo Tenay por complejidad estructural solo se encuentra presente la unidad de Caballos superior.

A su vez Caballos superior está dividida en los intervalos UKB1 y UKB2. En el campo Tenay está presente el intervalo UKB1, el cual es el yacimiento productor. Los intervalos correspondientes a UKB2 están ausentes por fallamiento.

La formación Caballos, específicamente la unidad superior, que es la formación productora del campo Tenay está constituida principalmente por areniscas entre 40-60 pies de espesor, de grano medio a fino, intercalada con niveles delgados de

³¹ Ecopetrol GAM. Ficha Técnica del campo Tenay.

³² Programa Daños a la Formación-ICP y Departamento de Yacimientos-GAM. Estudio de Daño a la formación Tenay. Ecopetrol-ICP.

arcillas y lentes de carbón. Las arenas de la formación Caballos evidencian un buen grado de madurez textural como mineralógico. El tipo de roca es cuarzoarenita (95% de Cuarzo), relativamente limpias (arcillosidad inferior al 10%). El principal mineral arcilloso es la caolinita generada por la alteración de feldespatos durante la diagénesis. Al tope de la formación hay mínima presencia de carbonatos.

El espesor de la formación Caballos presente en los pozos del campo Tenay, está cortado debido a la falla Tenay asociada al sistema de fallamiento regional inverso Dina-Cretáceo-Palgrande. El pozo Tenay-3, el más occidental y bajo en la estructura, tiene un espesor mayor comparado con el Tenay-1 y Tenay-2.

2.4.6.2 Interpretación Estructural³²

El campo Tenay corresponde a una trampa estructural formando un monoclinal producto de la falla inversa de Tenay, que lo limita al este. Al oeste el yacimiento está limitado por un contacto agua-petróleo hipotético (sistema de fallas tipo Backtrust que permiten la compartamentalización del yacimiento), punto donde la estructura se horizontaliza para levantarse nuevamente. Los lineamientos en dirección SW-NE, permiten separación de bloques en el yacimiento.

Desde el punto de vista geológico el yacimiento se encuentra dentro de un sistema estructural tipo compresivo, definido por el sistema de la falla de cabalgamiento Dina - Cretáceo – Palgrande que en las cercanías del campo Tenay corresponde a la falla de Tenay. Este cabalgamiento inicialmente tuvo un gran desplazamiento a lo largo de superficie de despegue a nivel de la unidad de Caballos medio y sólo la unidad de Caballos superior fue llevada a la posición de bloque colgante acuñándose contra la formación Villeta de carácter sellante, formándose así la respectiva trampa.

2.4.7 Campo Palogrande – Cebú

El campo Palogrande- Cebú, operacionalmente denominado PG-CB, está localizado en el departamento del Huila a 10 Km. al norte de la ciudad de Neiva.³³

2.4.7.1 Estratigrafía³⁴

Operacionalmente la formación Monserrate principal productora del campo PG-CB es denominada K4. Esta unidad de carácter arenoso equivale en litología y tiempo con la parte superior del grupo Guadalupe. La formación Monserrate (K4) corresponde a depósitos progradantes de limos y arenas lodosas a areniscas cuarzosas en un ambiente netamente marino en zonas de frente de costa “Shoreface”, costa afuera “Offshore” y localmente facies de prodelta asociados a una secuencia de Highstand System Track (HST).

2.4.7.2 Interpretación Estructural³⁵

El campo (CB), (PG) corresponde a una trampa de tipo estructural de anticlinal asimétrico fallado inversamente con una componente estratigráfica representada por la discordancia angular del Eoceno-Oligoceno que provocó erosión de la parte superior de la Formación Monserrate , poniendo en contacto arenas de la formación Monserrate con arenas basales de la formación Barzalosa las cuales aportan producción en algunos pozos.

La estructura de los campos PG, CB y los asociados (DK y PJ), al nivel de la formación Monserrate, corresponden a anticlinales de rumbo principal NS, limitados en su flanco oriental por fallas inversas. Para el campo PG, la falla inversa principal que lo limita al oriente se denominó Tenay-Palogrande. El anticlinal está compartimentalizado por el efecto de una serie de

³³ Ecopetrol GAM. Ficha Técnica del campo Palogrande-Cebú.

³⁴ Ecopetrol-ICP. Modelo Geológico Campo Palogrande-cebú.doc.

³⁵ Ecopetrol-ICP. Informe: Interpretación Estructural Campo Palogrande-Cebú V.S.M.

retrocabalgamientos de dicha falla que ocasionan en general desplazamientos de poco salto (20 - 50 pies en promedio) pero que dislocan los bloques reflejándose en cambios en el buzamiento de las capas y se relevan el salto de falla de occidente a oriente y de sur a norte

La falla principal, Tenay-Palgrande CB-PG, posee una vergencia oriental y corresponde a un sistema de fallas que se extiende de sur a norte y que constituye el límite oriental de los campos mencionados, PJ, CB, PG y DK; posee su despegue generalmente en la secuencia de lodolitas de la formación Villeta, pero este varía de sur a norte incluyendo o no la formación Caballos en su bloque levantado.

En el área de estudio los retrocabalgamientos de mayor importancia son los denominados ICP-backthrust–Tenay-5 e ICP-backthrust–Tenay-4, que separan las estructuras de los campos de PG – CB y PG – DK respectivamente. Están relacionados a la falla satélite o a Tenay-Palgrande directamente, y su presencia en la estructura responde a falta de espacio para encajar la deformación de vergencia oriental.

2.4.8 Campo Hato Nuevo

El campo Hato Nuevo se encuentra ubicado en el departamento de Huila, al noroeste de la ciudad de Neiva, a 30 kilómetros por la vía al municipio de Villavieja.³⁶

2.4.8.1 Estratigrafía³⁷

Los pozos del campo Hato Nuevo se perforaron a una profundidad promedio de 6700 pies, atraviesan una secuencia sedimentaria conformada por rocas que van

³⁶Ecopetrol GAM. Ficha Técnica del campo Hato Nuevo.

³⁷Ecopetrol-ICP. Campo Hato Nuevo.doc.

desde el Terciario (formaciones Honda, Barzalosa, Doima, Chicoral y Guaduas), cretácico (formaciones Monserrate, Villetas y Caballos) hasta el basamento económico, que para el sector corresponden a rocas de edad Jurásico (Formación Saldaña).

La formación Caballos es la formación productora en el campo Hato Nuevo y está constituida principalmente por areniscas entre 40 y 120 pies de espesor, de grano medio a fino, intercaladas con niveles delgados de arcillas y lentes de carbón.

La formación Caballos en el área Neiva presenta tres unidades operacionales (Caballos superior, medio e inferior). En el campo Hato Nuevo se encuentra presente las tres unidades de la formación Caballo.

2.4.8.2 Interpretación Estructural³⁷

El tipo de estructura es el denominado de cabalgamiento, teniendo sello lateral la formación Villeta. Esta estructura corresponde a una imbricación del sistema de deformación característico en el flanco oriental del bloque Neiva.

El campo Hato Nuevo se encuentra dentro de un sistema estructural de tipo compresivo, definido por el sistema de la falla de cabalgamiento Dina-Cretáceo-Palgrande que en las cercanías del campo Hato Nuevo corresponde a la falla de Hato Nuevo. Este cabalgamiento inicialmente tuvo un gran desplazamiento a lo largo de una superficie de la unidad inferior de la formación Caballos, acuñándose contra la formación Villeta de carácter sellante, formándose así la respectiva trampa. El campo Hato Nuevo estructuralmente corresponde a un monoclinal limitado al este por la falla de Hato Nuevo y al oeste por un contacto agua/petróleo.

3. CLASIFICACIÓN DE LOS CRUDOS Y SUS CARACTERÍSTICAS GENERALES SEGÚN “LA BASE”³⁸

3.1 CLASIFICACIÓN DE LOS CRUDOS. Los petróleos crudos para su estudio, análisis, venta y procesamiento, se clasifican en varios grupos llamados “bases”, de acuerdo a su constitución química, es decir, según los tipos y cantidades relativas de hidrocarburos presentes en ellos, ya que todos los crudos, como se mencionó antes, son mezclas complejas de las diferentes series.

No se ha logrado aún un método de clasificación para los petróleos que haya alcanzado éxito. Se aplican fácilmente sistemas basados en una inspección superficial incluyendo alguna propiedad física, tal como la densidad relativa, y esta o la gravedad API se usan actualmente con gran frecuencia para expresar la calidad de los crudos. Un tal sistema indica aproximadamente el carácter general de un crudo pero de ningún modo su composición química precisa. Así, entre los crudos de un área, un aceite de densidad 35 API es usualmente más valioso que uno de densidad de 30 API porque contendrá más fracciones livianas (gasolina, etc.) y menos constituyente asfálticos pesados, que lo harían poco adecuado para obtener productos refinados.

3.1.1 Clasificación en EE.UU. y el resto de América.

Se han establecido tres “bases” principales de petróleos crudos, que son:

- Crudos de base parafínica

Cuando los parafínicos están en cantidades mayores del 75%

- Crudos de base nafténica.

³⁸ Carrillo, J., 1985. Propiedades del Petróleo. Universidad Nacional de Colombia. Medellín, Colombia. 61 – 73.

Llamada también base asfáltica. Cuando los hidrocarburos cicloparafínicos están en cantidades mayores de 75%

- Crudos de base mixta o intermedia.

Cuando en los crudos la proporción de parafínicos y cicloparafínicos sea aproximadamente 45% de cada una de esas series.

3.1.2 Clasificación en Europa, Asia y otras regiones del mundo.

Se han establecido tres bases principales y tres mixtas o intermedias, a saber:

3.1.2.1 BASES PRINCIPALES.

- Base parafínica

Cuando los hidrocarburos parafínicos están en cantidades mayores de 75%.

- Base nafténica.

Cuando los hidrocarburos cicloparafínicos están en cantidades mayores de 75%.

- Base aromática.

Cuando el contenido de hidrocarburos bencénicos es mayor del 50%.

3.1.2.2 BASES MIXTAS.

- Base nafténicas-parafínicas

Cuando el contenido de estas dos series están en la proporción de 60 y 30% respectivamente.

- Base nafténica-aromática

Cuando el contenido de las dos series son aproximadamente de 45%.

- Base parafínico-nafténico-aromática.

Cuando el contenido de las tres series sea de 33% de cada una de ellas aproximadamente.

Este sistema es del máximo valor para el refinador, ya que indica casi en seguida, y en términos generales, la naturaleza de los productos, el sistema de refinado requerido y las dificultades probables que se encontrarán.

Para determinar a qué base en particular pertenece un determinado crudo, existen varios métodos, que podemos catalogar a grandes rasgos como método científico y métodos empíricos.

3.2 CARACTERISTICAS GENERALES DE LOS PETROLEOS CRUDOS SEGÚN SU BASE³⁸

3.2.1 Crudos de base parafínica.

Crudos 100% parafínicos son muy escasos en la naturaleza, pero todos aquellos crudos que contengan 75% o más de hidrocarburos parafínicos, pertenecen a esta base, como ya se ha mencionado antes. El prototipo de petróleos de esta base en el mundo son los de Pensilvania. (EE.UU), que contiene entre 90 y 99% de estos hidrocarburos. Los crudos parafínicos en Colombia contienen entre 75 y 85% de este tipo de hidrocarburos, como los de Orito y río Zulia (cerca de Cúcuta).

Las características físicas más sobresalientes de este tipo de crudos son las siguientes: son livianos, fluidos, inoloros y de colores claros (verde, anaranjados, rojizos, etc). Generalmente están libres de contaminantes orgánicos (solo trazas algunas veces) e inorgánicos. Dan un alto rendimiento en productos livianos (gasolinas, disolventes y querosenes) y aceites lubricantes de buena calidad. De estos lubricantes y con el proceso denominado “desparafinado” se obtienen ceras parafínicas (parafinas y vaselina).

El rendimiento en gasolina es del orden del 30 al 40%, pero que su octanaje es bajo, aunque su susceptibilidad al TEL es mayor que en cualquier otro tipo de gasolina.

El costo de refinamiento de los productos es relativamente bajo, por lo que ya se dijo: carecen de contaminantes y de hidrocarburos indeseables.

El precio es más alto en cuanto a crudos producidos.

Solo la cuarta parte del petróleo producido en el mundo hasta momento pertenece a esta "Base". En Colombia solo el 20% del petróleo producido es de base parafínica.

3.2.2 Crudos de base nafténica o asfáltica.

Crudos 100% nafténicos no existen en la naturaleza, pero todos aquellos que contengan el 75% o más de hidrocarburos cicloparafínicos pertenecen a esta clase. El prototipo de petróleos de esta clase en el mundo son los de California y costa del golfo en los EE.UU. y algunos de Rusia que contienen de 80 y 85% de este tipo de hidrocarburos.

Las características físicas más sobresalientes de estos crudos son las siguientes: son pesados, viscosos, mal olientes y de color negro. Casi siempre están contaminados por compuestos orgánicos e inorgánicos, en cantidades por lo general relativamente altas.

Dan bajo rendimiento en productos livianos, así por ejemplo el rendimiento en gasolina es inferior al 20%, casi siempre, sin embargo esta gasolina es de buena calidad antidetonante, pero la susceptibilidad al TEL es baja (debido a la presencia de compuestos sulfurados en ella).

Los aceites lubricantes procedentes de ellos son de mala calidad en cuanto a índice de viscosidad y otras propiedades. Del residuo de su destilación al vacío se obtienen asfaltos de buena calidad (de ahí su nombre de crudos asfálticos).

El costo de refinamiento de los productos de este tipo de crudos es alto, debido a la presencia de contaminantes a veces en cantidades apreciables, que deben eliminarse de ellos a través de procesos de refinamiento muy costosos.

Las dos terceras partes del petróleo producido en el mundo pertenecen a esta base. En Colombia, el 60% de petróleo producido pertenece a esta clase de crudo.

3.2.3 Crudos de Base aromática o bencénica.

Todos aquellos petróleos crudos cuyo contenido de aromáticos sea del 50% o más se clasifican en esta base. Son muy escasos en la naturaleza y sobre todo en el continente americano. Petróleos típicos de esta clase son algunos de California (EE.UU), de los Montes Urales (Rusia) y sobre todo los de Borneo y Sumatra. En Colombia no hay crudos que se puedan catalogar como pertenecientes a esta base.

Las características físicas más sobresalientes de este tipo de crudos, la podemos sintetizar en la siguiente forma: son pesados, viscosos, color oscuros, olor un poco alquitranado, presentan fluorescencia muy marcada cuando se exponen a la luz ultravioleta. Por lo general están contaminados en cantidades apreciables por compuestos orgánicos inorgánicos.

Dan bajo rendimiento en gasolina (no más del 15%) aunque de óptimas cualidades en cuanto a octanaje. También se puede obtener de ellos buenos disolventes orgánicos (benceno, tolueno, xilol, etc); estos crudos no se procesan para obtener de ello querosenes ni lubricantes por que la presencia de hidrocarburos aromáticos en esta clase de derivados es inconveniente o perjudicial.

El costo de refinamiento de los productos de este tipo de crudos es alto, debido a la presencia de contaminantes sobre todo sulfurados y oxidados.

El precio promedio de estos crudos es bastante alto, primero por su escasez en el mundo y segundo porque la mayoría de sus productos son la materia prima por excelencia de la industria petroquímica.

El petróleo producido en el mundo de este tipo es más bien poco. En Colombia no se produce petróleo de esta clase hasta el momento.

3.2.4 Crudos de base mixta o intermedia.

Como el nombre lo indica son todos aquellos crudos que poseen parafínicos y nafténico en proporciones que puedan oscilar entre 60 y 30% de esas dos clases de hidrocarburos respectivamente.

En consecuencia todos estos crudos poseen propiedades o características físicas y rendimiento intermedios entre los dos primeros tipos de crudos estudiados.

En Colombia un 20% o quizás más del petróleo producido se ha catalogado de esta base.

4. CARACTERIZACIÓN DE LOS CRUDOS SEGÚN SU BASE

A continuación se muestra en dos tablas la información recopilada a partir de las pruebas PVT y pruebas de destilación simulada TBP proporcionadas por ECOPETROL – ICP³⁹. La tabla 1 contiene la información que reportan los diferentes análisis PVT de los campos estudiados y la tabla 2 reporta los datos obtenidos en las pruebas de destilación simulada TBP de los campos estudiados.

Tabla 1. Datos reportados por las pruebas PVT.

Campo	Muestra	API	γ_{c7+}	M _{c7+} [g/mol]
Dina Cretáceos	Dina Cretáceo 3	19	0,94	339
	Dina Cretáceo 15 (Zona A)	22,1	0,921	322
	Dina Cretáceo-15 (Zona B)	21,6	0,924	327
Dina Terciarios	Dina Terciario 2	17,3	0,951	368
	Dina Terciario 11	16,4	0,957	363
Hato Nuevo	Hatonuevo 1	33	0,86	190
Palogrande – Cebú	Palogrande 15	19,2	0,953	393
Santa Clara	Santa Clara 11 (PVT2)	28	0,887	270,63
Tenay	Tenay 1 PVT1	32	0,853	201

Fuente: Autores

³⁹Ecopetrol-ICP. Muestras pozos V2.xls.

Tabla 2. Datos reportados por las pruebas de destilación simulada TBP.

			Destilación simulada ASTM-D 5307
CAMPO	MUESTRA	%Volumen	Tb (°C)
Brisas	Brisas 1	10	167,7
		30	315,9
		50	436,3
		68	548,7
Dina Terciarios	Dina terciario 10	10	157,6
		30	321,8
		50	452,5
		66	562,4
	Dina Terciarios 50	10	197,7
		30	361,6
		50	492,1
		60	563,1
	Dina Terciarios 54	10	202,2
		30	350
		50	469,4
		65	564,9
	Dina Terciarios 59	10	170,8
		30	330,2
		50	457,2
		64	549,2
Palogrande – Cebú	Palogrande 5	10	151,3
		30	311
		50	436,4
		67	541
Tenay	Tenay 2	10	103,4
		30	189,6
		50	281,7
		70	380,7
		90	511,9

Fuente: Autores

4.1 FACTOR DE CARACTERIZACIÓN DE WATSON⁴⁰

Watson, Nelson y Murphy (1935) introdujeron un factor de caracterización ampliamente usado, comúnmente conocido como el *factor de caracterización de Watson* o *factor de caracterización de productos universales del petróleo* (UOP), basado en el punto normal de ebullición y la gravedad específica. Este parámetro de caracterización está dado por la siguiente expresión:

$$K_w = \frac{T_b^{1/3}}{\gamma} \quad \text{Ec. 4.1}$$

Donde:

K_w : Factor de caracterización de Watson

T_b : Temperatura normal de ebullición, °R

γ : Gravedad específica

El parámetro de caracterización K_w varía aproximadamente desde 8.5 a 13.5 de la siguiente manera:

- Para compuestos parafínicos K_w varía de 12.5 a 13.5.
- Para compuestos nafténicos K_w varía de 11 a 12.5.
- Para compuestos aromáticos K_w varía de 8.5 a 11.

En algunos casos el valor de K_w tiende a superponerse en estas tres familias de hidrocarburos, originando que una combinación de compuestos parafínicos y aromáticos "aparenten" ser un compuesto nafténico. Sin embargo, estos factores

⁴⁰ Ahmed, T., 2007. Equations of State and PVT Analysis: Applications For Improved Reservoir Modeling. Gulf Publishing Company, Houston, Texas. 59-93.

de caracterización son usados esencialmente para proveer una medida cualitativa de la composición de una fracción de petróleo.

El factor de caracterización de Watson es ampliamente usado como parámetro para correlacionar propiedades de fracciones del petróleo como el peso molecular, viscosidad, presión de vapor y propiedades críticas.

A continuación se muestran diferentes métodos para hallar el valor del factor de caracterización de Watson K_w , teniendo en cuenta la información obtenida a partir de los análisis PVT y también de las pruebas de destilación TBP.

4.2 CORRELACIÓN GENERALIZADA DE WHITSON

Whitson (1980) sugiere que el factor de Watson puede correlacionarse con el peso molecular y la gravedad específica en la siguiente expresión: ⁴⁰

$$K_w \approx 4,5579 \left(\frac{M^{0,15178}}{\gamma^{0,84573}} \right) \quad \text{Ec. 4.2}$$

Donde:

K_w : Factor de caracterización de Watson.

M : Peso molecular de la fracción C_{7+} . g/mol

γ : Gravedad específica de la fracción C_{7+} .

La tabla 3 muestra los valores obtenidos a partir de la correlación generalizada de Whitson para las muestras de los campos en estudio.

Tabla 3. Factores de caracterización de los crudos del bloque Neiva por Whitson.

Campo	Muestra	\square_{C7+}	M_{C7+} [g/mol]	K_w
Dina Cretáceos	Dina Cretáceo 3	0,94	339	11,628
	Dina Cretáceo-15 (Zona A)	0,921	322	11,739
	Dina Cretáceo-15 (Zona B)	0,924	327	11,734
Dina Terciarios	Dina Terciario 2	0,951	368	11,659
	Dina Terciario 11	0,957	363	11,573
Hato Nuevo	Hatonuevo 1	0,86	190	11,482
Palogrande – Cebú	Palogrande 15	0,953	393	11,755
Santa Clara	Santa Clara 11 (PVT2)	0,887	270,6	11,803
Tenay	Tenay 1 PVT1	0,853	201	11,661

Fuente: Autores

Los valores para K_w en la correlación generalizada de Whitson son los mismos propuestos por Watson, de manera que según el rango todos los crudos de estudio son base nafténica.

4.3 MÉTODO DE CARACTERIZACIÓN DE ROWE⁴⁰

Rowe (1978) propuso una serie de correlaciones para estimar el punto de ebullición normal, la temperatura crítica y la presión crítica de la fracción de heptano-más (C₇₊). La predicción de las propiedades del C₇₊ se basa en la suposición que la fracción pesada se comporta como un hidrocarburo parafínico normal. Rowe usó el número de átomos de carbono, *n*, como el único parámetro correlacionante. El propuso las siguientes fórmulas para caracterizar la fracción de C₇₊ en términos de la temperatura crítica y la temperatura de punto de ebullición.

$$\alpha = 2,95597 - 0,090597n^{2/3} \quad \text{Ec. 4.3}$$

$$n = \frac{M_{C_{7+}}^{-2}}{14} \quad \text{Ec. 4.4}$$

$$(T_c)_{C_{7+}} = 1,8(961 - 10^\alpha) \quad \text{Ec. 4.5}$$

Donde:

$M_{C_{7+}}$: Peso molecular de la fracción C₇₊. g/mol

$(T_c)_{C_{7+}}$: Temperatura crítica de la fracción C₇₊. °R.

$$(T_b)_{C_{7+}} = 0,0004347(T_c)_{C_{7+}}^2 + 265 \quad \text{Ec. 4.6}$$

Donde:

$(T_b)_{C_{7+}}$: Temperatura de ebullición. °R.

La tabla 4 muestra los resultados para temperatura crítica y temperatura de ebullición obtenidos utilizando las correlaciones propuestas por Rowe para la caracterización de fracciones C₇₊ y aplicando la fórmula de caracterización de

crudos según su base propuesta por Watson. Mediante la aplicación de este método también se determinó que los crudos son base nafténica.

Tabla 4. Factores de caracterización de los crudos del bloque Neiva por Rowe.

Campo	Muestra	M _{C7+} [g/mol]	n	a	T _c (°R)	T _b (°R)	K _w
Dina Cretáceos	Dina Cretáceo 3	339	24	2,202	1443,0	1170,3	11,21
	Dina Cretáceo 15 (Zona A)	322	23	2,223	1428,8	1152,4	11,38
	Dina Cretáceo 15 (Zona B)	327	23	2,223	1428,8	1152,4	11,35
Dina Terciarios	Dina Terciario 2	368	26	2,160	1469,1	1203,2	11,18
	Dina Terciario 11	363	26	2,160	1469,1	1203,2	11,11
Hato Nuevo	Hatonuevo 1	190	13	2,455	1216,5	908,32	11,26
Palogrande – Cebú	Palogrande 15	393	28	2,120	1492,1	1232,9	11,25
Santa Clara	Santa Clara 11 (PVT2)	270,6	19	2,310	1361,5	1070,8	11,53
Tenay	Tenay 1 PVT1	201	14	2,429	1245,6	939,49	11,48

Fuente: Autores

4.4 DESTILACIÓN SIMULADA TBP

Ecopetrol – ICP facilitó para este estudio datos de pruebas de destilación TBP, utilizando la destilación simulada ASTM – D 5307. Para evaluar estos datos se utilizaron también los datos de los PVT y se obtuvo Kw mediante el método UOP 375 – 07: Cálculo del Factor de Caracterización UOP y Estimación del Peso Molecular de los Crudos⁴¹:

1. Se calcula el punto de ebullición promedio volumétrico, (°F):

$$V = \frac{B_{10} + B_{30} + B_{50} + B_{70} + B_{90}}{5} \quad \text{Ec. 4.7}$$

Donde:

B_{10} = Temperatura de destilación ASTM al 10%, °F

B_{30} = Temperatura de destilación ASTM al 30%, °F

B_{50} = Temperatura de destilación ASTM al 50%, °F

B_{70} = Temperatura de destilación ASTM al 70%, °F

B_{90} = Temperatura de destilación ASTM al 90%, °F

V = Punto de ebullición promedio volumétrico, °F.

2. Se calcula la pendiente de destilación, °F/%vol.:

$$S = \frac{B_{90} - B_{10}}{80} \quad \text{Ec. 4.8}$$

Donde:

B_{10} y B_{90} = Definidas previamente.

S = Pendiente de destilación. °F/%vol.

80= Constante, %vol. (90 – 10 %vol.)

3. Se calcula el punto de ebullición promedio cúbico, °F:

$$C = A + VE \quad \text{Ec. 4.9}$$

Donde:

⁴¹ Calculation of UOP Characterization Factor and Estimation of Molecular Weight of Petroleum Oils. UOP Method 375 - 07. Honeywell Company. 12 - 13.

A = Definida por la ec. 4.10

C = Punto de ebullición promedio cúbico.

E = Definido por la ec. 4.11

V = Punto de ebullición promedio volumétrico, °F (ec. 4.7)

$$A = -0,581S^2 - 1,339S \quad \text{Ec. 4.10}$$

Donde:

A = Factor de corrección.

S = Definida previamente.

$$E = 0,000297S^2 + 0,001438S + 1 \quad \text{Ec. 4.11}$$

Donde:

E = Factor de corrección.

S = Definida previamente.

4. Se calcula el factor de caracterización Kuop:

$$K = \frac{(C+459,7)^{1,25}}{D} \quad \text{Ec. 4.12}$$

C = Punto de ebullición promedio cúbico. (ec. 4.9)

D = Densidad relativa.

K = Factor de caracterización UOP.

En los datos suministrados por Ecopetrol – ICP se encontró que en algunos casos no se reportan datos para 70% y 90% de volumen recuperado, por lo tanto se realizó la curva ASTM y se extrapoló para obtener estos valores de Tb.

En la tabla 5 se muestra los datos de destilación simulada con los que se trabajaron.

Tabla 5. Valores de TBP utilizados para el cálculo de la Tb.

CAMPO	MUESTRA	%Volumen	T _b (°C)	V (°C)	V (°F)	S
Brisas	Brisas 1	10	167,7	441,98	827,6	6,9
		30	315,9			
		50	436,3			
		70	570			
		90	720			
Dina Terciarios	Dina Terciarios 10	10	157,6	454,38	849,9	7,3
		30	321,8			
		50	452,5			
		70	600			
		90	740			
	Dina Terciarios 50	10	197,7	498,28	928,9	7,5
		30	361,6			
		50	492,1			
		70	640			
		90	800			
	Dina Terciarios 54	10	202,2	480,32	896,6	7,1
		30	350			
		50	469,4			
		70	610			
		90	770			
	Dina Terciarios 59	10	170,8	461,64	863,0	7,4
		30	330,2			
		50	457,2			
		70	590			
90		760				
Palogrande – Cebú	Palogrande 5	10	151,3	433,74	812,7	7,0
		30	311			
		50	436,4			
		70	560			
		90	710			
Tenay	Tenay 2	10	103,4	293,46	560,2	5,1
		30	189,6			
		50	281,7			
		70	380,7			
		90	511,9			

Fuente: Autores

La tabla 6 muestra los valores de K_w obtenidos a partir de los datos de pruebas de destilación simulada.

Tabla 6. Factores de caracterización de los crudos del área de Neiva utilizando datos de pruebas de destilación simulada.

CAMPO	MUESTRA	V (°F)	S	A	E	C	D	K
Brisas	Brisas 1	827,6	6,9	-36,9	1,0	810,6	0,916	11,82
Dina Terciarios	Dina Terciarios 10	849,9	7,3	-40,5	1,0	831,6	0,94	11,58
	Dina Terciarios 50	928,9	7,5	-43,0	1,0	911,6	0,94	11,82
	Dina Terciarios 54	896,6	7,1	-38,8	1,0	880,4	0,94	11,73
	Dina Terciarios 59	863,0	7,4	-41,4	1,0	844,6	0,94	11,62
Palogrande – Cebú	Palogrande 5	812,7	7,0	-37,7	1,0	795,0	0,934	11,55
Tenay	Tenay 2	560,2	5,1	-22,0	1,0	546,7	0,842	11,90

Fuente: Autores

4.5 CÁLCULO DE LA CONSTANTE DE VISCOSIDAD- GRAVEDAD (VGC) DE CRUDOS⁴²

La constante de viscosidad – gravedad (VGC) es una función útil para la caracterización aproximada de las fracciones viscosas del petróleo. Es relativamente insensible al peso molecular y está relacionada con la composición de los fluidos, si se expresa en términos de ciertos elementos estructurales. Valores de VGC cercanos a 0.8 indican muestras de carácter parafínico, mientras que valores cercanos a 1.0 indican preponderancia de estructuras aromáticas. Tal como otros indicadores de la composición de hidrocarburos el VGC no debe ser utilizado indiscriminadamente en aceites residuales, materiales asfálticos, o muestras contaminadas con cantidades apreciables de compuestos no hidrocarburos.

⁴² Standard Test Method for Calculation of Viscosity-Gravity Constant (VGC) of Petroleum Products, Designation: D2501 - 91 (Reapproved 2005). Copyright ASTM International. Asesoría ingeniero Oscar Fabián Ramírez Jaramillo del Laboratorio de Evaluación y Caracterización de Crudos.

Este método requiere calcular la viscosidad a 40°C (104°F) y la densidad a 15°C (39°F). A partir de estos datos se utiliza la siguiente ecuación para calcular el VGC:

$$VGC = \frac{G - 0,0664 - 0,1154 \log(V - 5,5)}{0,94 - 0,109 \log(V - 5,5)} \quad \text{Ec. 4.13}$$

Donde:

G: Densidad a 15°C (g/ml)

V: Viscosidad cinemática a 40°C (cst)

La tabla 7 muestra los valores de VGC correspondientes a los diferentes tipos de bases de crudos.

Tabla 7. Valores de la constante de viscosidad – gravedad para las diferentes bases de crudos.

VGC	BASE DE CRUDO	
0,98	AROMÁTICA	
0,96	↑ AROMÁTICA	↓ NAFTÉNICA
0,94		
0,92		
0,90	NAFTÉNICA	
0,88	↑ NAFTÉNICA	↓ PARAFINICA
0,86		
0,84		
0,82		
0,80	PARAFINICA	

Fuente: Autores en base a la ref. ⁴²

La tabla 7 se indica que valores de VGC de 0,8 equivalen a una muestra parafínica, a medida que aumenta el VGC aumenta el contenido de nafténicos

hasta llegar a 0,9 que corresponde a una muestra nafténica. En aumento de VGC después de 0,9 aumenta el contenido de aromáticos hasta llegar a 0,98 que corresponde a una muestra aromática.

Para aplicar la ecuación 4.13 se necesita calcular primero la viscosidad cinemática a 40°C y la densidad a 15°C a presión estándar, 14,7 psi. Entonces:

$$\mu_{Cst} = \left(\frac{\mu_a}{\rho_a} \right)_T \quad \text{Ec. 4.14}$$

Donde:

μ_{Cst} : Viscosidad cinemática, cst.

μ_a : Viscosidad absoluta del crudo, cP.

ρ_a : Densidad del crudo, g/ml.

Se debe hallar la viscosidad absoluta a 40°C y 14,7 psi. Kartoatmodjo y Schmidt⁴³ presentan una correlación para determinar la viscosidad del petróleo a condiciones de saturación o por debajo del punto de saturación. Estas correlaciones fueron obtenidas a partir de un banco de datos de 2545 puntos cubriendo crudos de Indonesia, América del Norte, Medio Oriente y América Latina.⁴³ Se propuso las siguientes expresiones:

$$\mu_{ad} = 16 * 10^8 (T - 460)^{-2,8177} (\text{Log API})^{5,7826 \text{Log}(T-460) - 26,9718} \quad \text{Ec. 4.15}$$

Donde:

μ_{ad} : Viscosidad del petróleo muerto, cP.

$$\mu_a = -0,06821 + 0,9824(f) + 0,0004034(f) \quad \text{Ec. 4.16}$$

Donde:

⁴³ Parra, R., 2005. Propiedades Físicas de los Fluidos de Yacimientos. 169.

μ_g : Viscosidad del petróleo, cP.

$$f = [0,2001 + 0,8428 * 10^{-0,000845(R_s)}] [\mu_g^{0,43 + 0,5165(Y)}] \quad \text{Ec. 4.17}$$

$$Y = 10^{-0,00081R_s} \quad \text{Ec. 4.18}$$

R_s : Relación gas en solución- petróleo. PCS/BS

Kartoatmodjo y Schmidt⁴⁴ presentan una correlación para estimar la relación gas en solución petróleo a condiciones de saturación y por debajo del punto de saturación:

Para $API \leq 30$

$$R_s = 0,05958 (\gamma_{g100})^{0,7972} (P)^{1,0014} 10^{\left(\frac{25,1405(API)}{T}\right)} \quad \text{Ec. 4.19}$$

Para $API > 30$

$$R_s = 0,03150 (\gamma_{g100})^{0,7587} (P)^{1,0937} 10^{\left(\frac{12,2895(API)}{T}\right)} \quad \text{Ec. 4.20}$$

Donde:

P: Presión, psia.

T: Temperatura, °R.

γ_{g100} : Gravedad específica del gas corregido a condiciones de separación de 100 psig, (aire=1).

La gravedad específica del gas corregida a condiciones de separación de 100psig, se halla mediante la correlación de Kartoatmodjo y Schmidt⁴⁵:

$$\gamma_{g100} = \gamma_{gs} \left[1 + 0,1595(API)^{0,4078} (T_{sep} - 460)^{-0,2466} \text{Log} \left(\frac{P_{sep}}{114,7} \right) \right] \quad \text{Ec. 4.21}$$

⁴⁴ Parra, R., 2005. Propiedades Físicas de los Fluidos de Yacimientos. 127.

⁴⁵ Parra, R., 2005. Propiedades Físicas de los Fluidos de Yacimientos. 118.

Donde:

P_{sep} : Presión del separador, psia.

T_{sep} : Temperatura del separador, °R.

γ_{gs} : Gravedad específica del gas corregido a condiciones del separador, (aire=1).

A continuación se muestran los datos proporcionados por las pruebas PVT utilizados para calcular VGC.

Tabla 8. Datos para calcular la constante de viscosidad – gravedad.

Campo	Muestra	γ_{gs}	API	P_{sep} (psia)	T_{sep} (°F)
Dina Cretáceos	Dina Cretáceo 3	0,819	19	54,7	100
	Dina Cretáceo-15 (Zona A)	0,869	22,1	54,7	100
	Dina Cretáceo-15 (Zona B)	0,838	21,6	54,7	100
Hato Nuevo	Hatonuevo 1	0,934	33	64,7	75
Palogrande – Cebú	Palogrande 15	0,804	19,2	64,7	70
Tenay	Tenay 1	0,923	32	64,7	68

Fuente: Autores

CALCULO DE LA CONSTANTE DE VISCOSIDAD – GRAVEDAD.

1. A partir de los datos de la tabla 8 y la ecuación 4.21 se calcula la gravedad específica del gas corregido a condiciones de separación de 100 psig.
2. Se calculan los valores de R_s a condiciones de 104°F y 14,7 psi con la ecuación 4.19 y 4.20, dependiendo del valor de API.

Se obtienen los siguientes resultados:

Tabla 9. Gravedad específica del gas a 100psig de separación y relación gas en solución petróleo a 104°F y 14,7 psi.

Muestra	ρ_{gs}	API	P_{sep} (psia)	T_{sep} (°F)	ρ_{g100}	T (°F)	P (Psia)	R_s (PCS/BS)
Dina Cretáceo 3	0,819	19	54,7	100	0,7742	104	14,7	2,0011
Dina Cretáceo- 15 (Zona A)	0,869	22,1	54,7	100	0,8184	104	14,7	2,4732
Dina Cretáceo- 15 (Zona B)	0,838	21,6	54,7	100	0,7897	104	14,7	2,3396
Hatonuevo 1	0,934	33	64,7	75	0,8808	104	14,7	2,6888
Palogrande 15	0,804	19,2	64,7	70	0,7667	104	14,7	2,1286
Tenay 1	0,923	32	64,7	68	0,8699	104	14,7	2,5899

Fuente: Autores

3. Con las ecuaciones 4.15 a 4.18 se calcula la viscosidad del petróleo a 104°F (40°C) y 14,7 psia. Los resultados se muestran en la tabla 10.
4. Se obtiene la viscosidad cinemática del petróleo con la ecuación 4.14, teniendo en cuenta que la viscosidad absoluta y la densidad del crudo deben estar a la misma temperatura, en este caso 104°F (40°C). La tabla 11 muestra los resultados.

Tabla 10. Viscosidad del petróleo a 104°F y 14,7 psi

Muestra	T (°F)	API	μ_{od} (cP)	R_s (PCS/BS)	Y	f	$\mu_{o104°F}$ (cP)
Dina Cretáceo 3	104	19	75,7808	2,0011	0,9963	61,9816	60,8475
Dina Cretáceo 15 (Zona A)	104	22,1	35,1122	2,4732	0,9954	29,8991	29,3167
Dina Cretáceo 15 (Zona B)	104	21,6	39,3535	2,3396	0,9956	33,3204	32,6792
Hatonuevo 1	104	33	5,4022	2,6888	0,9950	5,1038	4,9478
Palogrande 15	104	19,2	71,7570	2,1286	0,9960	58,8257	57,7459
Tenay 1	104	32	6,1883	2,5899	0,9952	5,8040	5,6360

Fuente: Autores

Tabla 11. Viscosidad cinemática a 40°C (104°F).

Muestra	$\mu_{o104°F}$ (cP)	ρ_o g/ml (104°F)	μ cst (104°F)
Dina Cretáceo 3	60,8475	0,9167	66,3790
Dina Cretáceo-15 (Zona A)	29,3167	0,8977	32,6568
Dina Cretáceo-15 (Zona B)	32,6792	0,9007	36,2815
Hatonuevo 1	4,9478	0,8369	5,9121
Palogrande 15	57,7459	0,9157	63,0650
Tenay 1	5,6360	0,8319	6,7747

Fuente: Autores

- Se halla la densidad del petróleo a 15°C (59°F) y se obtiene el valor de VGC con la ecuación 4.13. La tabla 12 muestra los resultados obtenidos:

Tabla 12. Constante de viscosidad – gravedad del petróleo.

Muestra	μ cst (104°F)	ρ_o g/ml (59°F)	VGC
Dina Cretáceo 3	66,3790	0,9394	0,89
Dina Cretáceo 15 (Zona A)	32,6568	0,9205	0,88
Dina Cretáceo 15 (Zona B)	36,2815	0,9235	0,88
Hatonuevo 1	5,9121	0,8595	0,85
Palogrande 15	63,0650	0,9382	0,89
Tenay 1	6,7747	0,8648	0,85

Fuente: Autores

5. ANÁLISIS DE RESULTADOS

En base a la información aquí compilada, geológicamente los crudos de los campos Dina Cretáceo, Palogrande – Cebú, Brisas y Pijao, tienen como formación productora la formación Monserrate; los campos Santa Clara, Hato Nuevo y Tenay tienen la formación Caballos como formación productora y para el campo Dina Terciario su formación productora es la formación Honda.

La ubicación geográfica de estos campos, asociada también con el hecho de varios campos ser productores de la misma formación, pertenecer a la subcuenca de Neiva y que en estudios como se plantea en la información aquí expuesta, los hidrocarburos provienen de la formación Villeta que ha emigrado y entrampado en formaciones como Caballos y Monserrate, indica que los resultados de Factor de Caracterización y en sí, la base deberían ser similares. De hecho así es, todos los crudos estudiados que pertenecen a la subcuenca de Neiva tienen base nafténica.

El factor de caracterización Kw se calculó mediante el uso de datos de pruebas experimentales (pruebas PVT y destilación simulada TBP) realizadas a estos crudos, aplicando la correlación de Whitson y la correlación de Rowe, cuyos resultados se muestran en la tabla 13. Se puede observar que todas las muestras tienen valores que oscilan entre 11 y 12, dentro del rango de la base nafténica.

Los datos de la pruebas PVT fueron tomadas en los años 60, 70 y 80; los datos de la destilación simulada se tomaron en los años 2005, 2006 y 2008. Esto nos indica que al pasar el tiempo la base de estos no ha cambiado, sigue siendo nafténica.

Las gráficas 1, 2 y 3 muestran la clasificación de los crudos según su base, de acuerdo a los resultados hallados del factor de caracterización de Watson

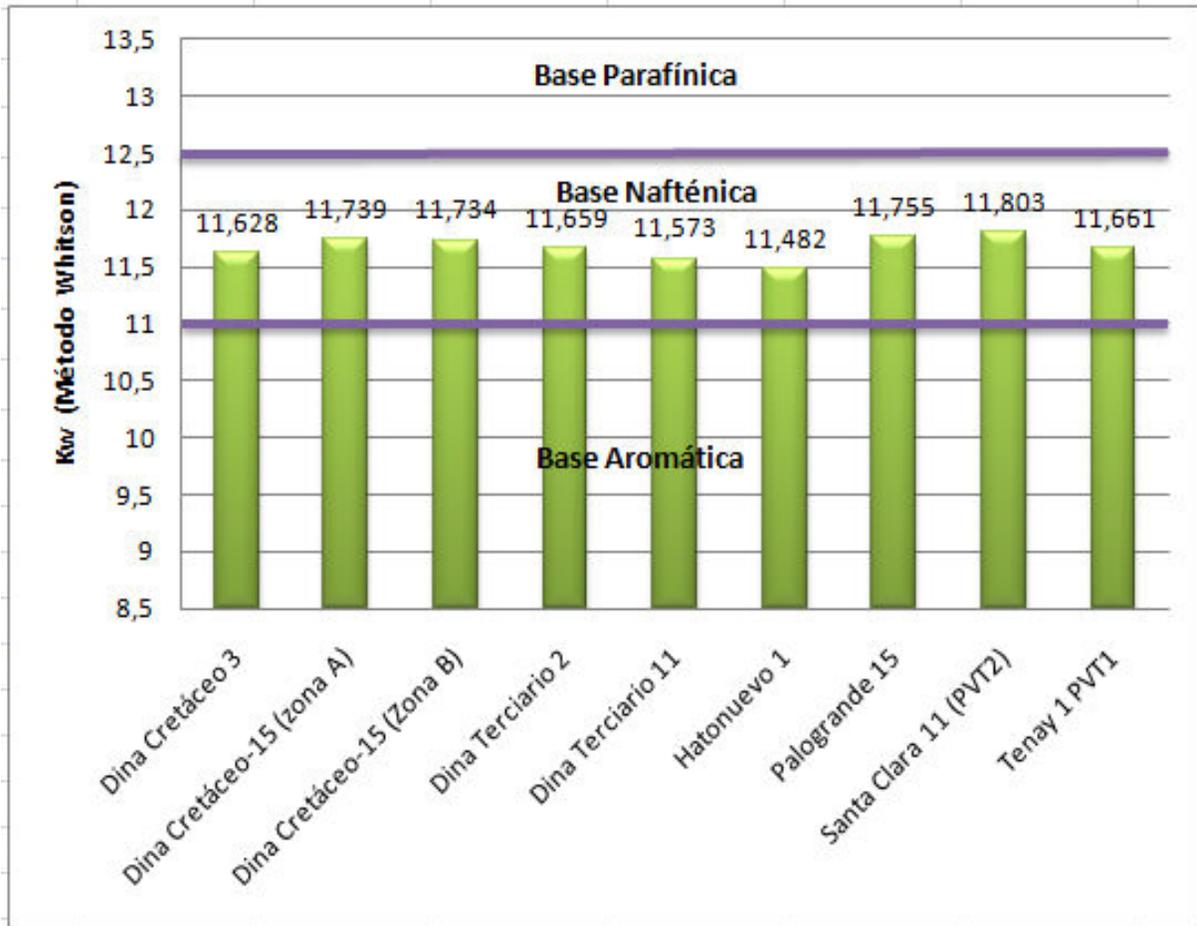
utilizando la correlación generalizada de Whitson, el método de caracterización de Rowe y los resultados de destilación simulada TBP respectivamente.

Tabla 13. Factores de caracterización para los crudos del área de Neiva por los métodos estudiados.

Campo	Muestra	K _w Whitson	K _w Rowe	K _w TBP
Brisas	Brisas 1			11,82
Dina Cretáceos	Dina Cretáceo 3	11,63	11,21	
	Dina Cretáceo-15 (Zona A)	11,74	11,38	
	Dina Cretáceo-15 (Zona B)	11,73	11,35	
Dina Terciarios	Dina Terciario 2	11,66	11,18	
	Dina Terciarios 10			11,58
	Dina Terciario 11	11,57	11,11	
	Dina Terciarios 50			11,82
	Dina Terciarios 54			11,73
	Dina Terciarios 59			11,62
Hato Nuevo	Hatonuevo 1	11,48	11,26	
Palogrande – Cebú	Palogrande 5			11,55
	Palogrande 15	11,75	11,25	
Santa Clara	Santa Clara 11	11,80	11,53	
Tenay	Tenay 1 PVT1	11,66	11,48	
	Tenay 2			11,90

Fuente: Autores

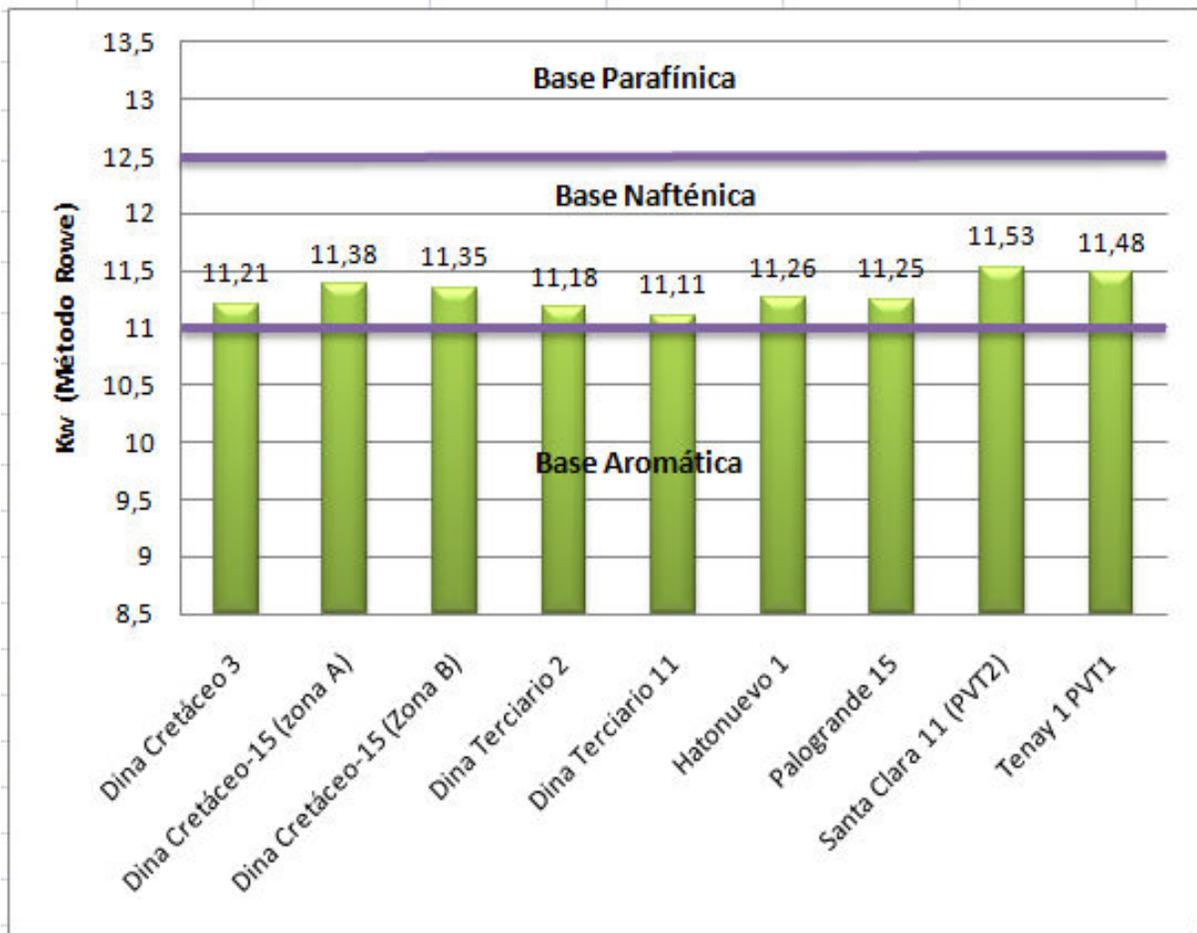
Gráfica 1. Clasificación de los crudos según su base, utilizando la correlación generalizada de Whitson.



Fuente: Autores

Al hallar los valores del factor de caracterización de Watson con la correlación generalizada de Whitson se encuentra que las muestras estudiadas de los campos Dina Cretáceos, Dina Terciario, Hato Nuevo, Palogrande-Cebú, Santa Clara y Tenay se clasifican como crudos de base nafténica.

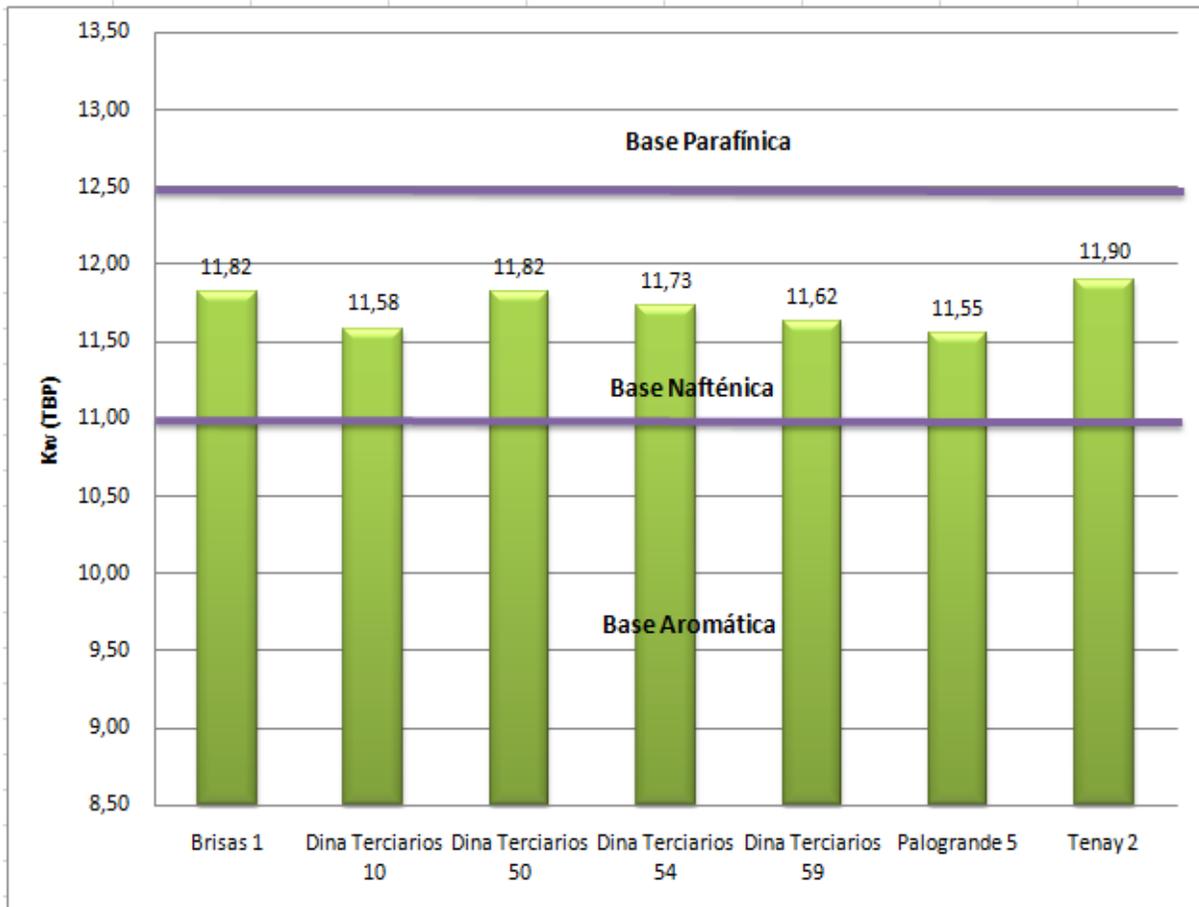
Gráfica 2. Clasificación de los crudos según su base, utilizando el método de caracterización de Rowe.



Fuente: Autores

Al hallar los valores del factor de caracterización de Watson con el método de caracterización de Rowe, se encuentra que las muestras estudiadas de los campos Dina Cretáceo, Dina Terciario, Hato Nuevo, Palogrande-Cebú, Santa Clara y Tenay se clasifican como crudos de base nafténica.

Gráfica 3. Clasificación de los crudos según su base, según los resultados de pruebas de destilación simulada TBP.

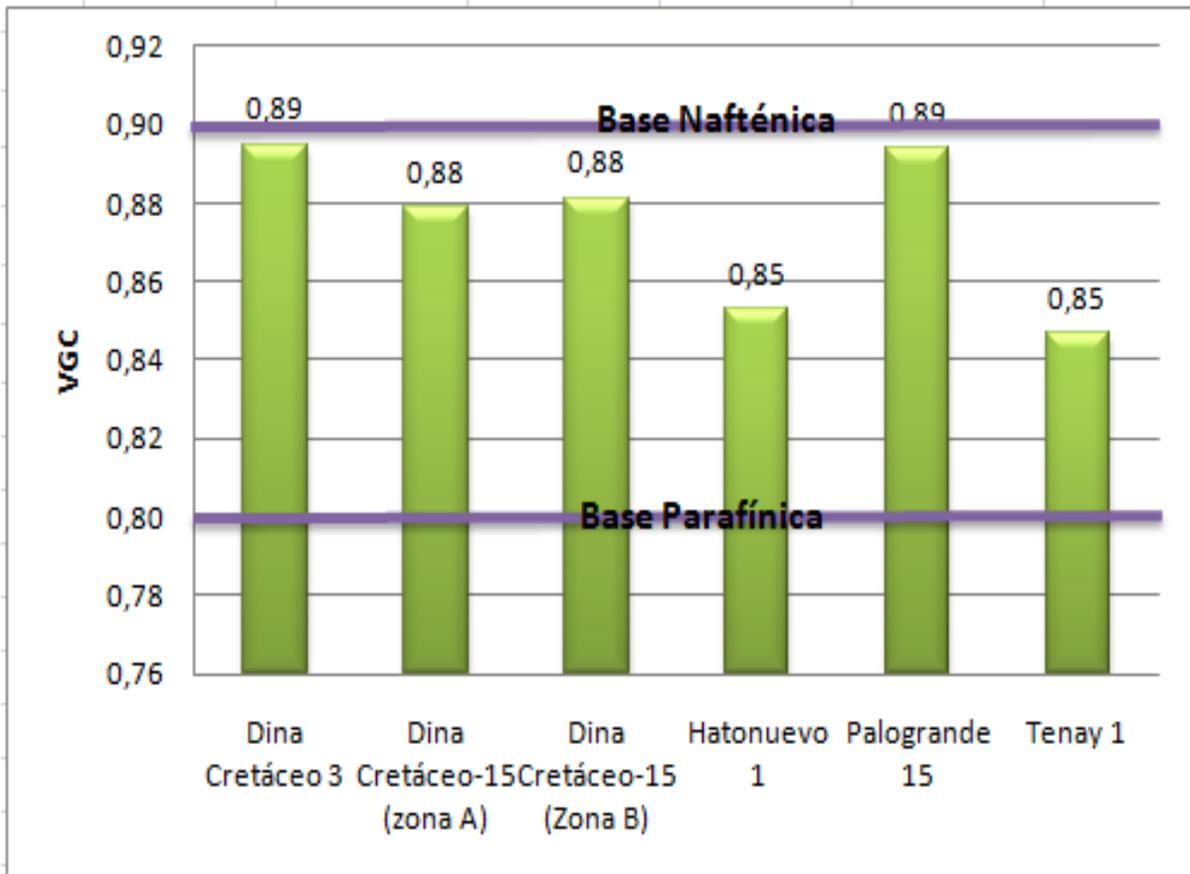


Fuente: Autores

Según los resultados obtenidos a partir de pruebas de destilación simulada TBP, los crudos de los campos brisas, Dina Terciario, Palogrande-Cebú y Tenay son base nafténica.

La caracterización de los crudos utilizando el método de la constante de viscosidad – gravedad muestra los siguientes resultados:

Gráfica 4. Clasificación de los crudos según su base, utilizando la constante de viscosidad – gravedad.



Fuente: Autores

Según la gráfica, los crudos de los campos Dina Cretáceos 15 (zona A), Dina Cretáceos 15 (zona B), Hato Nuevo 1 y Tenay tienen una tendencia nafténico – parafínica, pero con predominio de base nafténica. Dina cretáceo 3 y palogrande 15 se puede decir que son crudos de base nafténica por su gran aproximación a 0.9.

El análisis del factor de caracterización y VGC, y por tanto el tipo de base del campo Pijao, no se pudo llevar a cabo puesto que no fue posible la obtención de datos de las pruebas PVT y de destilación simulada por parte de ECOPETROL de dicho campo.

CONCLUSIONES

- Se recopiló la información geológica de la subcuenca de Neiva, incluyendo la geología regional, geología estructural y geología del petróleo, además se organizó por campos productores de petróleo del área de Neiva operados por Ecopetrol, en la que se incluye la estratigrafía e interpretación estructural, lo cual se constituye en una fuente de consulta básica para el entendimiento y conocimiento de la geología de la subcuenca de Neiva.
- La generación de hidrocarburos de la subcuenca de Neiva, según análisis geoquímicos, proviene de la formación Villeta y a emigrado a otras formaciones productoras de los campos estudiados, por tanto los crudos tienen la misma base nafténica.
- Se obtuvo la caracterización de los crudos producidos en el departamento del Huila mediante el factor de caracterización de Watson, la correlación generalizada de Whitson, el método de caracterización de Rowe, el método UOP 375 – 07: Cálculo del Factor de Caracterización UOP y Estimación del Peso Molecular de los Crudos y el método estándar para el cálculo de la constante viscosidad – gravedad (VGC), los resultados obtenidos se complementaron entre sí para dar mayor confiabilidad en el análisis.
- Se caracterizaron los crudos de la subcuenca de Neiva y se encontró que son base: nafténica, para los campos Dina Terciarios y Palogrande – Cebú y mixta (nafténica – parafínica), para los campos Dina Cretáceos, Brisas, Santa Clara, Hato Nuevo y Tenay.
- Del análisis de la información de los años 60-80 y de 2005 a 2008 corroboran el tipo de petróleo presente en el área Neiva.

- La caracterización de los crudos del bloque Neiva realizada en este estudio es de gran importancia para la industria del petróleo en las áreas de producción, transporte y refinación ya que permite conocer los parámetros operacionales de cada crudo y de esta manera optimizar los procesos a los que se someten para obtener un producto de mejor calidad.

RECOMENDACIONES

- Realizar pruebas PVT y TBP recientes y en la misma fecha, para tener una mejor y actualizada comparación de los resultados.
- Realizar la prueba de viscosidad a 40°C, para aplicar la ecuación de constante de gravedad-viscosidad (VGC), y comparar con los resultados aquí presentados mediante datos PVT.

BIBLIOGRAFÍA

1. Petrobras, 1999. Documento privado.
2. Butler, K. R., 1983. Andean Type Foreland Deformation: Structural Development of the Neiva Basin, Upper Magdalena Valley, Colombia. (Volumen I and II).
3. Vargas, R., 2002. Proyecto de Integración Cartográfica de la Geología de la Cordillera Central y Occidental de Colombia Aplicada a la Exploración Aurífera, Geotec Ltda. Anglo Gold Ashanti Colombia.
4. Cediél, F., Mojica, J. y Macia, C., 1980. Definición Estratigráfica del Triásico en Colombia, Suramérica. Formaciones Luisa, Payandé y Saldaña. Newsletter Stratigr., 9(2): 73-104.
5. Etayo-Serna, F., y otros, 1994. Estudios Geológicos del Valle Superior del Magdalena. Departamento de Geociencias, Universidad Nacional de Colombia, Bogotá.
6. Etayo-Serna, F., y otros, 1986. Mapa de Terrenos Geológicos de Colombia: Publicaciones Especiales de Ingeominas, No. 14, Ingeominas, Bogotá, 235 p.
7. Ferreira, P., Núñez, A., & Rodríguez, M., 1998. Geología de la Plancha 323, Neiva. Ingeominas.
8. Vargas, R., 2010. Estratigrafía del Jurásico de la Región Surcolombiana USCO.
9. Florez, M. y Carrillo, G. 1994. Estratigrafía de la Sucesión Litológica Basal del Cretácico en el Valle Superior del Magdalena. Estudios Geológicos del Valle Superior del Magdalena, Universidad Nacional de Colombia, Departamento de Geociencias, Capítulo II, 26p
10. Etayo-Serna, F. 1994. Epílogo: A modo de Historia geológica del Cretácico del Valle Superior del Magdalena, Estudios Geológicos del Valle Superior del Magdalena, Universidad Nacional de Colombia, Departamento de Geociencias, Capítulo XX.
11. Beltrán, N. & Gallo, J., 1968. The Geology of the Neiva Sub-basin, upper Magdalena basin, southern portion. – IX Annual Field Conference, Colombian Society of Petroleum Geologist and Geophysicists. Reprinted

- in: Geological Field Trips Colombia 1959-1978, Geotec Ltda. Ed., 1980, p. 253-275, Bogotá.
12. Vargas, R., 1995. Estratigrafía de la Formación Monserrate Mina los Yuyos. USCO.
 13. Reyes et al, 1995
 14. Caicedo A. & Roncancio J., 1992. Estratigrafía del Grupo Gualanday y modelo tectónico-sedimentológico del terciario en el Valle Superior del Magdalena. Trabajo de Grado No Publicado Univ. Nacional.
 15. Fuquen, J.A., Rodríguez, G., Cossio, U., (Colaboración de Núñez, A.), 1999. Mapa Geológico Plancha 302, "Aipe", Escala 1:100.000. INGEOMINAS, Bogotá.
 16. Blanco, M.A.. Geología Estructural del Piedemonte Oriental de la Cordillera Central entre los Municipios de Yaguará y Palermo, Valle Superior del Magdalena. Departamento del Huila (Colombia).
 17. Evolution, Geodynamics, Petroleum Geology, and Basin Analysis. Tectonic Analysis, Inc and Ecopetrol, p 958. Bogotá.
 18. Ingeominas, 2002.
 19. Buitrago, J., 1994. Petroleum Systems of the Neiva Area, Upper Magdalena Valley, Colombia, in Magoon, L.B. and W. G. Dow, eds., The Petroleum System – from source to trap: AAPG Memoir 60.
 20. Maldonado, A., & Mantilla, J., 1989. Evaluación Estratigráfica, Estructural y Geoquímica de Ocurrencias de Hidrocarburos en Superficie en un área de 450 km², al Occidente de la Ciudad de Neiva, Huila. Trabajo de Grado, Universidad Nacional. Bogotá.
 21. Ecopetrol GAM. Ficha Técnica del campo Dina Cretáceos.
 22. Muñoz, H.I., Barrios, W., Ordoñez, A., y Carrillo, R., 2003. Screening Eor Campos de la Gerencia del Alto Magdalena (GAM- ECP)- Fase II, Evaluación Analítica del Proceso WAG (inyección alternada de agua- gas) Campo Dina-Cretáceos. Instituto Colombiano del Petróleo, División de Disciplinas Profesionales. Piedecuesta, Colombia.
 23. Ecopetrol GAM. Ficha Técnica del campo Brisas.
 24. Páez, J.D., Muñoz, H.I., y otros, 2003. Screening Eor Campos de la Gerencia del Alto Magdalena (GAM- ECP)- Fase II, Simulación Analítica de

- la Inyección de Agua Campo Brisas. Instituto Colombiano del Petróleo, División de Disciplinas Profesionales. Piedecuesta, Colombia.
25. Ecopetrol GAM. Ficha Técnica del campo Pijao.
26. Páez, J.D., Gómez, M.P., y otros, 2003. Screening Eor Campos de la Gerencia del Alto Magdalena (GAM- ECP)- Fase II, Simulación Analítica de la Inyección de Agua Campo Pijao. Instituto Colombiano del Petróleo, División de Disciplinas Profesionales. Piedecuesta, Colombia.
27. Ecopetrol GAM. Ficha Técnica del campo Santa Clara.
28. Páez, J.D., Gómez, M.P., y otros, 2003. Screening Eor Campos de la Gerencia del Alto Magdalena (GAM- ECP)- Fase II. Instituto Colombiano del Petróleo, División de Producción, Programa de Daños a la Formación. Piedecuesta, Colombia.
29. Ecopetrol GAM. Ficha Técnica del campo Dina Terciario.
30. Superintendencia de Yacimientos y Producción, 2008. Balance de Reservas Campo Dina Terciarios.ppt.
31. Ecopetrol GAM. Ficha Técnica del campo Tenay.
32. Programa Daños a la Formación-ICP y Departamento de Yacimientos-GAM. Estudio de Daño a la formación Tenay. Ecopetrol-ICP.
33. Ecopetrol GAM. Ficha Técnica del campo Palogrande-Cebú.
34. Ecopetrol-ICP. Modelo Geológico Campo Palogrande-cebú.doc.
35. Ecopetrol-ICP. Informe: Interpretación Estructural Campo Palogrande-Cebú V.S.M.
36. Ecopetrol GAM. Ficha Técnica del campo Hato Nuevo.
37. Ecopetrol-ICP. Campo Hato Nuevo.doc.
38. Carrillo, J., 1985. Propiedades del Petróleo. Universidad Nacional de Colombia. Medellín, Colombia, 61 – 73.
39. Ecopetrol-ICP. Muestras pozos V2.xls.
40. Ahmed, T., 2007. Equations of State and PVT Analysis: Applications For Improved Reservoir Modeling. Gulf Publishing Company, Houston, Texas, 59-93.

41. Calculation of UOP Characterization Factor and Estimation of Molecular Weight of Petroleum Oils. UOP Method 375 - 07. Honeywell Company, 12 - 13.
42. ASTM International, 2005. Standard Test Method for Calculation of Viscosity-Gravity Constant (VGC) of Petroleum Products, Designation: D2501 - 91.
43. Parra, R., 2005. Propiedades Físicas de los Fluidos de Yacimientos, 169.
44. Parra, R., 2005. Propiedades Físicas de los Fluidos de Yacimientos, 127.
45. Parra, R., 2005. Propiedades Físicas de los Fluidos de Yacimientos, 118.