

## Análisis Comparativo de las Propiedades de Crudos Convencionales y No Convencionales y su Impacto en el Procesamiento y Refinación

### Comparative Analysis of the Properties of Conventional and Unconventional Crude Oil and Its Impact on Processing and Refining

Jayson Fals 

Universidad del Atlántico, Colombia

Luis Gutiérrez-Beleño 

Universidade Federal do Rio de Janeiro, Brasil

Mayerlenis Jiménez Rojas 

Universidad de Antioquía, Colombia

OPEN  ACCESS

**Recibido:**

17/07/2024

**Aceptado:**

25/09/2024

**Publicado:**

28/11/2024

**Correspondencia:**

jaysonfals@mail.uniatlantico.edu.co

**DOI:**

<https://doi.org/10.17081/invinno.12.2.7247>



Copyright 2024 by  
Investigación e Innovación en  
Ingenierías

**Resumen**

**Objetivo:** Realizar un análisis comparativo de las propiedades de los crudos y sus cortes, tanto de origen convencional y no convencional, y establecer las principales diferencias que podrían tener influencia en cada una de las etapas que inician desde la extracción del yacimiento hasta su refinación, incluyendo el craqueo catalítico. **Metodología:** Las alimentaciones se obtuvieron a escala de laboratorio mediante una adaptación de la norma ASTM D2892-18 y su posterior caracterización empleando diversas técnicas analíticas. Una vez obtenidas y caracterizadas las alimentaciones fueron evaluadas catalíticamente en un reactor de lecho fijo tipo MAT. **Resultados:** Los hidrocarburos provenientes de yacimientos no convencionales presentaron una elevada concentración de n-parafinas que durante las etapas de destilación favorecieron la formación de hidrocarburos más livianos y disminuyeron la cantidad de residuos. Durante la evaluación catalítica estas alimentaciones no convencionales mostraron una elevada selectividad a gases y menor selectividad a combustibles líquidos, sumado a una menor calidad del corte gasolina. **Conclusiones:** El exceso de parafinas presentes en los hidrocarburos extraídos por fracking se convierte en un aspecto negativo que podría ocasionar considerables pérdidas económicas en la industria petrolera. La elevada producción de gases y baja selectividad a combustibles líquidos y coque afectaría la operatividad normal del proceso teniendo en cuenta que fueron diseñadas para la producción de combustibles líquidos.

**Palabras claves:** Crudos convencionales y no convencionales, Fracking, Refinación, n-parafinas, Evaluación catalítica, Craqueo catalítico.

**Abstract**

**Objective:** Conduct a comparative analysis of the properties of crude oil and its fractions, both from conventional and unconventional sources. Identify the main differences that could influence each stage, from extraction to refining, including catalytic cracking. **Methodology:** The crude oil samples were obtained at the laboratory scale by adapting the ASTM D2892-18 standard, followed by comprehensive characterization using various analytical techniques. Subsequently, the samples were evaluated catalytically in a fixed-bed reactor of the MAT type. **Results:** The hydrocarbons derived from unconventional reservoirs exhibited notably high concentrations of n-paraffins. This characteristic, during distillation stages, contributed to the production of lighter hydrocarbons and reduced the formation of residues. In the catalytic evaluation phase, these unconventional feeds demonstrated a strong selectivity towards gases and a comparatively lower selectivity towards liquid fuels, resulting in lower-quality gasoline cuts. **Conclusions:** The surplus of paraffins found in hydrocarbons extracted through fracking presents a significant challenge, potentially leading to considerable economic losses within the oil industry. The substantial production of gases and reduced selectivity towards liquid fuels and coke could disrupt the smooth operation of processes originally designed for liquid fuel production.

**Keywords:** conventional and non-conventional crudes, fracking, VGO, reservoirs, Conradson carbon, Catalytic cracking.

**Como citar (IEEE):** J. Fals, L. Gutiérrez-Beleño, M. Jiménez Rojas "Análisis Comparativo de las Propiedades de Crudos Convencionales y No Convencionales y su Impacto en el Procesamiento y Refinación", Investigación e Innovación en Ingenierías, vol. 12, no. 2, pp. 199-217, 2024, doi: <https://doi.org/10.17081/invinno.12.2.7247>

## Introducción

En la actualidad, el petróleo crudo representa el principal recurso no renovable. Es la fuente de energía y materia prima más importante para la producción de una amplia gama de productos, como los combustibles líquidos (gasolina y diésel) y gases (gas seco y gas licuado de petróleo), entre otros [1]. El crudo se compone de mezclas complejas de hidrocarburos, de tipo parafínico, nafténico y aromático, con pesos moleculares elevados y puntos de ebullición que abarcan un amplio rango [2]. También, según la concentración de los distintos grupos de hidrocarburos que lo componen, en crudos nafténicos, constituidos principalmente por naftenos, crudos aromáticos, aquellos con una elevada presencia de anillos aromáticos, y crudos parafínicos, aquellos con una mayor concentración de parafinas [3-4]. Además, de forma general, se pueden clasificar en función de la técnica usada para su extracción, como convencionales y no convencionales.

Los crudos convencionales, procedentes de procesos de extracción tradicionales (extracción vertical), son aquellos capaces de fluir y acumularse en una formación rocosa de almacén o reservorio que exhibe propiedades porosas y permeables. Estos reservorios porosos suelen incluir capas superiores selladas por una roca impermeable, lo que impide el flujo de hidrocarburos hacia la superficie [4,5]. Una roca porosa no es completamente sólida, ya que parte de su volumen está compuesta por espacios abiertos como poros o fracturas. Mientras tanto, "permeable" implica que dichos espacios abiertos están interconectados entre sí. Una formación rocosa de almacén o generadora que posea estas características porosas y permeables y contenga hidrocarburos se clasifica como un reservorio convencional [5-6]. Por otro lado, los crudos no convencionales, procedentes de extracción no convencional (extracción horizontal), son hidrocarburos que se encuentran atrapados en rocas con baja permeabilidad o porosidad, o son crudos de alta viscosidad, lo que impide que los hidrocarburos fluyan o escapen de la roca generadora. Por lo tanto, se hace necesario el uso de tecnologías avanzadas para su extracción, tanto debido a las propiedades del hidrocarburo como a las características de la roca que lo contiene [7].

Por lo general, las tecnologías de extracción no convencionales son más costosas que las convencionales, estas incluyen una perforación vertical seguida por una horizontal con el objetivo de crear micro-fracturas en las rocas no porosas de manera controlada, mediante la inyección de agua y aditivos a alta presión, para que los hidrocarburos atrapados en la roca puedan fluir a través de ella [7]. Después de la extracción, el crudo se somete a diversos procesos de refinación con el fin de convertir los hidrocarburos de alto peso molecular en compuestos más livianos y de mayor valor comercial [8]. Tradicionalmente, el gasóleo de vacío (VGO por sus siglas en inglés: Vacuum Gas Oil) de origen convencional ha sido la alimentación principal en la unidad de refinación (unidad de craqueo catalítico en lecho fluidizado, FCC por sus siglas en inglés: Fluidized-bed Catalytic Cracking). Sin embargo, con el descubrimiento de importantes yacimientos de crudos de extracción no convencional en el mundo, han surgido grandes expectativas que impulsan la optimización de los procesos en las unidades de craqueo catalítico de hidrocarburos.

En la actualidad, las refinerías convencionales están procesando de manera empírica crudos no convencionales mediante su mezcla con crudos convencionales en proporciones variables. Para optimizar el uso de estas alimentaciones, es crucial desarrollar conocimiento científico y tecnológico basado en el estudio de las propiedades de estas mezclas de crudos [9]. Para ello, se requiere una adecuada caracterización de las alimentaciones que ingresan al proceso de refinación, que, en el caso de los crudos y gasóleo de vacío, es escasamente mostrada en la literatura abierta. El reactor riser es fundamental

dentro de una refinería, ya que transforma hidrocarburos pesados de bajo costo en hidrocarburos livianos de mayor valor agregado. Actualmente, esta unidad, denominada unidad de craqueo catalítico en lecho fluidizado (FCC), está diseñada principalmente para producir combustibles líquidos como gasolina y diésel, aunque también se generan gases y coque [10]. La alimentación típica que entra en el proceso es el gasóleo de vacío (VGO), constituido principalmente por hidrocarburos en el rango C20-C50 y con puntos de ebullición promedio de alrededor de 450°C. La calidad del VGO se relaciona con las propiedades del crudo del cual se origina, principalmente marcada por su densidad y la distribución de hidrocarburos que lo constituyen [11,12]. Los catalizadores comerciales que se usan en el proceso de craqueo son formulados a medida y pueden tener diferente composición, pudiendo influir en el proceso catalítico de diferentes maneras. Estos se elaboran utilizando partículas de zeolita dispersas en una matriz amorfa de sílice-alúmina, siendo la zeolita Y la más utilizada [13].

Las alimentaciones y catalizadores de craqueo deben evaluarse previamente antes de ser usados en un proceso industrial, uno de los métodos usados se realiza en reactores de laboratorio. En este sentido, se han desarrollado diferentes metodologías para este fin, incluyendo diversas configuraciones del reactor y condiciones de operación, como el Micro Activity Test (MAT), definido por la norma ASTM D-3907/03 [14]. El MAT pretende abordar el reactor riser de lecho fluidizado a través de un reactor de lecho continuo fijo [14], y sus ventajas son su sencillez y bajo coste de fabricación y operación, así como la posibilidad de automatización. Aunque la dinámica de fluidos no es acorde al proceso industrial, la conversión y algunos datos de selectividad son como los datos de la planta.

Dado que el descubrimiento de reservorios no convencionales a nivel nacional e internacional, así como el desarrollo de nuevos métodos de extracción como el fraccionamiento hidráulico (fracking), son recientes, existe una limitación en las refinerías para el almacenamiento y procesamiento de estos crudos, la información disponible sobre las propiedades y su reactividad es prácticamente nula. Por lo tanto, mediante la obtención, caracterización y evaluación catalítica de alimentaciones de origen no convencional a escala de laboratorio, se puede generar nueva información sobre su composición y reactividad. Esto posibilita establecer las condiciones óptimas para su extracción, transporte, almacenamiento y procesamiento en una refinería. El objetivo de este trabajo es realizar un estudio comparativo de las propiedades de crudos y sus cortes, tanto de origen convencional y no convencional, y establecer las principales diferencias que podrían tener influencia en cada una de las etapas que inician desde la extracción del yacimiento hasta su refinación.

## **Metodología**

La metodología experimental se desarrolló en tres etapas; en la primera, se obtuvieron las alimentaciones típicas del proceso, crudos y VGOs. En la segunda etapa, se caracterizaron todas las alimentaciones empleando diversas técnicas de análisis, y en la tercera etapa se realizó la evaluación catalítica empleando un reactor de laboratorio de lecho fijo tipo-MAT.

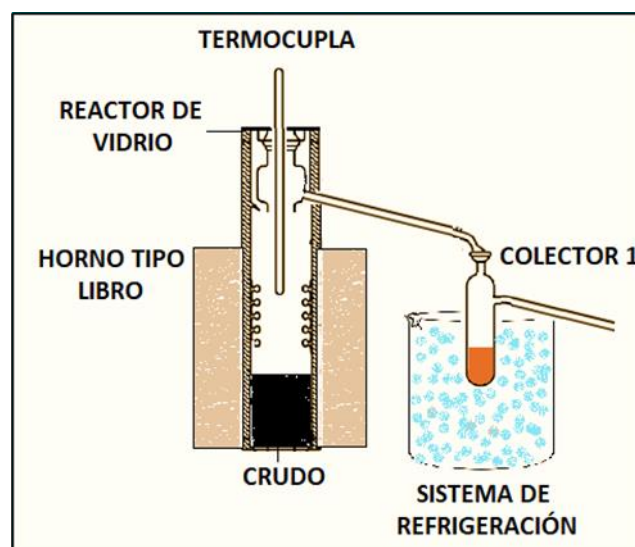
### **Obtención de las alimentaciones**

Los cortes usados en esta investigación se obtuvieron a partir de dos crudos suministrados por refinerías argentinas mediante distintas etapas de destilación a escala de laboratorio aplicando una adaptación de la norma ASTM D2892-18 [15]. Un crudo convencional (CC), proveniente de un yacimiento convencional, y otro no

convencional (CNC), proveniente de un yacimiento no convencional, fueron sometidos inicialmente a destilación a presión atmosférica y luego bajo condiciones de vacío. Se generaron gasóleos de vacío (VGO) y residuos atmosféricos (ATR) durante las distintas etapas de destilación, los cuales se clasificaron según el tipo de crudo del que procedían. De esta manera, se identificaron como VGOC y VGONC a los gasóleos de vacío derivados de crudos convencionales y no convencionales, respectivamente. Por otro lado, se denominaron ATRC y ATRNC a los residuos obtenidos a presión atmosférica, correspondientes también a crudos convencionales y no convencionales. La metodología se dividió en dos secciones; en la primera sección, los crudos fueron destilados a presión atmosférica, obteniendo los cortes: gases, gasolina, aceite liviano de ciclo (LCO, por sus siglas en inglés: light cycle oil) y residuo atmosférico (ATR). En la segunda sección, se procedió con la destilación bajo condiciones de vacío del residuo atmosférico, y como resultado se obtuvo gasóleo de vacío (VGO) como producto. El montaje experimental de cada etapa está descrito en las Figuras 1 y 2.

En la destilación atmosférica se usaron 70.0 g de crudo cargados en un reactor de vidrio de 20.0 cm de longitud y 4.5 cm de diámetro interno. El reactor fue colocado dentro de un horno que permite alcanzar el programa de temperatura deseado mediante el uso de un sistema programador-controlador de temperatura. El montaje realizado en esta etapa se muestra en la Figura 1, la destilación inició a presión atmosférica con una rampa de temperatura de 10.0 °C/min hasta alcanzar una temperatura final de 220.0 °C, manteniéndose constante en esa temperatura durante 30 minutos. De los cortes obtenidos se pudieron coleccionar los combustibles líquidos, gasolina y LCO, mientras que el rendimiento a gases se calculó por diferencia en peso. El primer corte se recogió en un recipiente colector, como se muestra en la Figura 1. Este corte está compuesto por hidrocarburos en el rango de la gasolina (C5-C12). Después de 30 minutos a 220.0 °C, se vació el recipiente colector y se continuó con la destilación a presión atmosférica utilizando la misma rampa de calentamiento hasta alcanzar una temperatura final de 370.0 °C, manteniéndose constante en esa temperatura durante 30 minutos. Durante este período, se recogió el segundo corte en el recipiente colector, el cual está compuesto por hidrocarburos en el rango del LCO (es decir, C12-C20).

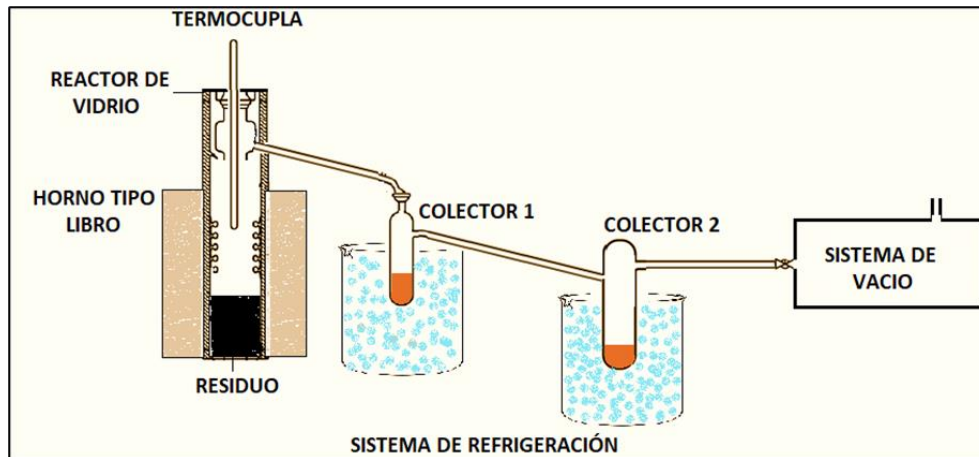
**Figura 1.** Esquema experimental de destilación de crudos a presión atmosférica adaptado de la norma ASTM D2892-18 [15].



Fuente: Elaboración propia.

El residuo atmosférico ATR resultante de la primera etapa de destilación se utilizó como materia prima para la segunda etapa, la destilación bajo condiciones de vacío, tal como se muestra en el esquema experimental de la Figura 2. Para lograr estas condiciones, se utilizó una bomba de vacío de la marca Rocker, modelo 400, y una rampa de calentamiento de 5.0 °C/min, iniciando a una temperatura de 220.0 °C hasta alcanzar una temperatura final de 370.0 °C, manteniéndose constante a esa temperatura durante 30 minutos. Durante este período de tiempo, se recolectó el gasóleo de vacío VGO en los colectores 1 y 2. Además del VGO, en esta etapa se generó un nuevo residuo, denominado residuo de vacío e identificado como RV.

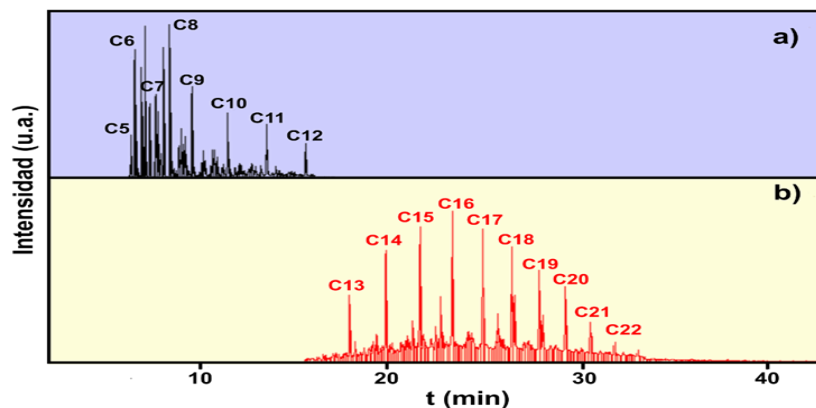
Figura 2. Esquema experimental de destilación de crudos bajo condiciones de vacío adaptado de la norma ASTM D2892-18 [15].



Fuente: Elaboración propia.

Para ajustar la técnica de destilación, se extrajeron muestras de todos los cortes y residuos obtenidos en cada etapa. Estas muestras fueron analizadas por cromatografía de gases para determinar con mayor exactitud las temperaturas finales de destilación de cada corte. Los cromatogramas obtenidos se usaron para identificar la distribución de hidrocarburos presentes en cada corte y residuo, permitiendo así optimizar el proceso de destilación. Como ejemplo, en la Figura 3a se muestra un cromatograma correspondiente al corte de gasolina (C5-C12), mientras que en la Figura 3b se presenta el cromatograma típico obtenido para el corte LCO (C13-C20).

Figura 3. Cromatogramas representativos de los cortes de gasolina (a) y LCO (b) obtenidos en las etapas de destilación.



Fuente: elaboración propia.

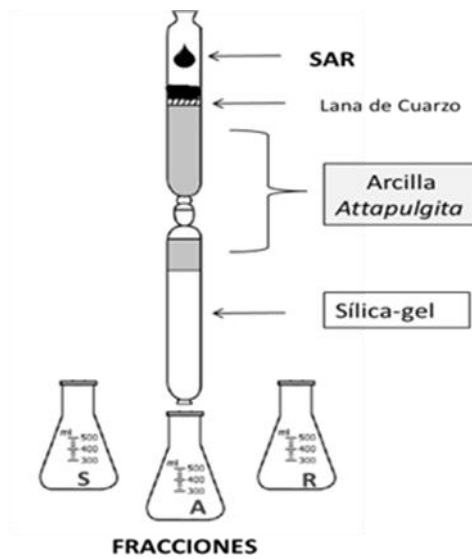


## Caracterización de los crudos y VGOs

A modo comparativo, también se caracterizó un VGO convencional suministrado por una refinería colombiana, identificado en este trabajo como VGOCOL. Todos los VGOs obtenidos y sus crudos de origen fueron caracterizados empleando distintas técnicas analíticas siguiendo las normas ASTM. La densidad de los hidrocarburos, basada en los grados API, fue determinada bajo la metodología de la norma ASTM D287-12b [16]. La cantidad de residuos de carbono presentes en los VGOS y crudos, conocido como Carbon Conradson CCR, se determinó mediante un método de calcinación conforme a la norma ASTM D4530-15 [17]. Las curvas de destilación simulada se obtuvieron usando un cromatógrafo de gases marca Shimadzu GC-2014, basado en la norma ASTM D1160 [18]. Las fracciones saturadas, aromáticas, de resinas y asfaltenos (SARA) se separaron de los VGOs y crudos utilizando el procedimiento descrito en la norma ASTM D2007-11 [19]. El análisis de metales, que incluyó el contenido de níquel, vanadio, sodio, hierro y cobre, se hizo por espectroscopía de emisión óptica de plasma acoplado inductivamente (ICP-OES) utilizando un espectrómetro Perkin Elmer modelo OPTIMA 7300 DV.

Los hidrocarburos que componen los VGOs fueron separados basados en la norma ASTM 2007 como se ilustra en la Figura 4 [19-20]. Antes de separar las fracciones SARA, se evaluó la capacidad de adsorción de la arcilla (Atapulgita) empleada como fase estacionaria en las columnas de separación. La prueba de adsorción se realizó haciendo pasar a 100 mL de disolución al 1% de azobenceno en iso-octano a través de una columna que contiene la arcilla. En función de los valores de concentración medidos y el volumen de alícuota recogido luego de pasar por la arcilla, se construyó la curva de determinación de equivalente de azobenceno. Una vez verificada la capacidad de adsorción de la Atapulgita, se inició el fraccionamiento empleando una serie de disolventes en orden de polaridad creciente. Inicialmente se separaron los asfaltenos por precipitación y filtración con n-pentano (Merck, > 98.5 %), quedando disueltas las fracciones saturadas, aromáticas y de resinas (SAR). Las fracciones restantes fueron separadas por cromatografía en columna. Para ello se emplearon dos columnas conectadas en serie; en la columna superior se empleó un lecho de arcilla Atapulgita cuya función es adsorber la fracción polar, y en la columna inferior un lecho de sílica gel (Merck, sílica gel 60) que separa la fracción de aromáticos y saturados. Inicialmente, el gas oil de vacío fue eluído con n-pentano para la obtención de la fracción de saturados. Luego las columnas fueron separadas, tratando con tolueno la inferior, que contenía la fracción de aromáticos, y la superior, que contenía la fracción de resinas, fue tratada con una mezcla 50:50 de tolueno y acetona. Todas las fracciones fueron recolectadas en matraces, concentradas en un rotaevaporador a 38 C y 415 Torr, y secadas con CaCl<sub>2</sub> anhidrido (Merck, > 99.9 % p/p). La eliminación completa del disolvente en cada fracción se verificó por cromatografía gaseosa.

**Figura 4.** Fraccionamiento SARA por cromatografía en columna.



**Fuente:** Elaboración propia.

Las curvas de destilación simulada fueron obtenidas mediante la inyección de 25 µl de muestra en un cromatógrafo de gases. Se utilizó un cromatógrafo marca Shimadzu GC-2014, siguiendo las condiciones de análisis especificadas en la Tabla 1. Para determinar las temperaturas de ebullición de los destilados obtenidos, se empleó una mezcla patrón que contenía puntos de ebullición conocidos. Estas condiciones se establecieron y optimizaron para garantizar una separación eficiente de los componentes de las muestras y la obtención de resultados precisos y reproducibles en la determinación de las curvas de destilación.

**Tabla 1.** Condiciones de operación del cromatógrafo de gases para la obtención de las curvas de destilación de las muestras.

Inyector	
Temperatura (°C)	300
Relación Split	50:1
Detector	
Temperatura (°C)	330
Caudal de aire (cm <sup>3</sup> /min)	350
Caudal de hidrógeno (cm <sup>3</sup> /min)	30
Make up (N <sub>2</sub> ) (cm <sup>3</sup> /min)	30

**Fuente:** Elaboración propia.

### Evaluación Catalítica

Los experimentos de conversión se hicieron en un reactor de lecho fijo operado de manera continua, basado en la técnica MAT descrita por la norma ASTM D-3907. Una zeolita jerárquica, identificada como Y-0.10-M, fue empleada como catalizador, y sus propiedades se detallan en la Tabla 2. Esta zeolita fue obtenida mediante un proceso de tratamiento de lixiviación en medio alcalino, seguido de una etapa de estabilización hidrotérmica. La metodología utilizada para este proceso ha sido previamente descrita por nuestro grupo de investigación [21]. La masa usada de zeolita fue de 3.0 g, y las condiciones de temperatura y tiempo de reacción se seleccionaron acorde a los valores usados típicamente en procesos industriales,

550 °C de temperatura y tiempos entre 20 y 50 s. Los productos de reacción fueron recolectados fuera del reactor y analizados usando un cromatógrafo de gases Shimadzu GC-2014 equipado con detector FID. Después de cada reacción y remoción de los productos, las zeolitas se lavaron con una corriente de N<sub>2</sub> durante 20 minutos a la temperatura de la reacción. En todos los experimentos, los balances de masa fueron cercanos o superiores al 95%. El coque depositado en la superficie de las zeolitas luego de cada reacción se determinó mediante el método de oxidación a temperatura programada (TPO), utilizando un detector FID (Detector de Ionización de Llama). Finalmente, en esta investigación la conversión se definió como la suma de los rendimientos máxicos de gas seco (GS, C1-C2), gas licuado de petróleo (GLP, C3- C4), gasolina (C5-216 °C) y el coque, cada una de ellas calculada como la relación entre la masa del producto correspondiente y la masa de alimentación.

**Tabla 2.** Propiedades texturales, cristalinas y acidas de la zeolita jerárquica Y-0.10-M.

	Y-0.10-M
<b>Propiedades texturales</b>	
Area de superficie especifica BET, SBET (m <sup>2</sup> /g)	622
Area de superficie de microporo, S <sub>micro</sub> (m <sup>2</sup> /g) a	315
Area de superficie de mesoporo, S <sub>meso</sub> (m <sup>2</sup> /g)	307
Volumen total de poro, VTP (cm <sup>3</sup> /g)	0.611
Volumen de microporo, V <sub>micro</sub> (cm <sup>3</sup> /g)	0.242
Volumen de mesoporo, V <sub>meso</sub> (cm <sup>3</sup> /g) b	0.369
Diametro medio de mesoporo (Å)	59.5
<b>Propiedades cristalinas</b>	
Cristalinidad (%)	65
Tamaño de celda unitaria (Å)	24.24
Relación Si/Al	26.4
<b>Propiedades acidas</b>	
Acidez total (µmol Py/g)	194
<b>Tipo de sitio (%)</b>	
Bronsted (B)	55
Lewis (L)	45
<b>Fuerza acida (%)</b>	
Debil	72
Fuerte	28

Fuente: elaboración propia.

## Resultados

### Propiedades de las alimentaciones

Las adaptaciones aplicadas a la norma ASTM D2892-18 constituyó un enfoque novedoso, original y económico, que permitió obtener resultados similares a los de una refinería comercial. En la Tabla 3 se muestran los rendimientos de cada corte en función de la temperatura y tiempo de destilación. Se observaron diferencias importantes entre los dos crudos, el de origen no convencional favoreció notablemente la producción de todos los cortes, lo que se representó también en una menor generación de residuos atmosféricos ATR. La diferencia más notoria se observó en la producción de gases donde el crudo no convencional duplicó los valores de la alimentación convencional. Este comportamiento sugiere, en principio, una mayor presencia de hidrocarburos livianos y de fácil



craqueabilidad en el crudo de origen no convencional. Estos resultados son consistentes con los rendimientos al corte VGO, donde el crudo convencional mostró los valores más altos (28% p/p). La menor cantidad de residuos generados durante la etapa de destilación atmosférica con el crudo no convencional también confirma el alto potencial de conversión de este tipo de hidrocarburos, que favoreció notablemente los rendimientos de las fracciones más ligeras. De los tres cortes obtenidos, el LCO resultó ser el más abundante con ambos crudos, alcanzando valores de hasta el 33 % p/p con el CNC.

**Tabla 3.** Rendimientos (Y, %p/p) de los distintos cortes obtenidos de las distintas etapas de destilación.

Corte	Y (% p/p)		T (°C)	t (min)
	CNC	CC		
Gases (C <sub>1</sub> -C <sub>4</sub> )	11	5	50	10
Gasolina (C <sub>5</sub> -216 °C)	26	20	220	30
LCO (C <sub>12</sub> -C <sub>20</sub> )	33	25	370	30
ATR	30	50	-	-
VGO	19	28	370	60
RV	11	22	-	-

Fuente: Elaboración propia.

Fraccionamiento SARA. La evaluación de la actividad de adsorción de la arcilla se determinó mediante el equivalente de azobenceno, cuyo valor óptimo debe estar en un rango de entre 30 y 35, conforme lo establece la norma ASTM. El análisis aplicado a la Atapulgita utilizada en el fraccionamiento SARA mostró un valor de 33, indicando así su vigente actividad como adsorbente de las fracciones polares presentes en los cortes. En los crudos y sus cortes pesados se distinguen distintas fracciones (saturada, aromática, resina y asfáltenos) en función de su naturaleza química, las cuales se separaron debido a su solubilidad sobre solventes orgánicos con diferente grado de polaridad. En la Tabla 4 se presentan los rendimientos de cada fracción SARA para los VGOs y los crudos. En la Tabla 4 se muestran los rendimientos de cada fracción SARA tanto para los VGOs como para los crudos. Se observó que la fracción saturada (FS) predominó en la mayoría de los VGOs, representando más del 60 % p/p de la composición total, excepto en el caso del VGO colombiano, que apenas alcanzó el 47 % p/p. Estos resultados confirman la naturaleza aromática del VGOCOL y la naturaleza parafínica de los otros VGOs. En todos los casos, la fracción menos abundante resultó ser la de asfáltenos (FAs), con rendimientos cercanos o inferiores al 1 % p/p. Al comparar entre los distintos VGOs, se observó que el de origen no convencional exhibió un elevado carácter parafínico, con rendimientos de la fracción saturada superiores al 79 % p/p, en contraste con los VGOs convencionales. En todos los experimentos, se observó una alta eficiencia en la recuperación de todas las fracciones, con rendimientos superiores al 96 % p/p.

El análisis de los VGOs por cromatografía gaseosa mostró que las n-parafinas son las especies predominantes, con una presencia de átomos de carbono por molécula que oscila entre 13 y 42. En la industria petrolera, la evaluación de la calidad de un crudo se basa en el porcentaje de parafinas que contiene. Por lo tanto, un petróleo con una concentración más elevada de parafinas resulta muy atractivo para el mercado por su fácil procesabilidad. Sin embargo, un exceso en el contenido de estas puede generar dificultades durante su extracción, transporte y refinación [16]. En este sentido, el exceso de parafinas observado en el CNC (85.0 % p/p) se convierte en un aspecto negativo que podría generar pérdidas económicas importantes en el proceso industrial. Los principales problemas asociados al elevado contenido de parafinas en este tipo de crudo se dan con la

cristalización y la deposición de ceras de parafina [22]. Otro aspecto importante a nivel de refinación es la alta craqueabilidad de las n-parafinas que podría favorecer la producción de gases mediante el craqueo de las cadenas terminales [8,15]. Cabe señalar que las unidades de refinación actuales están orientadas a maximizar la producción de combustibles líquidos, y una elevada producción de gases podría afectar la operatividad normal del proceso [23]. Si se comparan los VGOs con sus crudos de origen se observa una tendencia similar en la composición de las distintas fracciones de hidrocarburos.

**Tabla 4.** Rendimientos (% p/p) de las fracciones SARA en los distintos VGOS y crudos

Fracción	VGONC	VGOC	VGOCOL	CC	CNC
FS	79.5	60.0	47.4	59	85.0
FA	15.1	25.4	50.0	25.20	10.0
FR	5.30	13.18	2.10	14.4	4.80
FAs	< 0.1	1.42	0.50	1.4	< 0.1

Fuente: Elaboración propia.

### Caracterización de las alimentaciones

La Tabla 5 resume las propiedades más relevantes de las alimentaciones, las cuales se evaluaron mediante diversas técnicas analíticas. Entre estas propiedades, la densidad API es un indicador clave de su calidad. De acuerdo con su densidad, las alimentaciones pueden ser categorizadas en tres grupos: livianas, cuando su valor supera los 31.1 °API, como se evidencia en el VGONC y el CNC; medianas, cuando su valor se sitúa entre 22.3 y 31.1 °API, tal como se aprecia en el CC y el VGOC; y pesadas, cuando su valor es inferior a 22.3 °API, como se observa en el VGOCOL y el ATRNC. Los altos valores de densidad API observados en las alimentaciones provenientes de yacimientos no convencionales se atribuyen a la elevada proporción de n-parafinas de bajo peso molecular presentes en la muestra. Como se detalló en la Tabla 4, los hidrocarburos analizados mostraron naturaleza parafínica, siendo el VGONC el que presentó el mayor contenido de parafinas, alcanzando un 79.5 % p/p. El contenido de Carbón Conradson (CCR) es un indicador del potencial de generación de residuos carbonosos durante los procesos de refinación de crudos. Se esperaría, por tanto, que el valor de CCR presente en el crudo se reflejara en su VGO. Al comparar los valores de CCR obtenidos a partir de ambos tipos de crudos, se observa que el VGOC derivado del crudo convencional exhibe un contenido de CCR tres veces mayor que el VGONC obtenido del crudo no convencional. En general, los hidrocarburos de elevado peso molecular, con estructuras aromáticas condensadas, se consideran los precursores más significativos en la formación de residuos carbonosos [24], en este sentido, el VGOCOL, caracterizado por su alta concentración de especies aromáticas (FA = 50 % p/p), exhibió la mayor cantidad de CCR, con valores máximos de 0.43 % p/p. Por otro lado, el crudo convencional duplicó la concentración de compuestos aromáticos en comparación con el CNC, lo que favoreció la generación de mayores rendimientos de Carbón Conradson en el VGOC.

El CCR también sirve como un índice confiable del contenido de parafinas en los crudos, donde valores bajos, inferiores a 1 y cercanos a 0, indican que está compuesto principalmente por n-parafinas, como es el caso del CNC [25-26]. Además, el valor del contenido de CCR observado en el VGONC se relacionó directamente con su elevado valor de densidad API, un alto valor indica un bajo potencial de generación de residuos de Carbón Conradson. En cuanto al residuo atmosférico ATRNCL derivado del crudo de origen no convencional, se observa que presenta valores de CCR más de 100 veces superiores a los del correspondiente VGONC (12.4 frente a 0.11 % p/p en el VGONC), como era de esperar debido a la alta proporción de especies aromáticas en este residuo [24].

Es ampliamente conocido que los catalizadores empleados en los procesos de craqueo catalítico son envenenados y desactivados por la presencia de metales en las alimentaciones [27-28]. En los crudos y sus fracciones residuales, es común encontrar diversos grupos de metales suspendidos, ya sea en forma de sales o compuestos organometálicos. Entre estos metales, el vanadio, el níquel y el hierro son los principales responsables de la desactivación de los catalizadores. La presencia de hierro se asocia con la formación de estructuras nodulares en la superficie del catalizador, a través de compuestos organometálicos, lo que conduce al taponamiento de los poros [29, 30]. El níquel, por otro lado, ocasiona una pérdida de actividad relativamente baja, pero ejerce una influencia significativa en la selectividad de los productos de reacción. Esto se debe a que su deposición potencia las reacciones de transferencia de hidrógeno y deshidrogenación, las cuales conducen a la formación de coque y posterior desactivación del catalizador [31, 32]. Los VGOs de origen convencional mostraron concentración de metales cercanos entre sí y considerablemente más altos que el VGONCL. El metal más perjudicial para los catalizadores es el vanadio, ya que intensifica las reacciones de transferencia de hidrógeno y puede destruir la estructura zeolítica del catalizador. Por otro lado, el procesamiento de hidrocarburos de origen no convencional podría resultar beneficioso para la preservación del catalizador debido a su bajo contenido de vanadio (0.23 % p/p en el VGONC). Como era de esperar, el ATRNCL mostró un mayor contenido de cada una de estas especies metálicas, lo que lo convierte en una alimentación que podría causar daños más significativos al catalizador [33, 34].

**Tabla 5.** Propiedades de los crudos y sus cortes típicos, de origen convencional y no convencional

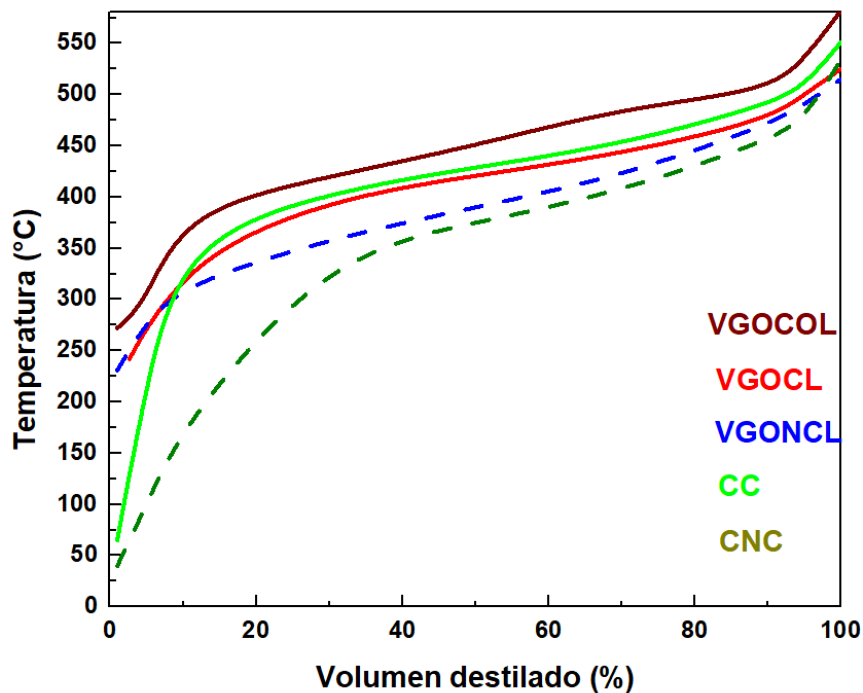
Alimentación	No convencional					
	CC	VGOC	VGOCOL	VGONC	ATRNC	CNC
° API	24.6	23.39	19.7	33.32	17.41	40.1
CCR (% p/p)	5.1	0.34	0.43	0.11	12.4	0.15
Inicial	65	222	272	228	294	43
10 % vol.	358	391	387	309	409	172
30 % vol.	405	420	420	348	458	344
50 % vol.	429	437	450	377	481	375
70 % vol.	451	469	487	415	519	405
90 % vol.	490	494	503	466	-	455
95 % vol.	508	510	534	481	-	475
Final	551	545	582	506	520	534
Níquel (ppm)	1.31	0.39	0.48	0.05	0.55	0.05
Vanadio (ppm)	1.44	0.85	0.97	0.23	1.25	0.27
Sodio (ppm)	0.29	0.77	0.83	0.32	0.60	0.28
Hierro (ppm)	1.96	0.30	0.24	0.81	1.50	0.71

Cobre (ppm)	0.02	0.06	0.05	0.28	0.66	0.18
-------------	------	------	------	------	------	------

Fuente: Elaboración propia.

Los valores obtenidos de la curva de destilación simulada de cada hidrocarburo se presentan también en la Tabla 5. En la Figura 5 se muestran las curvas de destilación simulada de los VGOs. Las temperaturas de ebullición de los productos destilados revelan que los VGOs derivados de crudos convencionales requieren temperaturas mucho más altas para obtener diferentes fracciones de destilación. Por ejemplo, en el caso del VGOCOL, el 10 % de sus productos líquidos se destilan a 387 °C, el 50 % a 450 °C y el 90 % a 503 °C, mientras que para el VGONC, las temperaturas correspondientes son 309 °C, 377 °C y 466 °C, respectivamente. Esto sugiere una mayor presencia de hidrocarburos ligeros en este último. Los puntos de ebullición obtenidos a partir de las curvas de destilación simulada guardan una correlación directa con los valores de densidad API; mayor grados API indica una mayor cantidad de hidrocarburos ligeros, como es el caso del VGONC.

Figura 5. Curvas de destilación simulada de los crudos y VGOs.



Fuente: Elaboración propia.

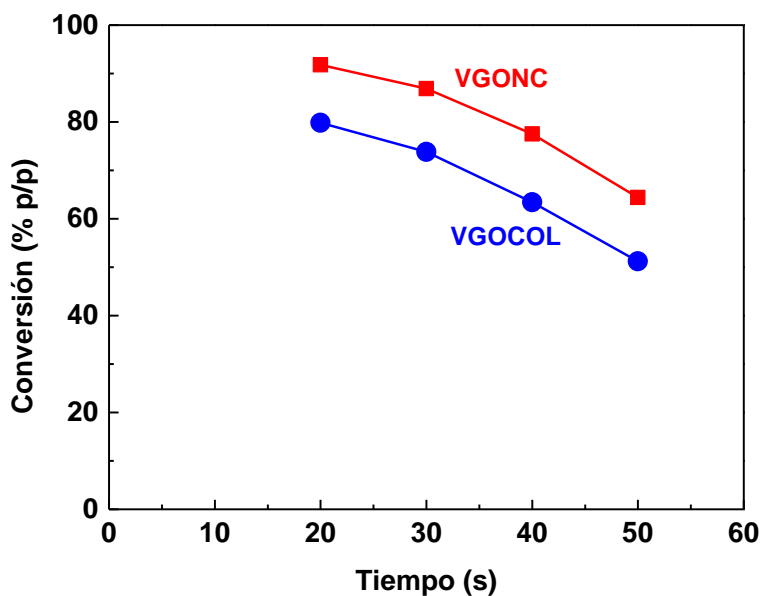
### Evaluación catalítica

Las condiciones experimentales se ajustaron acorde a las condiciones operativas típicas empleadas en una refinería de craqueo catalítico, con el fin de alcanzar los objetivos establecidos en esta investigación y así validar los resultados obtenidos con otros dispositivos experimentales en el craqueo catalítico de hidrocarburos, como el reactor simulador de riser CREC. La Figura 6 muestra las curvas de conversión del VGONC y el VGOCOL en función del tiempo de reacción a 550 °C. La conversión se calculó en función de los rendimientos a gas seco (GS), gas licuado de petróleo (GLP), gasolina (C5-C12) y coque como se ilustra en la Ecuación 1.

$$X = YGS + YGLP + YGASOLINA + YCOQUE \quad (1)$$

Los perfiles de conversión exhibieron un comportamiento característico para este tipo de reactores, con una pendiente negativa que se atribuye al uso continuo del reactor de lecho fijo MAT [35]. Se observó que el VGONC, con un mayor contenido de n-parafinas, presentó una conversión más alta en comparación con el VGOCOL. Este resultado se relaciona con la concentración de hidrocarburos aromáticos en el VGOCOL, cuyo valor se triplicó (ver Tabla 4) en comparación con el VGONC. La mayor presencia de aromáticos en el VGOCOL (50% p/p), con elevado carácter básico [16], podrían ser absorbidos con mayor fuerza que las n-parafinas, más predominantes en el VGONC (79.5% p/p), lo que podría inhibir la conversión de estos últimos cuando forman parte de la mezcla. Además, es ampliamente conocido que la mayor conversión de las alimentaciones utilizadas en los procesos de craqueo está relacionada con el contenido de n-parafinas, las cuales son fácilmente craqueables, lo que resultaría en una elevada producción de gases y una baja producción de combustibles líquidos.

Figura 6. Conversión del VGONC y el VGOCOL en función del tiempo de reacción a 550 °C.



Fuente: Elaboración propia.

La distribución de los productos obtenidos en la conversión de los VGOs se muestra en la Tabla 6 en forma de selectividades observadas a una conversión aproximada del 75 % p/p. Las selectividades se calcularon como la relación entre el rendimiento del corte de hidrocarburo correspondiente y la conversión de la alimentación inyectada en cada experimento. La gasolina fue el producto mayoritario con ambas alimentaciones, lo cual es coherente con las condiciones experimentales. De las dos alimentaciones, la de mayor carácter aromático (VGOCOL) mostró una selectividad más alta a gasolina que aquella compuesta principalmente por parafinas (VGONC). Los hidrocarburos que componen la fracción aromática, de mayor concentración en el VGOCOL, presentan estructuras mayormente constituidas por anillos aromáticos condensados con presencia de cadenas laterales. Estas cadenas pueden ser fácilmente desalquiladas, lo que conduce a la

formación de nuevos hidrocarburos alifáticos y aromáticos en el rango de la gasolina [36].

La composición de la gasolina determina su calidad como combustible (RON). En este sentido, un mayor contenido de aromáticos y olefinas se relaciona con una mejor calidad, aunque hay un límite máximo regulado por especificaciones medioambientales [2]. La composición y calidad del corte gasolina se muestra en la Tabla 6, a una conversión aproximada del 75% p/p. Como era de esperar, debido a la composición de los VGOs, la gasolina obtenida del VGONC, que tiene una mayor proporción de parafinas, exhibió una calidad más baja (84,3 RON). En contraste, la gasolina del VGOCOL, predominantemente aromática, mostró la calidad más alta (88,5 RON). Por otro lado, las especies con alto contenido de parafinas contribuyeron principalmente a hidrocarburos parafínicos en el rango de la gasolina, como se esperaba del craqueo directo de las parafinas lineales en el VGONC [36].

Los rendimientos de gases (GS and GLP) de VGONC duplicaron los valores observados típicamente con alimentaciones convencionales como lo es el VGOCOL. Se ha observado previamente que en zeolitas Y con mesoporosidad intracristalina [15], la conversión de la fracción parafínica en un VGO muestra una selectividad mucho mayor hacia los gases en comparación con las fracciones aromáticas y de resinas. Estas observaciones sugieren que los hidrocarburos saturados, que son más propensos a la craqueabilidad y predominan particularmente en VGONC, contribuyen de manera más significativa al rendimiento de gas que las fracciones aromáticas, que están presentes en mayor proporción en VGOCOL. A pesar de la importancia industrial de los gases, las refinerías convencionales fueron diseñadas originalmente para la producción de combustibles líquidos, como la gasolina, y un cambio en esta orientación podría afectar la economía del proceso. Uno de los productos del craqueo favorecido por las condiciones de reacción es el coque, el cual puede depositarse sobre los catalizadores y provocar su desactivación rápida, aunque reversible mediante su combustión (Proceso de regeneración). El coque que se quema en la unidad de regeneración proporciona la energía necesaria para mantener las reacciones químicas en el reactor ascendente, las cuales son endotérmicas [37, 38]. La composición de la alimentación, así como las condiciones operativas y las propiedades del catalizador, son factores determinantes en el rendimiento y las características de los depósitos carbonosos.

Dada la composición del VGONC, las selectividades a coque observadas fueron significativamente bajas, inferiores al 7,0% en peso. Estos valores de selectividad están considerablemente por debajo de los valores típicamente obtenidos en una refinería, lo que desequilibra el balance energético del proceso [38, 39]. Este comportamiento se atribuye a la mayor cantidad de parafinas presentes en la alimentación de origen no convencional, las cuales son menos propensas a la formación de coque. Por otro lado, el VGOCOL, al presentar un mayor contenido de compuestos aromáticos, que son precursores del coque, favoreció la formación de residuos carbonosos.

**Tabla 6.** Distribución de productos (selectividades % p/p), composición y calidad de la gasolina en la conversión de VGONCL y VGOCOL. (conversión aproximada del 75% %p/p).

	VGONC	VGOCOL
$S_{GS}$ (% p/p)	31.53	14.23
$S_{GLP}$ (% p/p)	29.57	19.51
$S_{gasolina}$ (wt.%)	32.11	49.32
<i>Composición de gasolina (%)</i>		
Parafinas	37.2	18.6



Olefinas	23.4	27.2
Naftenos	17.6	12.7
Aromáticos	21.8	41.5
RÓN	84.3	88.5
Scoque (% p/p)	6.79	16.94

Fuente: Elaboración propia.

## Conclusión

La investigación de hidrocarburos de distintos yacimientos ha proporcionado información sobre las propiedades de alimentaciones no convencionales y su reactividad frente a catalizadores en condiciones de reacción típicas del proceso de craqueo, un área hasta ahora poco explorada. A través de una serie de etapas de destilación en laboratorio, se lograron obtener diferentes cortes de petróleo a partir de crudos tanto convencionales como no convencionales. Las modificaciones aplicadas a la técnica ASTM D2892-18 representaron un enfoque innovador, relativamente sencillo y de bajo costo, que permitió alcanzar resultados similares a los obtenidos a escala industrial en una refinería. A través del fraccionamiento SARA, se lograron separar las fracciones que conforman los VGOs, tales como la fracción de saturados (FS), la fracción de aromáticos (FA), la fracción de resinas (FR) y la fracción de asfaltenos (FAs). Los resultados del fraccionamiento revelaron que, tanto en los crudos como en los cortes producidos, aquellos de origen no convencional mostraron la mayor proporción de especies parafínicas, con concentraciones superiores al 79% p/p. La caracterización del crudo no convencional (CNC) y del VGONC reveló un marcado carácter parafínico y una alta densidad API, lo que los convierte en alimentaciones livianas en comparación con las extraídas tradicionalmente de los reservorios convencionales. Además, las alimentaciones de origen no convencional mostraron curvas de destilación con temperaturas de ebullición más bajas que las observadas en las alimentaciones convencionales.

Los hidrocarburos que constituyen las alimentaciones de origen convencional y no convencional suelen ser fundamentalmente los mismos, pero las composiciones de los VGOs estudiados resultaron muy diferentes. El exceso de parafinas presentes en los no convencionales (extraídos por fracking) se convierte en un aspecto negativo que podría ocasionar considerables pérdidas económicas en la refinería. Los principales problemas derivan de la alta concentración de parafinas, que puede generar dificultades durante las etapas de producción y transporte. El VGONC produjo significativamente menos coque que los valores típicos obtenidos con alimentaciones convencionales, debido al bajo contenido de aromáticos, resinas y asfaltenos, que son precursores del coque. En cambio, las selectividades a gases (GS y GLP) fueron elevadas en comparación con el VGOCOL convencional. Aunque persisten numerosas incógnitas sobre las tecnologías de operación, este primer estudio de las propiedades y la reactividad de alimentaciones de origen no convencional nos proporciona información valiosa que hasta la fecha ha sido poco explorada.

## Agradecimientos

Los autores agradecen al Consejo Nacional de Investigaciones Científicas y Técnicas CONICET (Argentina) por la financiación una parte de la investigación, así como a la Universidad del Atlántico (Colombia) por su apoyo en la financiación de parte de los experimentos.

## Referencias bibliográficas

- [1] Iqbal M, Yakubu M, Aminu Z, Raj P. 8 - Crude to chemicals: The conventional FCC unit still relevant. *Modelling of Chemical Process Systems* (2023) 251-267. <https://doi.org/10.1016/B978-0-12-823869-1.00003-X>.
- [2] Sadeghbeigi R. *Fluid Catalytic Cracking Handbook*. 4th ed. Kidlington: Butterworth-Heinemann; 2020.
- [3] Peters KE, Xia X, Pomerantz AE, Mullins OC. Geochemistry Applied to Evaluation of Unconventional Resources. In: Zee Ma Y, Holditch S, editors. *Unconventional oil and gas resources handbook: evaluation and development*. Amsterdam: Gulf Professional Publishing; 2016. p. 71-126. <https://doi.org/10.1016/B978-0-12-802238-2.00003-1>.
- [4] Caineng Z, Rukai Z, Shizhen T, Lianhua H, Yuan X, Zhang G, et al. *Unconventional Petroleum Geology*. 2nd ed. Amsterdam: Elsevier; 2017.
- [5] Hadi A. Chapter 3 - Geology of tight unconventional oil reservoirs. *Tight Oil Reservoirs* (2023) 25-33. <https://doi.org/10.1016/B978-0-12-820269-2.00006-8>.
- [6] Cheng-Zao J, Xiong-Qi P, Yan S. Whole petroleum system and ordered distribution pattern of conventional and unconventional oil and gas reservoirs. *Petroleum Science* (2023) 20 1-19. <https://doi.org/10.1016/j.petsci.2022.12.012>.
- [7] T. Hu, G.Y. Wu, Z. Xu, X.Q. Pang, Y. Liu, S. Yu. Potential resources of conventional, tight, and shale oil and gas from Paleogene Wenchang Formation source rocks in the Huizhou Depression. *Adv. Geo-Energy Res.*, 6 (5) (2022), pp. 402-414, <https://doi.org/10.46690/ager.2022.05.05>.
- [8] García J, Fals J, Dietta L, Sedran U. VGO from shale oil. FCC processability and co-processing with conventional VGO. *Fuel* 328 (2022) 125327, <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2022.125327>.
- [9] Chen X, Li N, Yang Y, Yang C, Shan H. Novel Propylene Production Route: Utilizing Hydrotreated Shale Oil as Feedstock via Two-Stage Riser Catalytic Cracking. *Energy Fuels* 2015;29:7190-5. <https://doi.org/10.1021/acs.energyfuels.5b02076>.
- [10] Xu Ch, Gao J, Zhao S, Lin S. Correlation between feedstock SARA components and FCC product yields. *Fuel* 2005;84:669-74. <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2004.08.009>.
- [11] Palos, R.; Gutierrez, A.; Fernandez, M. L.; Trueba, D.; Bilbao, J.; Arandes, J. M. Upgrading of heavy coker naphtha by means of catalytic cracking in refinery FCC unit. *Fuel Process. Technol.* 2020, 205, 106454. <https://doi.org/10.1016/j.fuproc.2020.106454>.
- [12] Jimenez-García, G.; de Lasa, H.; Maya-Yescas, R. Simultaneous estimation of kinetics and catalysts activity during cracking of 1,3,5-triisopropyl benzene on FCC catalyst. *Catal. Today* 2014, 220-222, 178, <https://doi.org/10.1016/j.cattod.2013.10.026>.
- [13] García-Martínez J, Johnson M, Valla J, Li K, Ying JY. Mesostructured zeolite Y - High hydrothermal stability and superior FCC catalytic

performance. *Catal Sci Technol* 2012;2:987–94. <https://doi.org/10.1039/c2cy00309k>.

[14] ASTM. Standard Test Method for Testing Fluid Catalytic Cracking (FCC) Catalysts by Microactivity Test. ASTM international 2008: D3907-03.

[15] ASTM. Standard Test Method for Distillation of Crude Petroleum (15-Theoretical Plate Column). ASTM international 2018: D2892-18.

[16] ASTM. Standard Test Method for API Gravity of Crude Petroleum and Petroleum Products (Hydrometer Method). ASTM international 2019: D287-12b.

[17] ASTM. Standard Test Method for Determination of Carbon Residue (Micro Method). ASTM international 2015: D4530-15.

[18] ASTM. Standard Test Method for Distillation of Petroleum Products at Reduced Pressure. ASTM international 2018: D1160-18.

[19] ASTM. Standard Test Method for Characteristic Groups in Rubber Extender and Processing Oils and Other Petroleum-Derived Oils by the Clay-Gel Absorption Chromatographic Method. ASTM international 2011: D2007-11.

[20] Fals J, García JR, Falco M, Sedran U. Coke from SARA fractions in VGO. Impact on Y zeolite acidity and physical properties. *Fuel* 2018;225:26–34. <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2018.02.180>.

[21] Fals J, Carlos A.T. Toloza, Puello-Polo E, Márquez E, Méndez F. A comprehensive study of product distributions and coke deposition during catalytic cracking of vacuum gas oil over hierarchical zeolites. *Heliyon* Volume 9, Issue 4, April 2023, e15408. <https://doi.org/10.1016/j.heliyon.2023.e15408>.

[22] Misra S, Baruan S, Singh K. Paraffin problems in crude oil production and transportation: A Review. *SPE Production and Facilities*. 1995; 10(1):50-4, <https://doi.org/10.2118/28181-PA>.

[23] Mandal, S; Bhattacharyya, D; Shende, V.B; Das, A.K; Ghosh, S; en M.L. Occelli (Ed.), *Fluid Catalytic Cracking III*, ACS Symp. Ser. 571, ACS, Washington DC, 1994, p. 335.

[24] J.R. García, M. Falco, U. Sedran, Intracrystalline mesoporosity over Y zeolites: Processing of VGO and resid-VGO mixtures in FCC, *Catal Today* 296 (2017) 247-253, <https://doi.org/10.1016/j.cattod.2017.04.010>.

[25] Bozzano G; Dente, M; Carlucci, F. The effect of naphthenic components in the visbreaking modeling. *Comput. Chem. Eng.* 29 (2005) 1439. <https://doi.org/10.1016/j.compchemeng.2005.02.033>.

[26] Stratiev, D; Shishkova, I; Tsaneva, T; Mitkova, M; Yordanov, D. Investigation of relations between properties of vacuum residual oils from different origin, and of their deasphalted and asphaltene fractions. *Fuel* 170 (2016) 115-129. <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2015.12.038>.

[27] Lappas, A; Nalbandian, L; Iatridis, D; Voutetakis, S; Vasalos, L. Effect of metals poisoning on FCC products yields: studies in an FCC short contact time pilot plant unit. *Catal. Today* 65 (2001) 233-240, [https://doi.org/10.1016/S0920-5861\(00\)00588-5](https://doi.org/10.1016/S0920-5861(00)00588-5).

- [28] Wen, Z; Yang, J; Xu, X; Gao, J. Removal of Nickel and Vanadium from Crude Oil by Microwave-Chemical Method. I. Chemical Method. *Pet. Sci. Technol* 31 (2013) 991-999, <https://doi.org/10.1080/10916460903330023>.
- [29] Yuxia, Z.; Quansheng, D.; Wei, L.; Liwen, T.; Jun, L. Studies of iron effects on FCC catalysts. *Fluid Catalytic Cracking VII Materials, Methods and Process Innovations*; Elsevier, 2007; Vol. 166, pp 201- 775 212, [https://doi.org/10.1016/S0167-2991\(07\)80196-0](https://doi.org/10.1016/S0167-2991(07)80196-0).
- [30] Liu, Z; Zhang, Z; Liu, P; Zhai, J; Yang, C. Iron Contamination Mechanism and Reaction Performance Research on FCC Catalyst. *J Nanotechnol* 2015 (2015) 500, <https://doi.org/10.1155/2015/273859>.
- [31] Petti, T.; Tomczak, Z.; Pereira, C.; Cheng, W. Investigation of nickel species on commercial FCC equilibrium catalysts-implications on catalyst performance and laboratory evaluation. *Appl. Catal., A* 772 1998, 169, 95-109, [https://doi.org/10.1016/S0926-860X\(97\)00373-6](https://doi.org/10.1016/S0926-860X(97)00373-6).
- [32] V. Pinto, A.S. Escobar, B.G. de Oliveira, Y.L. Lam, H.S. Cerqueira, B. Louis, J.P. Tessonier, D.S. Su, M.M. Pereira. The effect of alumina on FCC catalyst in the presence of nickel and vanadium. *Applied Catalysis A: General* (2010) vol 388 p 15-21. <https://doi.org/10.1016/j.apcata.2010.07.055>.
- [33] Torrealba, M; Goldwasser, M.R; Perot, G; Guisnet, M. Influence of vanadium on the physicochemical and catalytic properties of USHY zeolite and FCC catalyst. *Appl. Catal. A: Gen.* 90 (1992) 35-49. [https://doi.org/10.1016/0926-860X\(92\)80246-9](https://doi.org/10.1016/0926-860X(92)80246-9).
- [34] Buurmans, C; Ruiz-Martínez, J; Knowles, W.V; van der, B; Bergwerff, J.A; Weckhuysen, B.M. Catalytic activity in individual cracking catalyst particles imaged throughout different life stages by selective staining. *Nat. Chem* 3 (2011) 862-867, <https://doi.org/10.1038/nchem.1148>.
- [35] Passamonti, F. J.; Puente, G. d. I.; Sedran, U. Comparison between MAT flow fixed bed and batch fluidized bed reactors in the evaluation of FCC catalysts. Conversion and yields of the main hydrocarbon groups. *Energy Fuels* 2009, 23, 1358-1363, <https://doi.org/10.1021/ef900151e>.
- [36] Stratiev, D.; Shishkova, I.; Tsaneva, T.; Mitkova, M.; Yordanov, D. Investigation of relations between properties of vacuum residual oils from different origin, and of their deasphalted and asphaltene fractions. *Fuel* 2016, 170, 115-129, <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2015.12.038>.
- [37] Al-Khattaf S, Saeed MR, Aitani A, Klein MT. Catalytic Cracking of Light Crude Oil to Light Olefins and Naphtha over E-Cat and MFI: Microactivity Test versus Advanced Cracking Evaluation and the Effect of High Reaction Temperature. *Energy Fuels* 2018;32:6189-99, <https://doi.org/10.1021/acs.energyfuels.8b00691>.
- [38] D. F. Ramírez Jiménez, "Sistema de medición y control de temperatura para un prototipo de planta de tratamiento de aguas residuales", *Investigación e Innovación en Ingenierías*, vol. 9, n.º 1, pp. 100-113, abr. 2021. DOI: <https://doi.org/10.17081/invinno.9.1.4305>
- [39] Speight JG. *The Chemistry and Technology of Petroleum*. 5th ed. Boca Raton: CRC Press; 2014.