

7 Momento Técnico

SUGERENCIAS DE LOS EXPERTOS



FÁBRICA CARIOCA
DE CATALISADORES

De la Roca al Refino: Características de Petróleos no Convencionales y los Principales Desafíos para el Refino

Lucas Andrade

Ingeniero de Servicios Técnicos
FCC S.A.

Eliza Diamante

Consultora de Servicios Técnicos
FCC S.A.

En la industria de petróleo y gas, los yacimientos de petróleo pueden clasificarse en dos categorías principales: convencionales y no convencionales. Los yacimientos de petróleo no convencional presentan características geológicas específicas, como baja permeabilidad y rápida caída de presión, por lo que se requiere estímulos para la producción de hidrocarburos. Importante destacar que tienen una recuperación de petróleo significativamente menor en comparación con los yacimientos convencionales.

El desarrollo de la industria de petróleo y gas en las últimas décadas ha sido marcado por la creciente exploración de yacimientos no convencionales, motivada por la necesidad de satisfacer la demanda energética global. A medida que las fuentes de petróleo convencional se vuelven progresivamente más escasas o económicamente inviables, la atención se dirige hacia alternativas promisorias como el *shale oil* y el *tight oil*. Específicamente en el caso de Brasil, el presal. Estos recursos presentan desafíos tecnológicos y operativos específicos, debido a las características de las formaciones geológicas, como son la baja permeabilidad, la alta heterogeneidad y la presencia de contaminantes que impactan directamente en la eficiencia de los procesos de producción y refino.

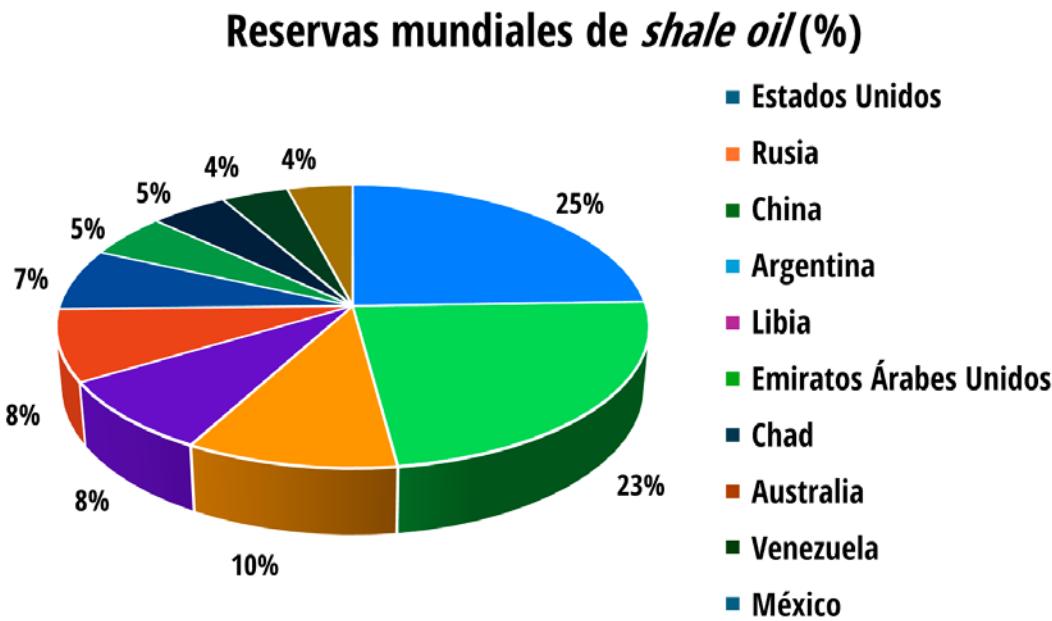
La producción de yacimientos de crudo no convencionales requiere el uso de técnicas avanzadas de perforación, completación y estimulación, como la fracturación hidráulica y la perforación horizontal, para viabilizar técnica y económicamente los procesos de extracción y producción. Por otro lado, el refino de estas corrientes impone requisitos adicionales a los sistemas catalíticos de las unidades de craqueo fluidizado (UFCC), lo que exige el desarrollo de catalizadores más robustos y estrategias operativas capaces de mitigar los efectos adversos causados por contaminantes como hierro, calcio, cobre, sodio, potasio, entre otros, así como por otras características inherentes a las cargas (como mayor acidez, contenido de oxígeno y presencia de sales).

NOVIEMBRE
2025

Shale oil

El *shale oil* se considera el petróleo no convencional más valioso y con mayor potencial de desarrollo. La producción de *shale oil* en los Estados Unidos provocó una revolución en el panorama energético global, aumentando rápidamente la producción de petróleo en el país. En China, las reservas geológicas de *shale oil* se estiman alrededor de 30 mil millones de barriles, con enorme potencial de continuar en ascenso. Otro país que se destaca por poseer grandes reservas de *shale oil* es Argentina, en la región conocida como Vaca Muerta. En 2013, la U.S. *Energy Information Administration* (EIA) estimó que el volumen de petróleo recuperable en Vaca Muerta sería del orden de 16,2 mil millones de barriles, posicionando a Argentina como el cuarto país con las mayores reservas de petróleo no convencional del mundo.

Figura 1: Reservas globales de shale oil.



Fuente: Adaptado de EIA, 2025.

El *shale oil* está compuesto por petróleo preservado en esquisto rico en materia orgánica y presenta madurez orgánica media a alta. El esquisto actúa tanto como roca madre como roca reservorio y, por lo tanto, puede denominarse “petróleo de roca generadora”. El petróleo de esquisto existe en estados adsorbido y libre, y generalmente posee baja densidad y viscosidad. Esta atrapado principalmente en poros y fracturas a nanoescala y se encuentra distribuido a lo largo de estratos laminares o microfracturas paralelas. La Tabla 1 presenta algunas características de los principales puntos de exploración de *shale oil* en el mundo.

Tabla 1: Propiedades de algunos importantes puntos de exploración de shale oil en el mundo.

Región	Materia Orgánica*		Espesor (m)	Capacidad (t/d)	Densidad (g/cm³)
	COT (%)	Ro (%)			
Jiangnan, China	1-10	0,41-0,76	10-50	1000	0,80-1,05
Alberta, Canadá	2,5	>0,7	50-150	20-70	0,82-0,85
Eagle Ford, EUA	3-7	0,7-1,4	20-60	200	0,82-0,87
Vaca Muerta, Argentina	3-5	0,7-1,3	40-150	24,3-81	0,80-0,83

*COT – carbono orgánico total (%); Ro – expresa la madurez térmica de la materia orgánica (%)

Fuente: Adaptado de WANG et al., 2019.



Tight oil

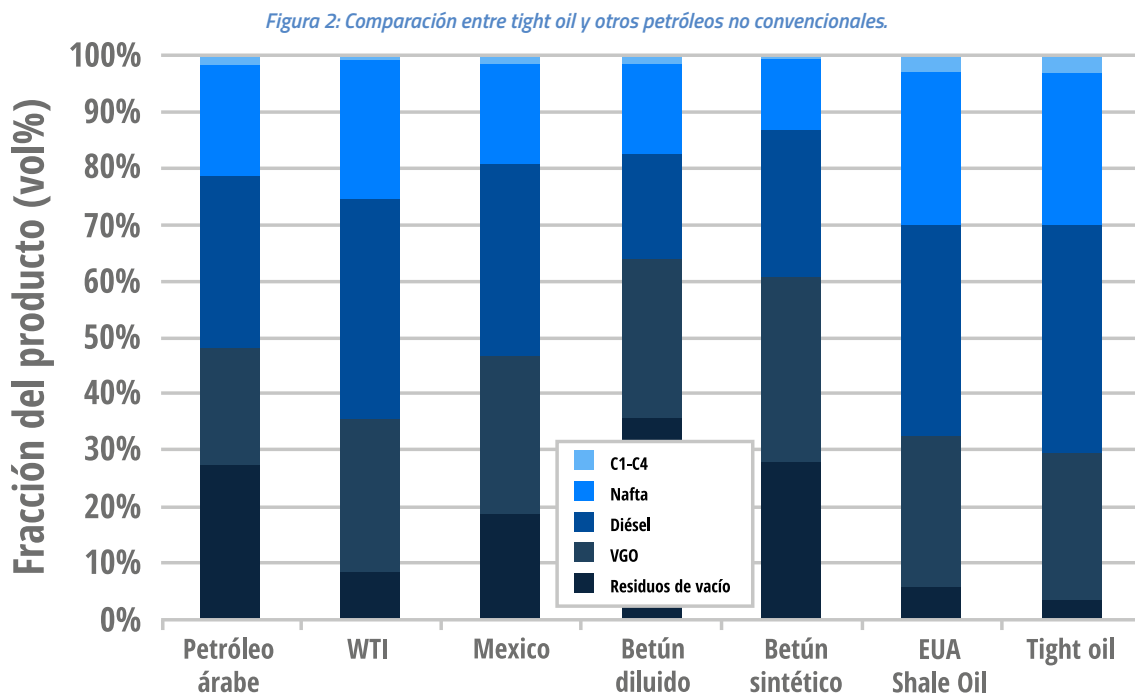
El *tight oil* es el petróleo convencional que se encuentra en yacimientos de baja permeabilidad (menor de 0,1 mD) y baja porosidad (menor del 10%) y que requiere técnicas de perforación y completación de pozos tecnológicamente más avanzadas. El proceso de extracción da lugar a hidrocarburos líquidos obtenidos mediante la fracturación hidráulica de formaciones de esquisto, mientras que una fracción pesada, similar al alquitrán, permanece en el depósito de esquisto.

Las mayores reservas viables para recuperación de *tight oil* se encuentran en Rusia (75 mil millones de barriles) y en los Estados Unidos (58 mil millones de barriles), destacándose también China, Argentina, Libia, Venezuela y México, que en conjunto suman 30 mil millones de barriles, según datos de la EIA.

En general, la composición del *tight oil* es diferente de los petróleos tradicionales, presentando las siguientes características:

- mayor densidad API;
- mayor rendimiento de diésel y fracciones ligeras;
- mayor contaminación por Fe, Ca, Na y Pb;
- menor contenido de azufre;
- mayor contenido de componentes parafínicos.

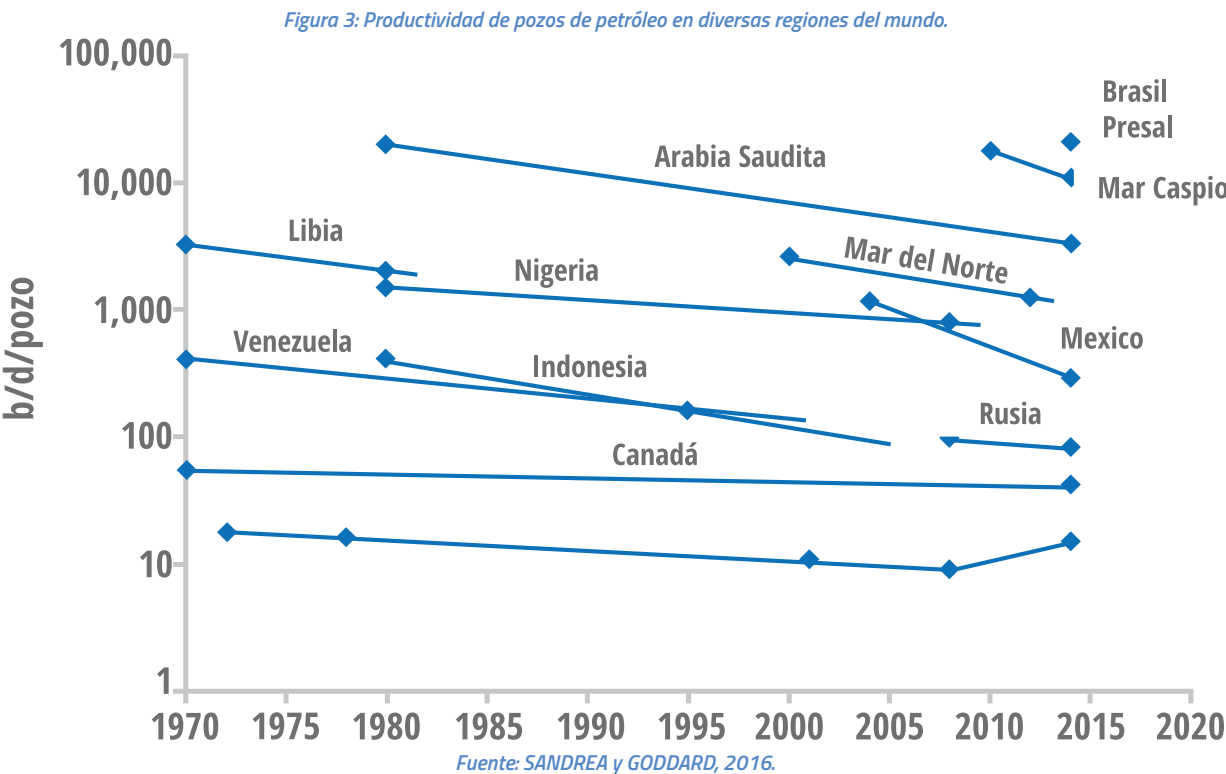
Debido a la diferencia de rendimientos en comparación con los petróleos convencionales, como se muestra en la Figura 2, puede ser necesaria la mezcla con otros crudos para ajustar los rendimientos o la adaptación del *hardware* en unidades antiguas.



Fuente: Adaptado de LELIVELD y TOSHIMA, 2015.

Presal

El petróleo del presal fue descubierto en 2007 en Brasil y se encuentra en las rocas sedimentarias situadas debajo de una gruesa capa de sal, en aguas ultra profundas, de hasta 2.000 metros, que impide la migración del petróleo. La producción diaria de petróleo en el presal es elevada, habiendo pasado de un promedio de 41 mil barriles por día en 2010 a un nivel de 1,9 millones de barriles por día en 2020, con posibilidad de alcanzar 5 millones de barriles por día en 2030, lo que demuestra la alta productividad de los pozos del presal, representado en la Figura 3.



De acuerdo con la Agencia Nacional de Petróleo (ANP), el petróleo del presal se clasifica como crudo ligero, ya que presenta una mayor densidad API, en comparación con otros tipos de petróleo. Además, petróleo extraído contiene un menor contenido de azufre y un mayor contenido de sales a base de sodio, calcio y potasio. Las sales presentes en el petróleo constituyen una fuente de corrosión para los equipos de la refinería. En la Tabla 2 se muestra una comparación de la calidad de diferentes pozos petroleros brasileños, incluidos los pozos de aguas ultraprofundas.

Tabla 2: Comparación entre diferentes aceites brasileños.

Petróleo	°API	%azufre	%nitrógeno	Acidez (mg KOH/ g petróleo)
Búzios*	28,4	0,40	0,31	0,17
Tupi*	30,7	0,35	0,27	0,17
Sapinhoá*	30,0	0,35	0,30	0,23
Cabiúnas	25,9	0,35	0,31	0,92
Marlim Sul	22,2	0,61	0,40	0,91
Roncador	22,8	0,58	0,36	1,17

* Pozos petroleros ubicados en aguas ultraprofundas.
Fuente: Adaptado de DELGADO y GAUTO, 2021.

Desafíos para el refino

Cada unidad de cada refinería está diseñada para procesar una mezcla de petróleos, con un promedio de calidad esperada y con un margen que permite cierta flexibilidad operativa dentro de un rango específico. La unidad de destilación es la más dependiente de la calidad del petróleo, mientras que las demás unidades, en general, son afectadas por el caudal y por la calidad de los productos de la destilación.

En el procesamiento de cargas de petróleos no convencionales, pueden ocurrir depósitos de parafinas en las tuberías, aumentando la pérdida de carga en los circuitos, pudiendo representar un problema especialmente grave en la etapa de



transporte para los oleoductos que abastecen las refinerías.

Debido a características específicas como la presencia de sólidos en suspensión y el alto punto de fluidez, el procesamiento de cargas más ligeras puede requerir inversiones en mejoras en el calentamiento de tanques y tuberías, así como ajustes en los filtros de bombas.

De manera general, se utilizan dos estrategias:

- **Mezclar petróleos** para adecuar los rendimientos y la calidad de los productos de acuerdo con el *hardware* de la refinería.
- **Realizar modificaciones** en las unidades de proceso para manejar la nueva carga y el perfil de rendimientos.

La mezcla de estos petróleos con crudos convencionales, que presentan mayores contenidos de hidrocarburos pesados, puede agravar algunos problemas ya bastante conocidos. En el contexto de ajuste de rendimientos y calidad de productos, la mezcla de crudos ligeros con crudos más pesados tiene total sentido y es una estrategia muy utilizada.

Sin embargo, incluso cuando se busca la segregación inicial de estos crudos más ligeros, como en bases intermedias y tanques de recepción, el contexto del sistema de almacenamiento puede provocar una mezcla no intencional debido a la existencia de lastres en los tanques. Esta mezcla - de petróleos ligeros y parafínicos con petróleos más ricos en componentes pesados, intencional o no - puede provocar el fenómeno de deposición de asfaltenos. Cuando esto ocurre, los petróleos son incompatibles por reglas de mezclado. En este contexto, análisis de laboratorio realizados previamente a la recepción, de los cargamentos y/o precisión de los assay pueden ayudar a prever y mitigar este problema, así como el uso de *software* especializado.

Para el procesamiento de cargas de petróleos más ligeros, los principales desafíos y las soluciones adoptadas se describen a continuación:

Destilación atmosférica y a vacío

Desafíos:

- Inundaciones en la parte superior de la torre atmosférica;
- Limitaciones en la carga térmica de los condensadores, en el caudal de los sistemas de bombeo, en el fraccionamiento de ligeros y en la capacidad de los tratamientos de nafta y GLP;
- Desequilibrio en los sistemas de recuperación de calor debido al bajo caudal de las corrientes de fondo - aumento de la carga térmica requerida en los hornos;
- Aumento de la degradación de las corrientes del rango del diésel al residuo atmosférico debido al incremento en su rendimiento y al aumento de presión en la zona de *flash*;
- Aumentos significativos en los puntos de congelación del queroseno de aviación y del diésel, lo que eleva el consumo de aditivos;
- Aumento de la corrosión en los sistemas superiores debido a la presencia de cloruros de difícil desalinización;
- Reducción del pH de las salmueras, provocando aumento de la corrosión en los sistemas de tope de las torres;
- Carga muy baja en las torres de vacío, lo que puede aumentar la contaminación de los gasóleos debido a arrastres y generar coquización interna por mal mojado de platos/lechos;
- Imposibilidad de producción de asfalto cementicio.

Soluciones operativas:

- Instalación de torres *pre-flash* en las unidades de destilación;

**Destilación atmosférica y a vacío**

- Adaptación metalúrgica de los sistemas de desalinización y de las partes superiores de las torres;
- Aumento de la capacidad de los sistemas superiores de las fraccionadoras atmosféricas y desbutanizadoras (carga térmica de condensadores, bombas y recipientes), de la capacidad térmica de los hornos y de la capacidad de los sistemas de tratamiento de nafta y GLP;
- Adaptación de la torre de vacío para operar con menor caudal de carga.

Craqueo catalítico fluidizado (FCC)**Desafíos:**

- Reducción de carga debido a la baja disponibilidad de gasóleos y corrientes residuales;
- Aumento significativo en los rendimientos de GLP y nafta craqueada, lo que puede generar limitaciones en los sistemas de condensación superior, separación de agua, desbutanizadora y tratamientos;
- Riesgo de coquización en los sistemas de fondo de la fraccionadora principal debido al bajo rendimiento de *slurry*;
- Alteraciones en el balance térmico de la unidad debido al bajo rendimiento de coque – la reducción de la temperatura en la fase densa y el aumento de la circulación pueden limitar la operación de la unidad;
- Reducción de la generación de vapor en los *catcoolers*, calderas de CO y calderas recuperadoras de calor; en la generación de energía en turbo-expansores y en el octanaje de la nafta craqueada;
- Envenenamiento del catalizador y de los productos por contaminantes poco comunes como hierro, calcio, magnesio, arsénico, cobre y plomo;
- Aumento de la formación de depósitos de sales en el sistema superior de la fraccionadora principal.

Soluciones operativas:

- Reformulación del catalizador de acuerdo con los objetivos de la unidad: ajuste de los rendimientos y delta coque;
- Reciclaje de *slurry*;
- Procesamiento de residuos atmosféricos o de vacío – aumento de la concentración de contaminantes de la carga – mayor reposición y uso de catalizadores más resistentes;
- Mejoras en los sistemas de lavado de condensadores y de los gases en las descargas del compresor de gas húmedo;
- Aumento de la capacidad de los sistemas de tratamiento de nafta y GLP.

Coquización retardada**Desafíos:**

- Reducción del flujo de carga debido a la baja disponibilidad de corrientes residuales;
- Necesidad de aumentar el tiempo de ciclo, ya que la carga es más refractaria al coqueo;
- Perturbaciones operativas en los hornos y en los sistemas de alimentación debido al menor punto inicial de ebullición de la carga;
- Reducción en la calidad del coque y aumento de la posibilidad de formación de *shot coke*;
- Aumento de la posibilidad de formación de *hot spots* y bolsas de líquido, lo que impacta el proceso de decokización de los tambores;



Coquización retardada	→ Aumento de los rendimientos de nafta y GLP, lo que puede generar limitaciones en los sistemas de condensación de la parte superior, separación de agua, desbutanizadora y tratamientos.
Hidrotratamientos de nafta y diésel	Desafíos: → Reducción de azufre en la carga, lo que contribuye a la longevidad del sistema catalítico, pero puede afectar sistemas de aprovechamiento de calor debido a la reducción de la generación de calor en los reactores; → Posibilidad de aumento en la concentración de contaminantes como arsénico y silicio, que pueden llevar a la desactivación del catalizador; → Aumento de la pérdida de carga y limitación hidráulica en los sistemas debido al incremento del caudal de carga. Soluciones operativas: → Optimización del sistema catalítico para la nueva relación entre azufre y nitrógeno de los productos; → Aumento de la capacidad volumétrica.

Consideraciones Finales

Frente al escenario energético actual, marcado por la creciente explotación de petróleos no convencionales, las refinerías de América Latina enfrentan desafíos tecnológicos y operativos complejos. La variabilidad de las cargas, que incluye altos contenidos de contaminantes y cambios en sus propiedades físico-químicas, requiere un entendimiento profundo de los procesos y el desarrollo de soluciones adaptativas. En este contexto, el uso de tecnologías catalíticas avanzadas desarrolladas por FCC S.A. y la implementación de ajustes en los procesos de refino son fundamentales para garantizar la estabilidad operativa, la selectividad de los productos y la maximización de la rentabilidad.



Referências

1. DELGADO, F., GAUTO, M., Petróleo: Qualidade físico-químicas, preços e mercados. FGV Energia, Rio de Janeiro, 2021.
2. Energy Information Administration - EIA, Annual Energy Outlook 2025, Estados Unidos, 2025.
3. LELIVELD, B., TOSHIMA, H., Hydrotreating challenges and opportunities with tight oil, Digital Refining, Estados Unidos, 2015.
4. SANDREA, R., GODDARD, D. A., New reservoir-quality index forecasts field well-productivity worldwide, Oil & Gas Journal, Estados Unidos, 2016.
5. WANG, M., GUO, Z., JIAO, C., LU, S., LI, J., XUE, H., LI, J., LI, J., CHEN, G., Exploration progress and geochemical features of lacustrine shale oils in China, Journal of Petroleum Science and Engineering, Elsevier: China, v., 178, p. 975-986, 2019.

Conozca nuestro Momento Técnico

Dentro del Portal FCC Connect, Momento Técnico es la línea editorial que reúne sugerencias operacionales de nuestros especialistas, estudios, resultados de test en unidades de FCC, soluciones catalíticas innovadoras, y mucho más.

HAGA CLICK

Sobre la Empresa

Fábrica Carioca de Catalisadores S.A. es una empresa de tecnología de punta, con su oficina central en Río de Janeiro, formada por la unión de las empresas Petrobras S.A. y Ketjen. Única fabricante de catalizadores de craqueo catalítico y aditivos para el refino de petróleo en el mercado sudamericano tiene como clientes consumidores las refinerías del Sistema Petrobras, así como refinerías de petróleo de países de la América del Sur.



FÁBRICA CARIOCA
DE CATALISADORES

**Para más informaciones, entre en contacto con
el equipo de Servicios Técnicos de FCC S.A.**

Rua Nelson da Silva, 663 - Distrito Industrial de Santa Cruz
CEP: 23565-160 - Rio de Janeiro - RJ - Brasil
www.fccsa.com.br