

UNIDAD 1. Generalidades y características de los crudos pesados

TEMA Ia. Yacimientos de Crudos Pesados y Extra pesados

INTRODUCCIÓN

Los yacimientos de crudos pesados y extra pesados son considerados reservorios **No Convencionales**.

Holditch (2003), define los reservorios convencionales, como aquellos que pueden producir hidrocarburos en volúmenes comerciales y económicos, sin que resulte necesario aplicar estimulaciones y/o procesos especiales de escala. Mientras que los **Reservorios No Convencionales** requieren estimulaciones masivas y/o procesos especiales para lograr producir los hidrocarburos acumulados en ellos.

Existen varios tipos de reservorios no convencionales (ver gráfico 1), como podrán observar los yacimientos de crudos pesados se encuentran dentro de la clasificación de reservorios no convencionales, ya que para extraerlos, producirlos, transportarlos y comercializarlos se necesita implementar métodos y/o procesos especiales. De igual forma, este concepto se extiende a los reservorios de crudos extra pesados y a las arenas bituminosas.



Gráfico 1. Taxonomía de los Reservorios No Convencionales

Fuente: Subsecretaría de Minería e Hidrocarburos de la Provincia de Neuquén

Esto ha representado para la industria dedicada a la explotación y producción de hidrocarburos la aplicación de procesos y tecnologías que facilite su extracción.

Ahora bien; ¿Que son los petróleos pesados y extra pesados?

Una de las formas más generales para clasificar a un petróleo es a partir de su **Gravedad API**. Recordemos que la Gravedad API, por sus siglas en inglés American Petroleum Institute, es una medida de la densidad que describe, cuán pesado o liviano es el petróleo comparándolo con respecto al agua.

La fórmula que relaciona la gravedad específica (S.G.) a 60°F con la densidad API es:

$$^{\circ}API = \frac{141,5}{GE} - 131,5 \quad a \ 60^{\circ}F$$

A partir de esta medida el Instituto Americano del Petróleo clasifica los petróleos según su gravedad API (Tabla 1).

- **Crudo liviano o ligero:** tiene gravedades API mayores a 31,1 °API
- **Crudo medio o mediano:** tiene gravedades API entre 22,3 y 31,1 °API.
- **Crudo pesado:** tiene gravedades API entre 10 y 22,3 °API.
- **Crudo extra pesado:** gravedades API menores a 10 °API.

Tabla 1. Clasificación del petróleo en función de su gravedad API.

Entonces, la gravedad API es inversamente proporcional a su viscosidad. Es decir, a medida que la API es mayor la viscosidad del petróleo es menor (figura 1).



Figura 1. Gravedad API vs Viscosidad de los diferentes tipos de petróleo.

Hasta ahora podemos definir a los petróleos pesados y extra pesados de la siguiente forma:

- Petróleo Pesados:** Es cualquier tipo de petróleo que no fluye con facilidad (viscoso), con una °API generalmente menor a 20°.

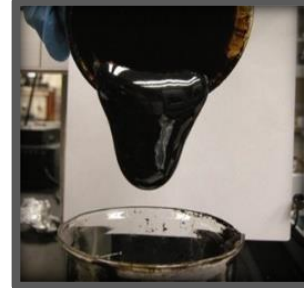


Figura 2. Imagen de un petróleo pesado.

- Petróleo Extra Pesado:** Es un petróleo cuya gravedad °API es menor a 10° y una viscosidad por debajo de los 10.000 cP.



Figura 3. Imagen de un petróleo extra pesado.

Dentro del contexto de los petróleos pesados nos encontramos con los reservorios de ***Arena petrolíferas (Oil Sand)*** o también llamados ***Arenas Bituminosas (Tar Sand)***.

Una arena petrolífera es una capa de roca porosa, a menudo considerada una mezcla de arena, arcilla, agua y bitumen. El término se utiliza de manera predominante en Canadá, donde se estima que grandes depósitos de arena petrolífera en las regiones de Athabasca, Cold Lake y Peace River de Alberta contienen más de 170 mil millones de barriles de bitumen.



Figura 4. Imagen de una arena bituminosa.

Presentan una gravedad API menor a 10°, sin embargo, su viscosidad es mayor a los 10.000 cP, por lo que, a condiciones de reservorio, no tiene fluencia o movilidad. Para extraerlos se utilizan métodos tanto de recuperación en sitio, como de minería, esta última siempre y cuando las acumulaciones de arenas petrolíferas se encuentren a menos de los 100 m [328 ft].



RECUERDEN

El Bitumen es la materia orgánica inflamable natural formada a partir del querógeno en el proceso de generación del petróleo, que es soluble en bisulfuro de carbono. El bitumen incluye hidrocarburos, tales como, el asfalto y la cera mineral. Habitualmente sólido o casi sólido, pardo o negro y posee un olor petrolífero característico.

¿Cómo se forman estos crudos no convencionales?

Se forman debido a la biodegradación del petróleo. Cuando nada bloquea la migración de fluidos hidrocarbonados (figura 5. compartimento A), estos se filtran y llegan a la superficie como petróleo y gas. A poca profundidad, el petróleo se puede biodegradar creando depósitos de petróleo pesado, extra pesado o arenas bituminosas (Oil Sand).

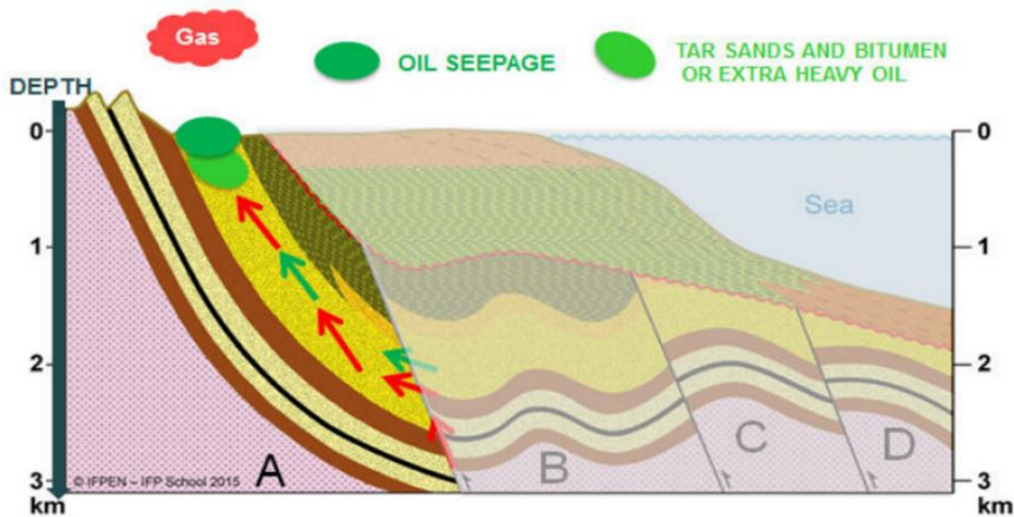


Figura 5. Formación de los yacimientos pesados, extra pesados y bituminosos.

Fuente: IFP School 2015.

La **Biodegradación** es la causa principal de la formación del petróleo pesado, extra pesado y bituminoso. A lo largo de las escalas de tiempo geológico, los microorganismos degradan los hidrocarburos livianos e intermedios, produciendo metano e hidrocarburos pesados enriquecidos.

La biodegradación produce la oxidación del petróleo, reduciendo la relación gas/petróleo (RGP) e incrementando su densidad, viscosidad, contenido de azufre, sales, entre otros elementos. A través de la biodegradación, los petróleos pierden además una importante fracción de su masa original.

Otros mecanismos, tales como el lavado con agua y el fraccionamiento de fases, contribuyen a la formación de petróleo pesado, separando las fracciones livianas del petróleo pesado por medios físicos más que biológicos.

Existen otros procesos que pueden igualmente provocar la degradación del petróleo, por ejemplo:

Las bacterias transportadas por el agua metabolizan los hidrocarburos parafínicos, nafténicos y aromáticos en moléculas más pesadas a través de procesos biológicos, físicos y químico.

Las aguas de formación también remueven hidrocarburos por solución eliminando los hidrocarburos de menor peso molecular, los cuales son más solubles en agua.

Por volatilización, cuando un sello de pobre calidad permite que las moléculas más livianas se separen y escapen, a través de los poros interconectados.

Las condiciones óptimas para la degradación microbiana de los hidrocarburos se dan en los yacimientos de petróleo, a temperaturas inferiores a 80°C (176 °F). El proceso se limita por lo tanto a los yacimientos pocos profundos.

El petróleo pesado, extra pesado y bituminoso se acumula típicamente en formaciones geológicas jóvenes: Pleistoceno, Plioceno y Mioceno (tabla 2). Estos yacimientos tienden a ser someros y poseen sellos menos efectivos, exponiéndolos a condiciones que conducen a la formación de este tipo de petróleo. Sin embargo, no implica que sus acumulaciones pueden ocurrir **en formaciones geológicas menos joven, ya que existen reservorios de crudos pesados en formaciones carbonáticas.**

ERA	CENOZOICO		SUBÉPOCA	Ma	
	PERIODO	ÉPOCA			
	CRETÁCICO	TERCIARIO			CUATERNARIO
MESOZOICO	temprano	Paleoceno	temprano	135	
				95	
	tardío		Eoceno	tardío	65
					37
	Oligoceno		temprano	tardío	33,7
					28,5
	Mioceno	temprano	tardío	16,2	
				23,8	
	Plioceno	temprano	tardío	5,3	
				11	
	Pleistoceno	temprano	tardío	3,3	
				0,78	
Holoceno	temprano	tardío	0,2		
			0,01		

Tabla 2. Edad geológica de los reservorios de crudos pesados y extra pesados.

En cualquier ambiente depositacional, la combinación correcta de agua, temperatura y microbios, puede producir la degradación y la formación del petróleo pesado. El ambiente depositacional, la composición del petróleo original, el grado en que ha sido biodegradado, el influjo o la carga de petróleos más livianos y las condiciones de presión y temperatura finales hacen que cada yacimiento de petróleo pesado sea único, por lo que todos requieren métodos de recuperación diferentes.

Porosidad y Permeabilidad

Tal como, se mencionó anteriormente los reservorios de crudos pesados, extra pesados y bituminosos se encuentran generalmente en formaciones someras entre 300 m y 1000 m de profundidad y en formaciones de correspondiente a areniscas (figura 6). Por lo tanto, al haber una menor carga geostática, las arenas se encuentran no o poco consolidadas y esto favorece la capacidad de almacenar fluidos (porosidad) y a su capacidad de flujo (permeabilidad) de una formación.

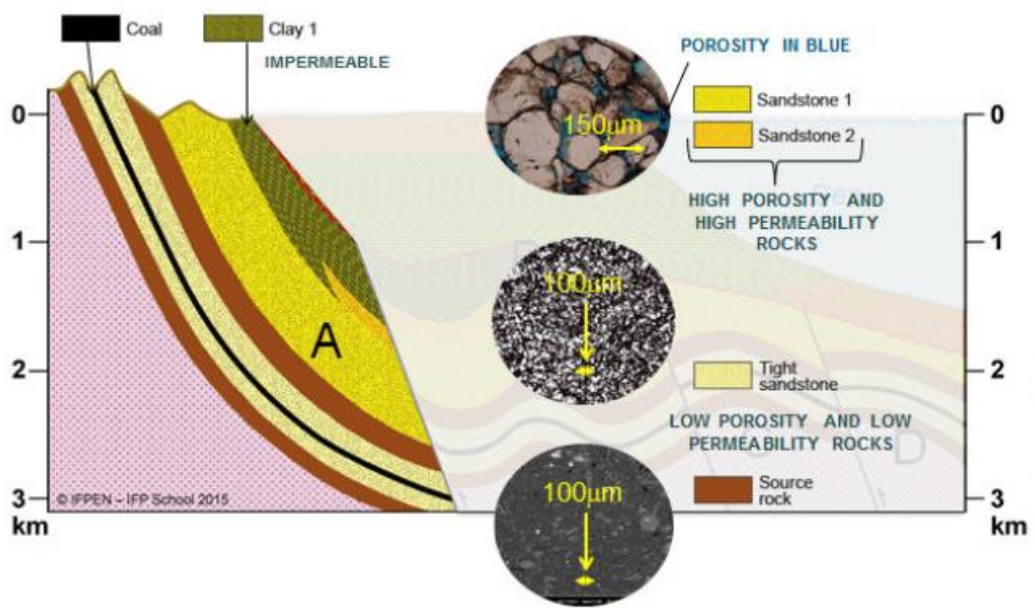


Figura 6. Porosidad y permeabilidad de los reservorios de Areniscas.

RESERVAS DE LOS CRUDOS NO CONVENCIONALES

Los recursos mundiales de petróleo no convencionales (shale oil, extra heavy oil, oil sand y oil shale) representan aproximadamente un 46% del total de los recursos (grafico.2), y el petróleo convencional un 54% (Según U.S. USGS 2000, USGS 2007, IEA2008, IEA 2009, BP 2014, DOE y BGE 2019).

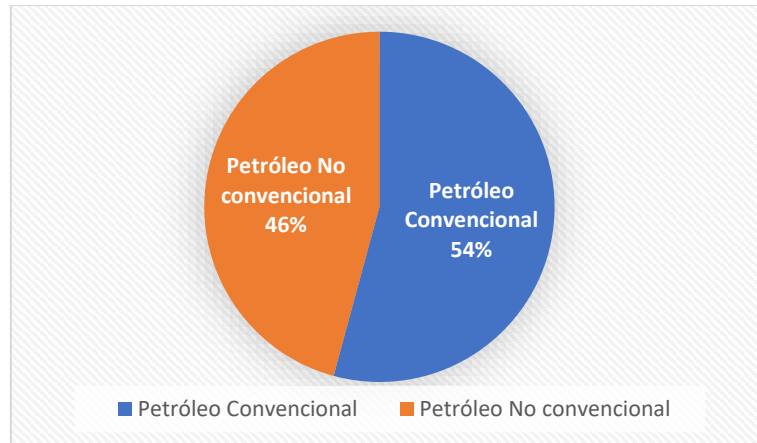


Grafico 2. Distribución de los recursos en el mundo por tipo de petróleo.

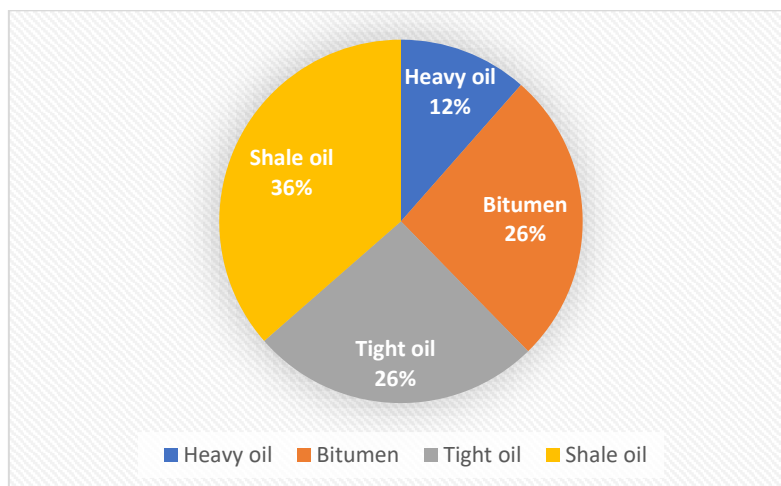


Grafico 3. Distribución de los crudos no convencionales por tipo.

En lo que refiere a los recursos estimados de petróleo extra pesado y oil sand en el mundo según BGE 2018 es de 109 Gt¹ y las reservas es de 68 Gt () (tabla 2).

Fuel	Unit	Reserves			Resources		
		(cf. 2nd column)	EJ	Gt CO ₂	(cf. 2nd column)	EJ	Gt CO ₂
Conventional crude oil	Gt	173	7,230	530	214	8,942	655
Shale oil	Gt	3.2	133	9.8	67	2,813	206
Oil sand	Gt	26	1,079	115	67	2,785	298
Extra heavy oil	Gt	42	1,752	187	42	1,767	189
Oil shale	Tcm	< 0.5	7.2	0.77	112	4,681	501
Cude oil (total)	Tcm	244	10,201	843	502	20,988	1,850
Conventional natural gas	Tcm	191	7,243	406	324	12,314	691
Shale gas	Tcm	9.9	376	21	203	7,713	433
Tight gas	Tcm	— ¹	— ¹	— ¹	57	2,184	123
Coalbed methane	Tcm	1.8	67	3.7	44	1,690	95
Aquifer gas	Tcm	—	—	—	24	912	51
Gas hydrates	Tcm	—	—	—	184	6,992	392
Natural gas (total)	Tcm	202	7,685	431	837	31,805	1,341
Hard coal	Gtce	636	18,634	1,763	13,702	401,583	37,990
Lignite	Gtce	123	3,608	364	1,399	41,014	4,142
Fossil fuels (total)	—	—	40,129	3,402	—	495,390	45,323
Uranium ²	Mt	1.3 ⁴	640 ⁴	—	12 ⁵	6,238 ⁵	—
Thorium ³	Mt	—	—	—	6.4	3,178	—
Non-renewable fuels (total)	—	—	40,769	3,402	—	504,805	45,323

Tabla 2. Reservas y Recursos energéticos no renovables en el mundo.

¹ Gigaton 1 Gt = 10⁹ t

PAISES LIDERES EN RESERVAS Y PRODUCCIÓN DE LOS CRUDOS PESADOS, EXTRA PESADOS Y BITUMINOSOS

Las reservas más grandes de crudos extra pesados (6 a 12°API) se encuentran en la Faja del Orinoco (Venezuela) con unos recursos de 42,000 Mt y unas reservas estimadas de 41,900 Mt (según, BGE 2018). Mientras que los mayores recursos de arenas bituminosas (Oil Sand) se encuentran en Alberta (Canadá) cuyos recursos estimados son de 50,000 Mt y unas reservas de 25,823 Mt (según, BGE 2018). Ambos países lideran la producción de estos hidrocarburos líquidos no convencionales (figura 7).

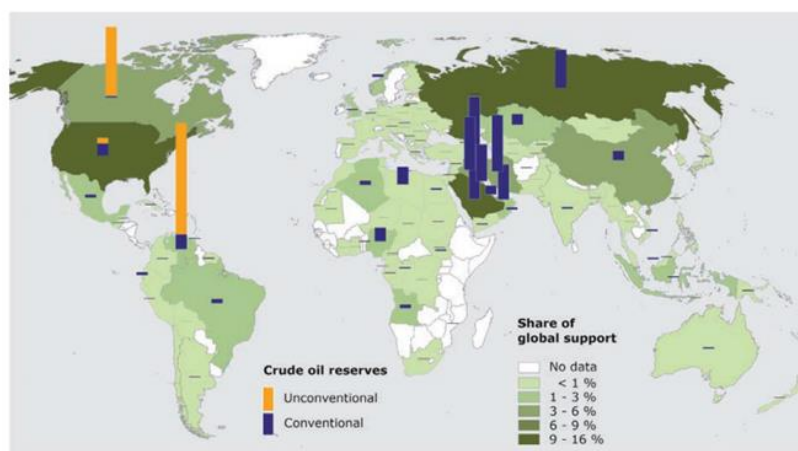


Figura 7. Desarrollo de la producción global de hidrocarburos líquidos en el mundo.

Los reservorios de petróleo extra pesado están generalizados en la región y se conocen en al menos 18 países del mundo en más de 160 campos (figura 8).

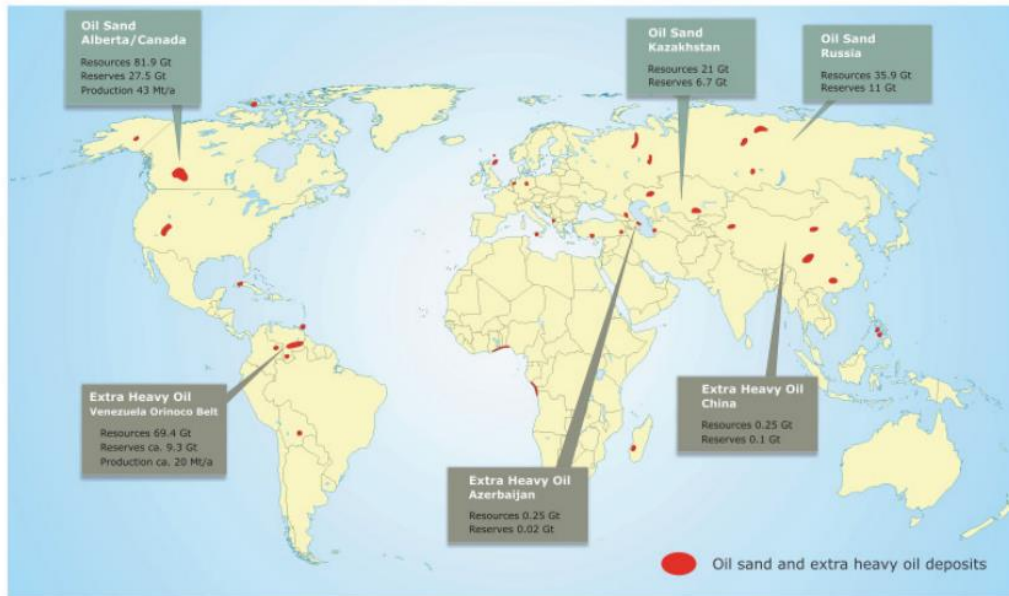


Figura 8. Distribución geográfica de los recursos y reservas de petróleos pesados y arenas bituminosas.

Entre los países fuera de Venezuela que poseen petróleos pesados y extra pesados se encuentran: Azerbaiyán, China (cuenca de Bohai, la cuenca de Huabei y la cuenca de Tarim), Chad, Angola, Irán, Irak, Kuwait, Egipto, Arabia Saudita, México, Polonia, Italia, Europa (Mar del Norte británico), Estados Unidos (California), Rusia, Brasil, Indonesia, Colombia, Ecuador, entre otros.

En cuanto a los países que poseen recursos de arenas bituminosas (Oil Sand), tal como se mencionó anteriormente la mayor parte de los recursos se concentra en Canadá (Alberta). En segundo lugar, Rusia (cuencas Timán – Pechora) y Volga-Ural y en tercer lugar, Kazajstán (cuenca del norte del Caspio).

Existen más de 20 países que tienen recursos de este tipo, entre ellos: Estados Unidos (California, Utah, Alabama, Kentucky y Texas), África, Incluyendo la República del Congo, Madagascar, Nigeria, Indonesia, Trinidad, Angola, Gabon, Alemania, Francia, Países Bajos, Polonia, Rumanía, España, Suiza, Hungría, entre otros.

PRODUCCIÓN DE LOS HIDROCARBUROS PESADOS Y OIL SAND EN EL MUNDO

Desde 1865 se han publicado numerosos trabajos y artículos referentes a la introducción de calor en los yacimientos petrolíferos para mejorar o acelerar la extracción de petróleo. Estados Unidos entre los años 1931 y 1932 y Rusia en el 1933 fueron pioneros en utilizar los métodos térmicos para la recuperación de crudos pesados.

Sin embargo, los grandes proyectos de inyección de vapor se han desarrollados a partir del año 1986 iniciados en California (EEUU), Duri (Indonesia), Bachaquero y Tia Juana (Venezuela) y aproximadamente en el año 1990 se incorpora Canadá con la explotación de sus arenas bituminosas (Oil Sand).

A continuación, se muestra un gráfico el cual reporta la producción global de los hidrocarburos líquidos por tipo:

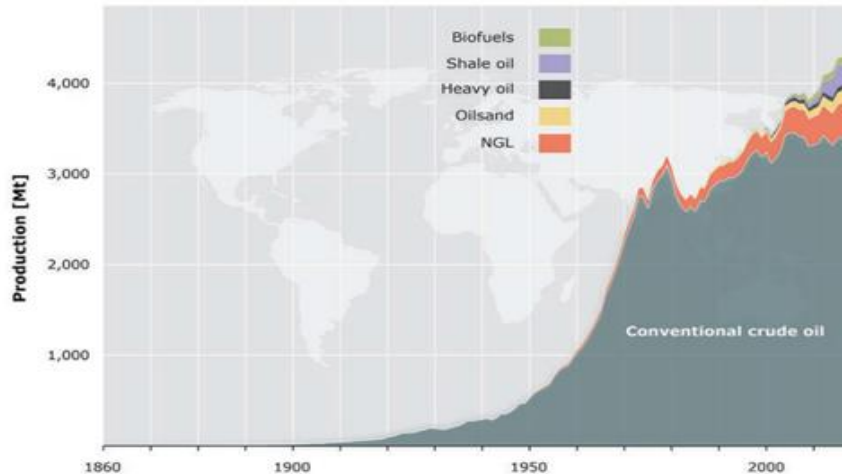


Gráfico 5. Desarrollo de la producción global de los hidrocarburos líquidos en el mundo.
Fuente: BGR Energy Study 2019.

Asimismo, el último reporte de World Energy Review 2021 (ver tabla 3), indicó que para el año 2020 la producción de crudos pesados representó el 12,9% de la producción mundial de petróleo. Dicha producción fue aportada por los siguientes países:

- Europa (Italia, Norway y United Kingdom)
- Medio Oriente (Irán, Irak, Kuwait, Arabia Saudita y Siria)
- África (Angola, Cote D'Ivoire, Egipto, Sudan)
- Asia Pacífico (Australia, China, Indonesia e India)
- América (Venezuela, Canadá, Estados Unidos, Brasil, Argentina, Colombia, Ecuador y México).

	2005	2010	2015	2016	2017	2018	2019	2020	Share of total	
									2010	2020
World	74,089	74,232	80,750	80,628	80,686	82,441	82,005	75,761		
Light	20,864	21,779	24,186	23,548	24,254	26,336	27,624	25,161	29.3%	33.2%
Medium	41,955	41,204	43,936	44,685	44,320	44,178	43,034	40,240	55.5%	53.1%
Heavy	10,496	10,572	11,961	11,787	11,519	11,337	10,771	9,749	14.2%	12.9%
Unassigned production	773	677	667	608	593	590	576	612	0.9%	0.8%

Tabla 3. Crude Production by Gravity (thousand barrels/day)

Fuente: Eni's elaborations on IEA (2021) Monthly Oil Data Services data.

<https://www.eni.com/assets/documents/eng/scenari-energetici/2021/World-Energy-Review-2021.pdf>

PROYECCIONES

La Agencia Internacional de Energía (IEA) 2011, proyectó que para 2035 varios tipos de petróleo reemplazarán la pérdida de casi la mitad de la producción global de petróleo convencional.

Se prevé que el crudo convencional represente sólo el 60 % del suministro de combustible líquido hasta el año 2040. Se proyecta que una gama de nuevos hidrocarburos y yacimientos no convencionales de tipo Shale Oil & Gas, Heavy Oil (crudos pesados), Coal Bed Methane (CBM) llenarían la brecha, ya que la demanda de combustibles líquidos continúa aumentando.

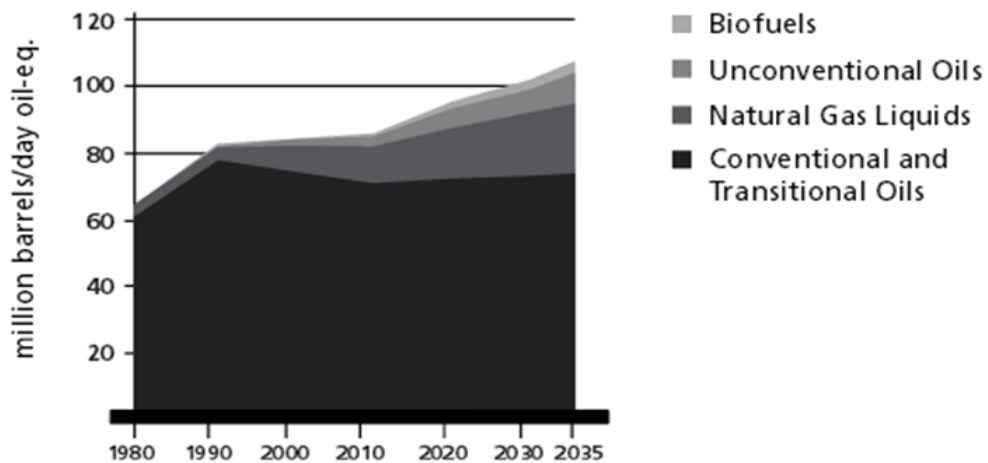


Gráfico 6. Proyección de la producción de los hidrocarburos líquidos y gaseosos no convencionales hasta el 2035.

CONCLUSIONES

Los reservorios de petróleos pesados, extra pesados y bituminosos son hidrocarburos no convencionales viscosos. Esta propiedad impide que el petróleo pueda fluir fácilmente en el subsuelo y superficie, de manera que, para producirlos requieren la aplicación de métodos y procesos diferentes a los utilizados tradicionalmente por los reservorios de petróleos convencionales (livianos o medianos).

La biodegradación es la causa principal de su formación. Generalmente, son reservorios de areniscas y pocos profundos. Es por ello, que presentan excelentes propiedades petrofísicas, tales como: la porosidad y la permeabilidad, exceptuando en las acumulaciones de este tipo de crudo en formaciones carbonáticas.

En el mundo existen recursos importantes de crudos pesados y bituminosos los cuales representan aproximadamente el 38% del total de los crudos no convencionales. La explotación de estos reservorios a pesar de estar liderada por Venezuela y Canadá, existen países que de igual forma, producen estos crudos, tales como: Italia, Norway, United Kingdom, Irán, Irak, Kuwait, Arabia Saudita, Siria, Angola, Cote D'Ivoire, Egipto, Sudan, Australia, China, Indonesia, India, Estados Unidos, Brasil, Argentina, Colombia, Ecuador y México.

Referencias Bibliográficas:

- Conaway C: The Petroleum Industry: A Nontechnical Guide. Tulsa, Oklahoma, EUA: Pennwell Publishing Co., 1999).
- Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe (BGR). Energy Study “Data and Developments Concerning German and Global Energy Supplies (2019).
URL:
https://www.pebseu.de/EN/Themen/Energie/Downloads/energiestudie_2019_en.pdf?_blob=publicationFile&v=6
- BP (2019): BP statistical review of world energy, - 64 p. BP; London Kingdom.
- Heavy Oil and Natural Bitumen Resources in Geological Basins of the World Open File-Report 2007-1084.
URL: <https://pubs.usgs.gov/of/2007/1084/OF2007-1084v1.pdf>
- Head IM, Jones DM y Larter SR: “Biological Activity in the Deep Subsurface and the Origin of Heavy Oil,” Nature 426, no. 6964 (20 de noviembre de 2003): 344–352.
- Holditch, S., 2003. The Increasing Role of Unconventional Reservoirs in the Future of the Oil and Gas Business. Journal of Petroleum Technology, November 2003. 34-79.
- IEA (International Energy Agency) (2019a): World Energy Outlook 2019. - 807 p.; Paris, France.
- Importancia del petróleo pesado (Oilfield Review) por Schlumberger Otoño 2006.
Disponible en: <https://www.slb.com/-/media/files/oilfield-review/heavy-oil-3-spanish>
- Meyer RF: “Natural Bitumen and Extra-Heavy Oil,” World Energy Council Survey of Energy Resources. Statistical Review of World Energy 2020 | 69th edition.
Disponible en: <https://www.bp.com/content/dam/bp/business-sites/en/global/corporate/pdfs/energy-economics/statistical-review/bp-stats-review-2020-full-report.pdf>
- Tissot BP y Welte DH: Petroleum Formation and Occurrence. Berlín, Alemania: Springer-Verlag, 1978.
- WEC (World Energy Council) (2004): Survey of Energy Resources, London. — (2007): 2007 Survey of Energy Resources, London. 586 p.
- World Energy 2021. <https://www.eni.com/assets/documents/eng/scenari-energetici/2021/World-Energy-Review-2021.pdf>

Glosario de Abreviaciones

BGE Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe

BP British Petroleum; internationally active energy corporation, headquarters in London

EIA U.S. energy Information Administration

IEA International Energy Agency OECD organisation; headquarters in Paris

PEC Primary Energy Consumption

USGS United States Geological Survey

WEC World Energy Council

Factores de Conversión

1 t crude oil	1 toe = 7.35 bbl = 1.428 tce = 1,101 m ³ natural gas = 41.8 x 10 ⁹ J
1 t heavy oil	1 toe = 6.19 bbl = 1.428 tce = 1,101 m ³ natural gas = 41.8 x 10 ⁹ J
1 t NGL/condensat	1 toe = 10.4 bbl = 1.428 tce = 1,101 m ³ natural gas = 41.8 x 10 ⁹ J
1 t LNG	1,380 m ³ natural gas = 1.06 toe = 1.52 tce = 44.4 x 10 ⁹ J
1,000 Nm ³ nat. gas	35,315 cf = 0.9082 toe = 1.297 tce = 0.735 t LNG = 38 x 10 ⁹ J
1 tce	0.70 toe = 770.7 m ³ natural gas = 29.3 x 10 ⁹ J
1 EJ (10 ¹⁸ J)	34.1 Mtce = 23.9 Mtoe = 26.3 G. m ³ natural gas = 278 billion TWh
1 t uranium (nat.)	14,000–23,000 tce; value varies depending on degree of capacity utilisation
1 kg uranium (nat.)	2.6 lb U ₃ O ₈