

Análisis del Shale Oil y Venezuela

Historia, actualidad y futuro de la producción de yacimientos no convencionales en USA e impacto en la recuperación de la industria petrolera venezolana.

Por Julián Salazar

En los más recientes intercambios de criterios con colegas relacionados con la actividad petrolera venezolana, tanto a nivel personal como en las diversas conferencias en las que he participado, en especial en las referidas al plan de recuperación de la industria al arribo de una nueva etapa de democracia y libertad en el país, ha surgido la inquietud expresada con la interrogante:

¿Cuál sería el impacto en la recuperación de la industria petrolera de Venezuela, del comportamiento de producción de los yacimientos no convencionales de USA?

Con base en esta premisa he preparado el presente análisis, el cual tiene como objetivo dar a conocer el comportamiento futuro de la principal fuente de producción petrolera en los Estados Unidos, proveniente en un 60% de yacimientos no convencionales de lutitas (oil and gas shale), soportado en su historia y actualidad, con el fin de establecer el efecto colateral que tendría en el plan de recuperación de la industria petrolera venezolana.

Desde el punto de vista conceptual, (Figura 1) los yacimientos no convencionales productores de petróleo y gas, son aquellos cuya explotación se puede lograr comercialmente de lutitas o rocas de muy baja permeabilidad, las cuales deben cumplir con características como: alto contenido de materia orgánica que es la condición para ser roca generadora, que tenga extensión areal y vertical suficiente para garantizar la presencia de recursos, que sea económicamente explotable y, que se logre extraer por medio de tecnologías innovadoras como la Perforación Horizontal (PH) y la terminación mediante Multi Fracturamiento Hidráulico (MFH o Fracking).

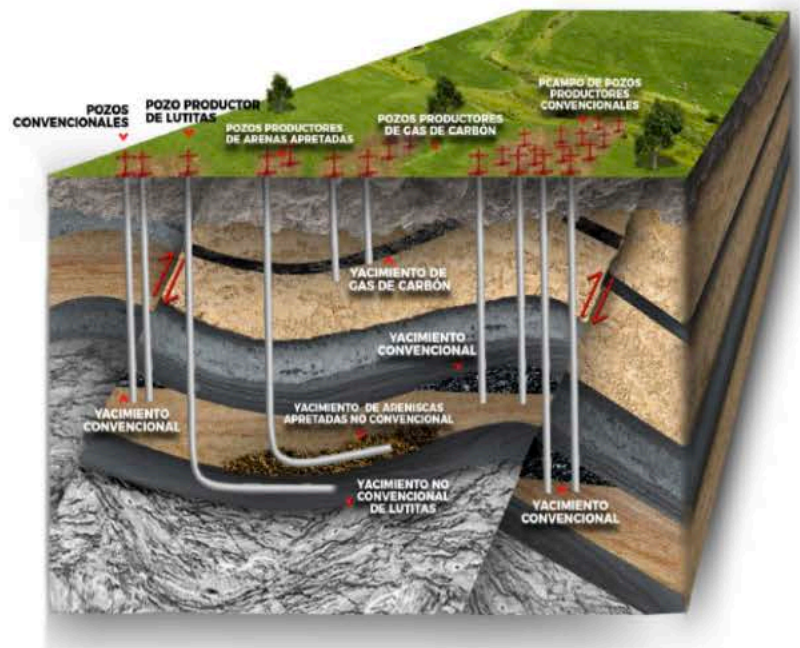


Figura 1. Bloque diagramático conceptual de los yacimientos No Convencionales de lutitas y Yacimientos Convencionales de rocas permeables y porosas.

que sea económicamente explotable y, que se logre extraer por medio de tecnologías innovadoras como la Perforación Horizontal (PH) y la terminación mediante Multi Fracturamiento Hidráulico (MFH o Fracking).

El paradigma convencional, de más de un siglo, es aquel aprendido en nuestras universidades, en el entrenamiento en cursos y en la actividad profesional, en el cual se establece que la producción petrolera proviene de rocas permeables, mayormente areniscas o calizas porosas, en donde se acumula el hidrocarburo a altas condiciones de presión y temperatura. Para que se de la premisa para la constitución de un yacimiento convencional, debe cumplir con las cinco condiciones obligatorias, de contar con la presencia de: 1) roca yacimiento con porosidad y permeabilidad para alojar y movilizar el fluido de los hidrocarburos; 2) roca madre o generadora del hidrocarburo, compuesta en su mayor parte por lutitas o calizas con alto contenido de materia orgánica; 3) trampa estructural o estratigráfica que sirva para el almacenamiento de la acumulación del petróleo y el gas; 4) sello compuesto por roca impermeable o fallas que sirvan como barreras para impedir el escape del hidrocarburo; y 5) sincronía y migración para que ocurra la acumulación posterior a la formación de la trampa. Estos yacimientos convencionales son los que generan casi el 100% de la producción mundial fuera de USA.

Tal como se observa en el cuadro de la Figura 2, en este se condensa la historia de la producción de petróleo y gas en lutitas desde su inicio en 1821 para el alumbrado público en la ciudad de Fredonia en el estado de Nueva York, pasando por todas sus etapas de investigación y desarrollo, hasta su implantación en la actualidad, con su impacto en la supremacía en la producción de Estados Unidos.

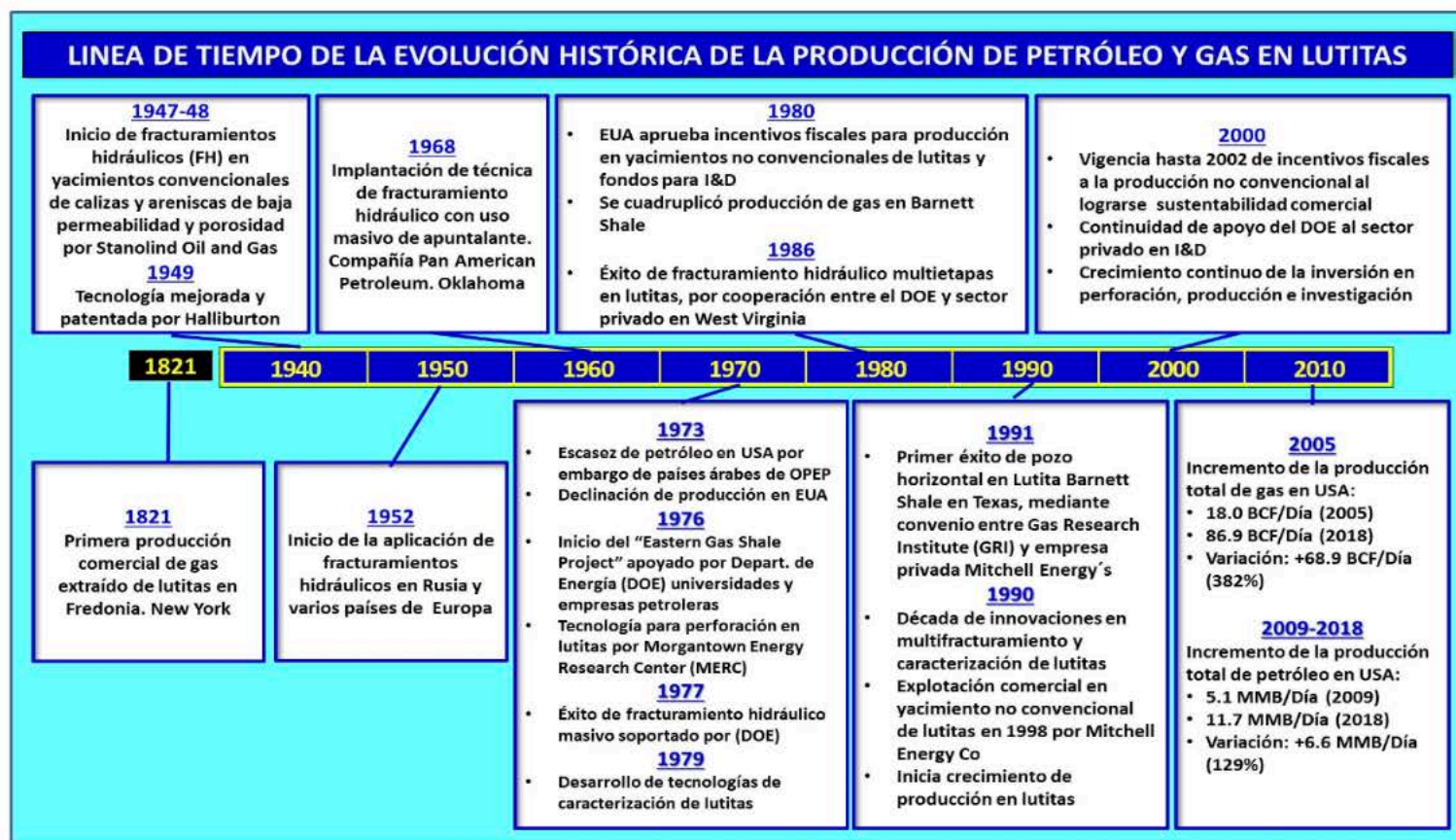


Figura 2. Diagrama esquemático de la línea de tiempo con la evolución histórica de la producción de petróleo y gas en lutitas. Julián Salazar Velásquez. Gerencia Integrada de Campos de Hidrocarburos. 2020

¿Cómo ha sido el impacto de la explotación de yacimientos no convencionales de lutitas en el crecimiento de la producción en USA?

Esa preponderancia en la producción de petróleo y gas en USA se inició en este siglo XXI; puesto que, hasta 2002 tuvieron vigencia los incentivos fiscales a la producción no convencional al lograrse la sustentabilidad comercial en los yacimientos de lutitas; sin embargo, continuó el apoyo del DOE (Department of Energy) al sector privado en Investigación y Desarrollo.

En la primera década de este siglo se logró el incremento de la producción de petróleo total en USA, la cual creció desde diciembre de 2008, de 5.1 hasta 11.7 millones de barriles diarios en octubre de 2018, lo cual representa una variación positiva de +6.6

MMBD para un incremento porcentual de 129% en una década. (Figura 3)

Al mismo tiempo, la producción de gas pasó de 18.0 billones de pies cúbicos de gas por día (BCF/D) en el año 2005 a 86.9 BCF/D en octubre de 2018, equivalente a un incremento de +68.9 BCF/D, es decir un 382%

Este crecimiento sustancial de la producción de gas y petróleo proviene principalmente de la incorporación de las áreas no convencionales de lutitas como: Marcellus, Pérmico, Utica, Eagle Ford, Haynesville, Niobrara y Bakken (Figuras 4 y 5)

A partir de 2005 comienza a evidenciarse el impacto del aporte de la producción no convencional; tanto que, para 2018, de los 86.9 BCF diarios de producción total de gas, el 72% es proporcionado por las áreas no convencionales con 62 BCF diarios. De la misma manera, de los 11.7 MMBD de la producción total de petróleo, 6.8 MMBD

proceden de estas áreas, que representan más de la mitad, es decir el 58% de contribución.



Figura 3. Perfil histórico de producción de petróleo en USA desde 1920 a 2018. Se observa una caída sostenida de 38 años, desde 1970 a 2008; y posteriormente, el incremento sustancial de producción a partir de diciembre 2008, de 5.1 MMBD a 11.7 MMBD en octubre 2018, que representa un 129% de crecimiento. Fuente: U.S. Energy Information Administration. EIA. Octubre 2018. Modificado Julián Salazar Velásquez. Gerencia Integrada de Campos de Hidrocarburos.

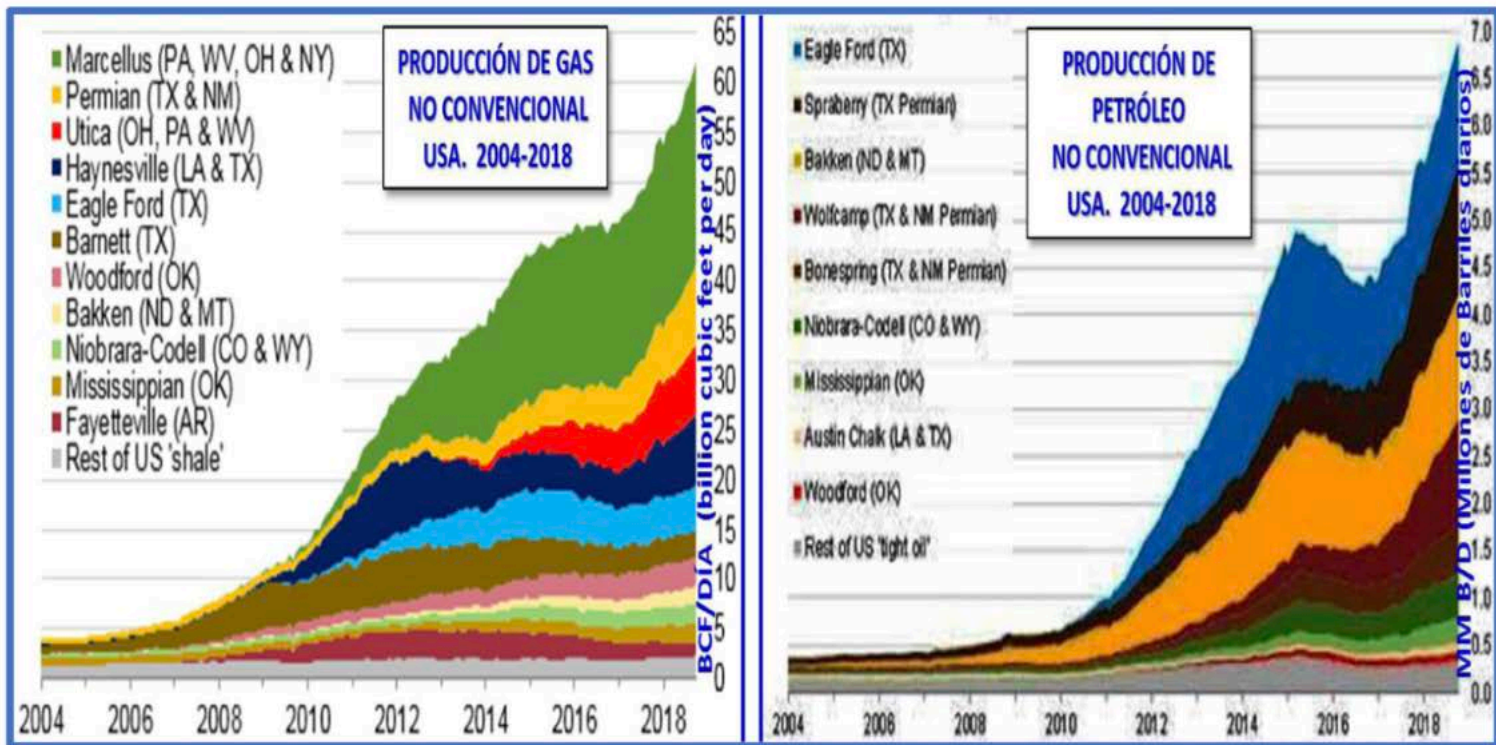


Figura 4. Perfil histórico de la producción de gas y petróleo proveniente de yacimientos no convencionales, con crecimiento a partir de 2005 (GAS: 4 BCF/DÍA) hasta 62 BCF/DÍA en 2018. PETRÓLEO: 400 mil barriles diarios en 2005 hasta 6.8 millones de barriles diarios en 2018). Fuente: U.S. Energy Information Administration. EIA. Octubre 2018. Modificado Julián Salazar Velásquez. Gerencia Integrada de Campos de Hidrocarburos. 2020.

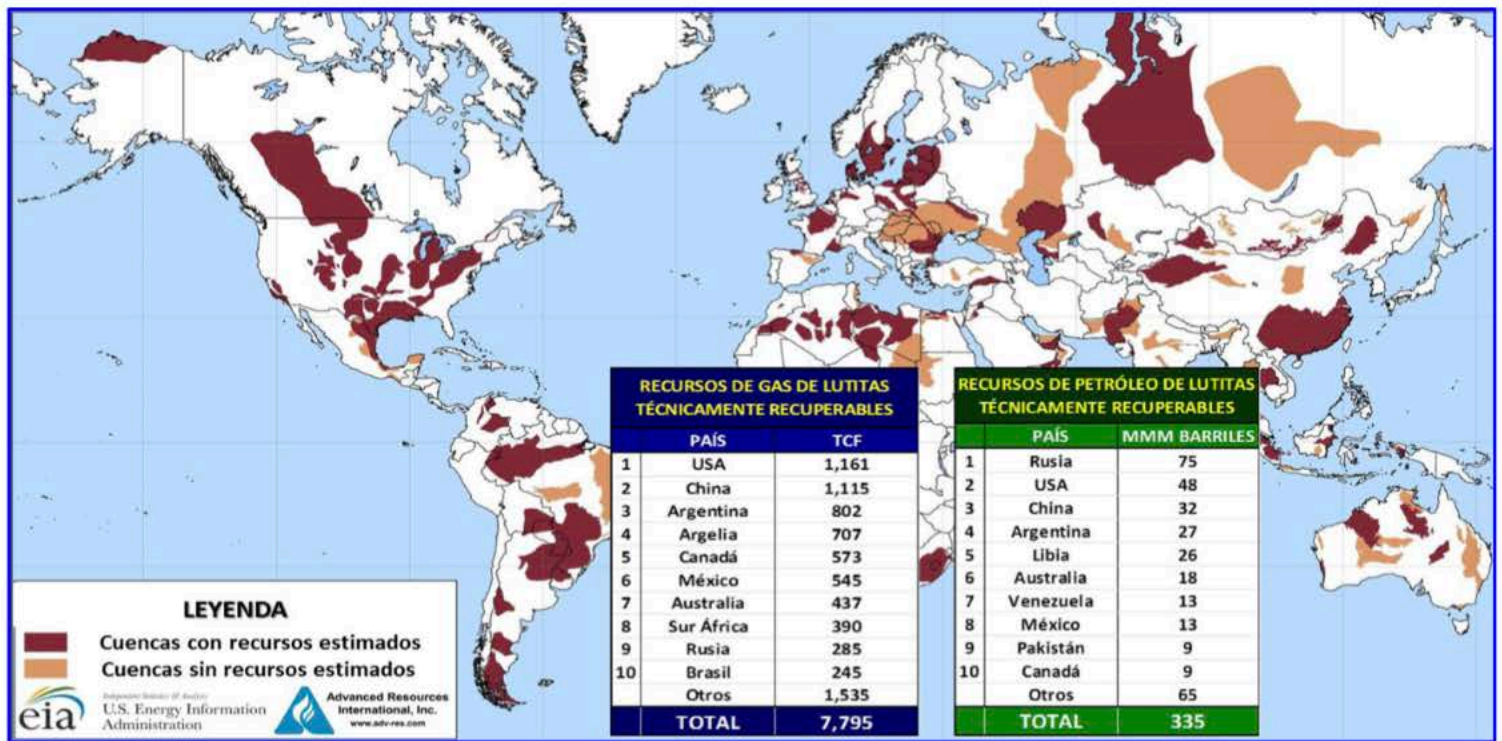


Figura 5. Distribución mundial de cuencas no convencionales de gas y petróleo de lutitas con recursos técnicamente recuperables, jerarquizadas en los 10 países con mayor volumetría. Fuente: U.S. Energy Information Administration. EIA. Junio 2013. Modificado Julián Salazar Velásquez. Gerencia Integrada de Campos de Hidrocarburos.2020. (Resalta posición 7° de Venezuela con recursos de 13

Algunos analistas de la industria petrolera han hecho pronósticos para medir la duración del recurso mediante el conocimiento de las reservas totales disponibles y el volumen de producción en el tiempo, tanto a nivel de países como mundial (Figura 6). Esto es muy similar al lapso de duración de la explotación de un yacimiento si se dispone del perfil de vida del mismo con sus tres fases de: crecimiento inicial, estabilización o plateau y el agotamiento y abandono. Para esto es necesario conocer las variables de las reservas 3P y la tasa de producción diaria del petróleo y el gas. Sin embargo, estos pronósticos la mayoría de las veces presentan mucha incertidumbre debido a la variabilidad de los factores de entrada como la volumetría de reservas, la declinación y la producción, puesto que las reservas pueden aumentar mediante la exploración o el mejoramiento de los modelos estáticos y dinámicos de los yacimientos efectuados durante la vida de estos;

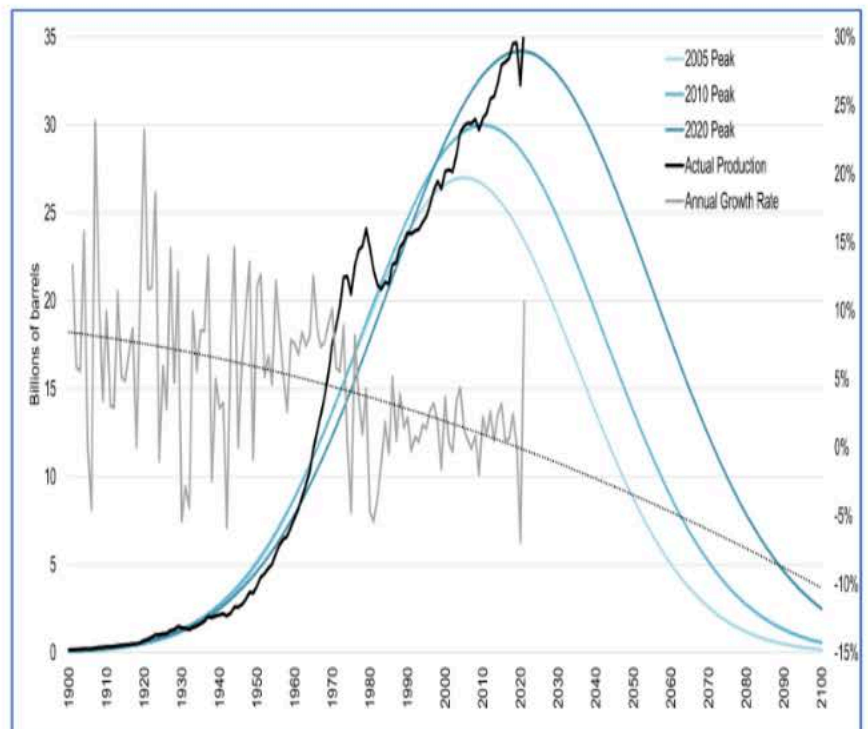


Figura 6. Producción de petróleo anual mundial desde 1900 a 2021 y “pick oil” en escenarios 2005, 2010, 2020. Fuente: Adapted from BP Statistical Review of World Energy.

por otra parte, la declinación puede minimizarse por medio de la implantación de recuperación secundaria y mejorada junto con nuevas tecnologías de métodos de explotación, por lo que la producción puede variar de acuerdo a la estrategia y el plan diseñado para los mismos.

Esta incertidumbre en los pronósticos acerca de la duración del recurso de los hidrocarburos se puede corroborar en la experiencia histórica obtenida por medio de los estimados generados por el método del "peak oil" o "pico de Hubbert", el cual se define como el máximo alcance de la producción de petróleo en un tiempo determinado.

En el siguiente resumen expongo la incertidumbre en el incumplimiento de las principales predicciones:

1. En 1880, en los inicios de la explotación petrolera en Pensilvania, los pioneros pronosticaron que el agotamiento de los campos recién descubiertos llegaría a su fin en 1921, por lo que tendría corta vida la naciente industria petrolera norteamericana.
2. En 1956 el geofísico King Hubbert predijo que la producción de petróleo en los Estados Unidos llegaría a su punto máximo entre 1965 y 1970. Posteriormente en 1974 modificó su estimado en el lapso entre 1995 y 2000; los cuales no se cumplieron.
3. En 2001, Kenneth Deffeyes de la Universidad de Princeton, utilizó la teoría de Hubbert para predecir que la producción mundial de petróleo alcanzaría su máximo entre 2003 a 2006; misma que tampoco ocurrió.
4. En 2011, el analista Daniel Yergin criticó la teoría del "peak oil" de Hubbert por ignorar los efectos de la economía y de la tecnología, sustentado en que:
 - a. *La producción mundial de petróleo continuará aumentando hasta "mediados de siglo"*
 - b. *La meseta o plateau, entrará en un declive gradual.*
 - c. *La disminución de la producción será causada no por la escasez, sino por la menor demanda por mejora de la eficiencia.*
5. En 2014, la EIA de los Estados Unidos proyectó que la producción mundial de "líquidos totales", que incluye biocombustibles, LGN y arenas bituminosas, aumentaría a una tasa promedio de alrededor del uno por ciento por año hasta 2040 sin alcanzar un máximo.
6. En 2023, Scott Sheffield, exCEO de Pioneer, líder en el fracking, recién adquirida por Exxon, mencionó que:
 - a. *La cuenca Pérmica es tan grande como Saudi Arabia*
 - b. *La era de crecimiento agresivo del shale ha terminado*

En mi experiencia particular, —a manera de anécdota— estas hipótesis del fin de la era petrolera la he escuchando desde mis años juveniles como estudiante de secundaria durante los años 60, en la cual mis honorables profesores, expertos economistas e intelectuales coincidían en la línea de pensamiento de esa época, acerca de la finalización de la era de la economía petrolera en Venezuela y en el

36 Estimates of the Time of Peak World Oil Production (There Are More)

Published	By	Peak Year/Range	Published	By	Peak Year/Range
1972	ESSO	About 2000	1999	Parker	2040
1972	UN	By 2000	2000	Bartlett	2004 or 2019
1974	Hubbert	1991-2000	2000	Duncan	2006
1976	UKDOE	About 2000	2000	EIA	2021-2167; 2037 most likely
1977	Hubbert	1996	2000	IEA (WEO)	Beyond 2020
1977	Ehrlich, et al.	2000	2001	Deffeyes	2003-2008
1979	Shell	Plateau by 2004	2001	Goodstein	2007
1981	World Bank	Plateau around 2000	2002	Smith	2010-2016
1985	Bookout	2020	2002	Campbell	2010
1989	Campbell	1989	2002	Cavallo	2025-2028
1994	Ivanhoe	OPEC Plateau 2000-2050	2003	Greene, et al.	2020-2050
1996	Petroconsultants	2005	2003	Labarrere	2010-2020
1997	Ivanhoe	2010	2003	Lynch	No visible peak
1997	Edwards	2020	2003	Shell	After 2025
1998	IEA (WEO)	2014	2003	Simmons	2007-2009
1998	Campbell/Labarrere	2004	2004	Bakhitari	2006-2007
1999	Campbell	2010	2004	CERA	After 2020
1999	Odell	2060	2004	PFC Energy	2015-2020

EIA Energy Information Administration

Figura 7. Estimados de pronósticos del máximo de producción, ninguno cumplido. Fuente: EIA

mundo, por lo que no tendría sentido estudiar carreras afines con esta industria. Afortunadamente, esa concepción errónea de la elaboración de pronósticos, no se cumplió, simplemente porque es incorrecto extrapolar linealmente en el tiempo una ecuación donde intervienen múltiples variables, manteniéndolas estáticas en el horizonte del tiempo.

En la tabla de la Figura 7 se incluye el resultado de 36 estimados basados en el “peak oil”, ninguno de los cuales ha sido preciso en sus pronósticos. En tal sentido, es difícil concluir con seriedad cuando llegará el fin de la industria petrolera y se desaparezcan los beneficios para la humanidad de disponer de la energía que mueve al mundo.

¿Cuál es la situación de las amenazas del “antifracking” en la implantación de las nuevas tecnologías de explotación de yacimientos no convencionales de lutitas?

La amenaza más poderosa e influyente, que puede hacer inviable cualquier proyecto, está representado por la matriz negativa de opinión pública, arraigada en cualquier país o región, en contra de las actividades de explotación petrolera en yacimientos no convencionales de lutitas. Ha sido tanto el poder de la propaganda de consolidación de la leyenda urbana o mito “antifracking”, que han obligado a muchos gobernantes, desde presidentes, gobernadores, hasta autoridades municipales y de pueblos pequeños, a prohibir la actividad en sus países, provincias, ciudades y pueblos; presionados por activistas, comunicadores, académicos y público en general, sin el debido conocimiento sobre la tecnología. Afortunadamente, en los Estados Unidos este nuevo paradigma de explotación de yacimientos no convencionales se ha logrado consolidar a pesar de las fuertes presiones de los ambientalistas radicales, cuyos resultados resaltan a la vista con el crecimiento de la producción y el próximo logro de la autosuficiencia en el suministro energético proveniente del petróleo y gas de este tipo de yacimientos.

Sin embargo, desafortunadamente este logro no se ha podido implantar en Europa y América Latina donde ha predominado el mito de impacto ambiental catastrófico y han predominado las prohibiciones y moratorias. Sería lamentable que esta mala praxis se

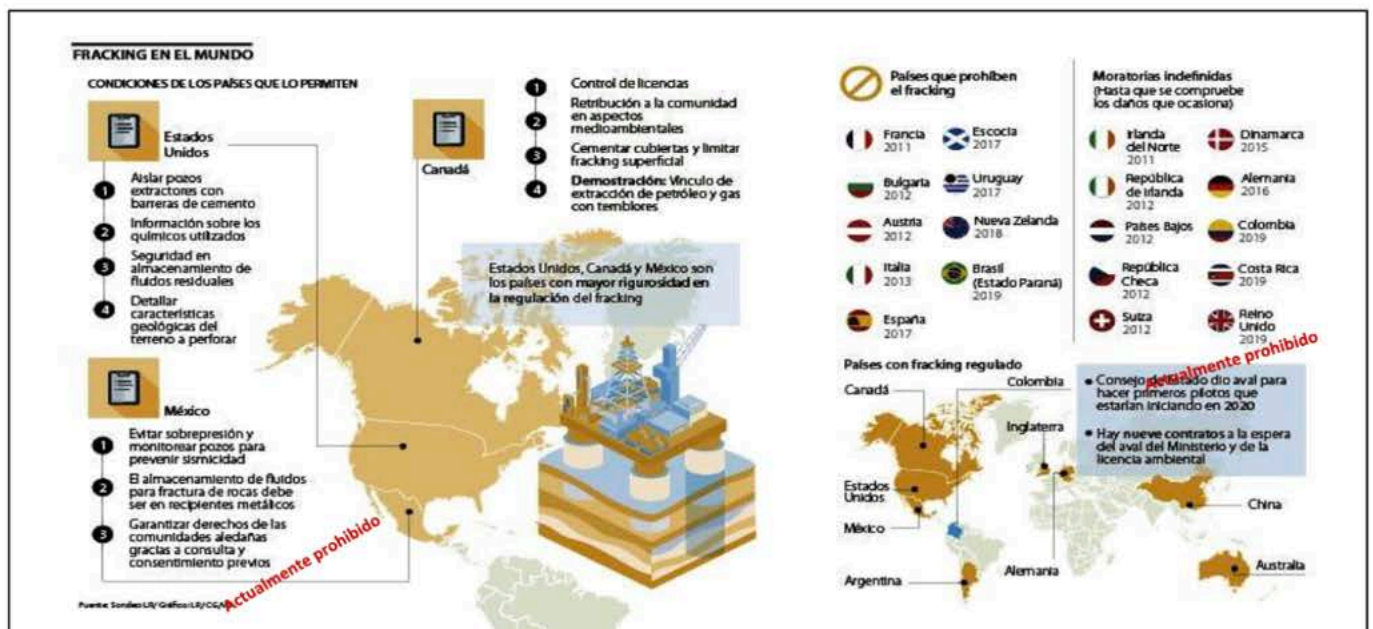


Figura 8. Países en los cuales se han establecido prohibiciones y moratorias en la implantación del desarrollo de yacimientos no convencionales, basado en el mito del supuesto impacto ambiental catastrófico. Fuente: EIA

aplique en Venezuela en la nueva etapa de la recuperación de la industria petrolera (Figura 8)

Entre las principales leyendas urbanas que se han expandido a nivel global, relacionadas con los supuestos peligros de la explotación de lutitas por la perforación horizontal (PH) y los Multi Fracturamientos Hidráulico (MFH) están:

1. Activación de sismos en las áreas en explotación de lutitas ocasionados por el MFH.
2. Contaminación a los acuíferos productores de agua potable por la PH y el MFH.
3. Agotamiento de fuentes de agua por el elevado consumo para los MFH.
4. Contaminación de ríos, lagunas y mar por el agua utilizada en el MFH
5. Uso de químicos de alta peligrosidad en el agua utilizada para el MFH.
6. Amenaza a los derechos humanos de salud, agua potable, alimentación y ambiente.
7. Emisión a la atmósfera de contaminantes como CH₄ y CO₂.

En varias conferencias y publicaciones he demostrado con estudios y cifras confiables, que la nueva tecnología de Yacimientos No Convencionales de lutitas NO produce tal impacto ambiental catastrófico.

Es importante tomar en cuenta para los planes de recuperación y expansión de la industria petrolera venezolana, la oportunidad que se presenta en áreas inexploradas no convencionales en las rocas generadoras de hidrocarburos como la Formación La Luna en la cuenca de Occidente y la Formación Querecual en la cuenca de Oriente.

¿Cuál es el pronóstico de la producción No Convencional en USA?

Como se puede visualizar en la gráfica de la Figura 9, proyectada hasta el 2050, se muestran escenarios para campos no convencionales, con “peak oil” de máxima producción que varían desde 5.0 MMBD en el escenario 2015, alcanzable en 2020, hasta 10.0 MMBD para 2031, en el caso 2019; en este último, con una década de producción estable de 10 MMBD desde 2027 hasta 2036.

De lo anterior se deduce que es muy alta la incertidumbre en estos pronósticos; puesto que, todo depende de variables como el factor de recobro, las reservas recuperables, el volumen de producción de los yacimientos y los precios del petróleo. En tal sentido, debe tomarse con cautela estas predicciones como herramienta para la planificación y toma de decisiones.

Similar proyección hasta el 2050 se muestra con el caso escenario 2019 de la

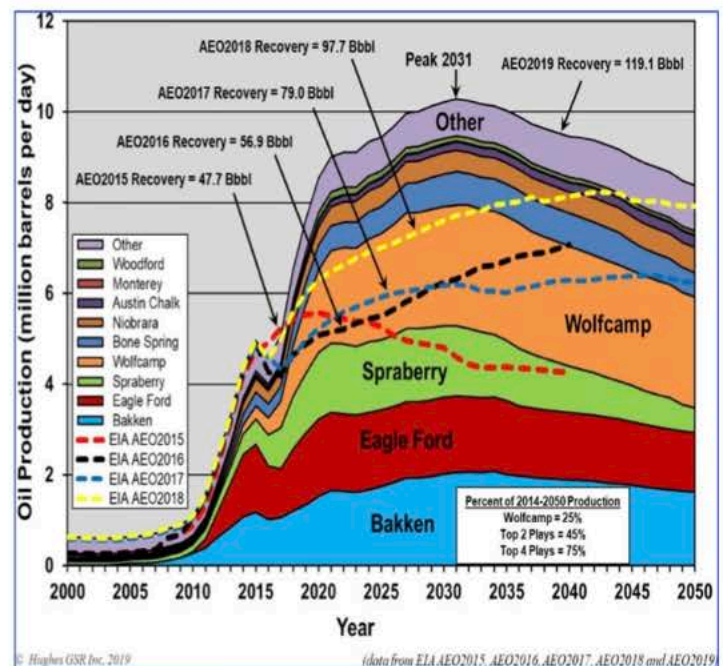


Figura 9. Variabilidad de pronósticos de “peak oil” y reservas recuperables “Recovery” de acuerdo con escenarios hechos de 2015 a 2019, donde se destaca el peak de 5 MMBD en 2020 (escenario 2015) hasta el doble de 10 MMBD en 2031.

Fuente: Hughes GSR Inc, 2019 con escenarios EIA.

EIA, donde se incluye la producción de yacimientos convencionales; en el cual, el plateau se mantiene estable en alrededor de los 14.0 MMBD en un lapso de 15 años entre 2025 hasta 2040. (Figura 10).

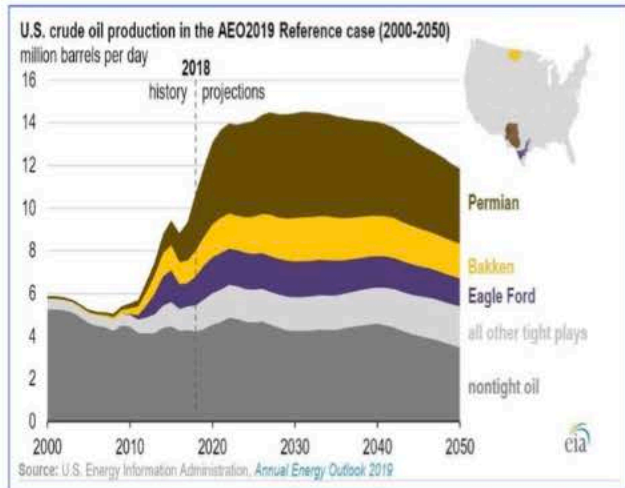


Figura 10. Escenario 2019 de la EIA, donde se incluye la producción de yacimientos convencionales. El plateau se mantiene estable en 14.0 MMBD en lapso entre 2025 hasta

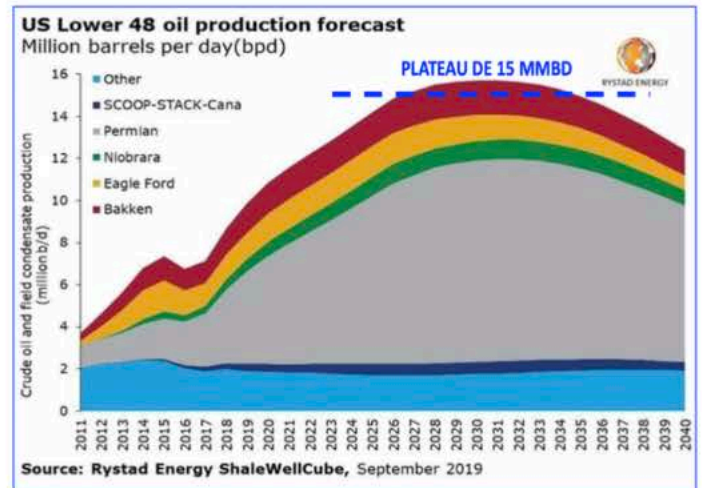


Figura 11. Pronóstico hasta el 2040 con inclusión de la producción de condensados, realizado en 2019 por Rystad Energy. Plateau de 15 MMBD entre el 2026 al 2035.

En el pronóstico hasta el 2040, con inclusión de la producción de condensados, realizado en 2019 por Rystad Energy, se indica un plateau de 15 MMBD entre el 2026 al 2035, el cual guarda cierta aproximación con el anterior (Figura 11)

Otro aspecto muy importante a tomar en cuenta para la elaboración de los pronósticos de producción, en este caso hasta el 2050, es la variable muy compleja de los precios del petróleo, ya que este factor es uno de los que mayor impacto genera en la rentabilidad del negocio; de tal manera que, como se puede deducir de las dos gráficas de la Figura 12, en el escenario de altos precios del petróleo, por encima de los \$100/barril (a valor 2020) el perfil de producción alcanzaría hasta un "peak" de 20 MMBD en el año 2040, indicio del alcance de la autosuficiencia de USA, cuya demanda actual es de 20.5 MMBD.

Para el caso del escenario de bajos precios, en el orden de los \$40/barril, el "peak" estaría muy bajo, en el orden de los 11 MMBD entre 2025 y 2032, que representa una brecha muy alta para la autosuficiencia energética de Estados Unidos, la cual se cubriría con importaciones y ahí estaría la producción venezolana disponible, como resultado de la recuperación de la industria petrolera con la implantación democrática a partir de 2024.

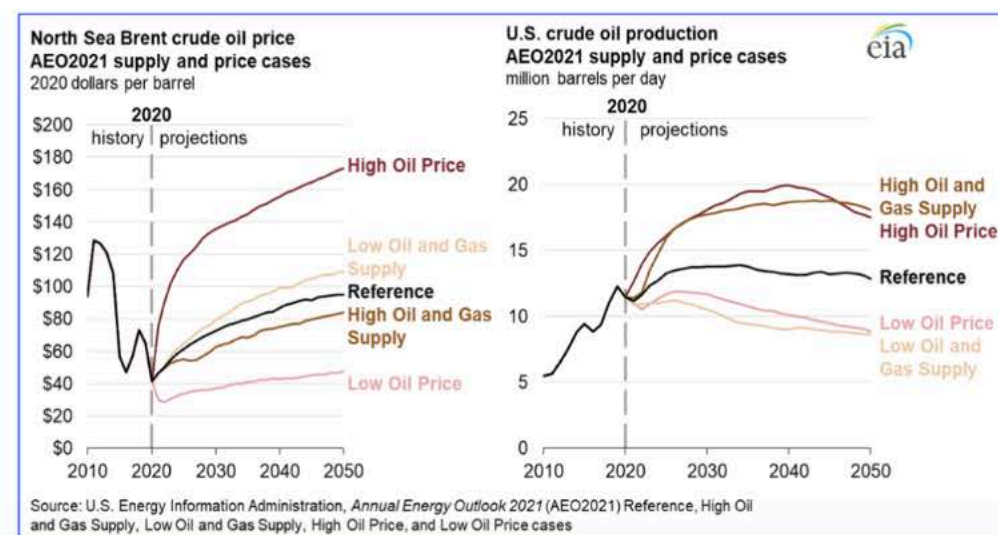


Figura 12. Impacto de los pronósticos de precios del petróleo en los perfiles de producción. Fuente: EIA

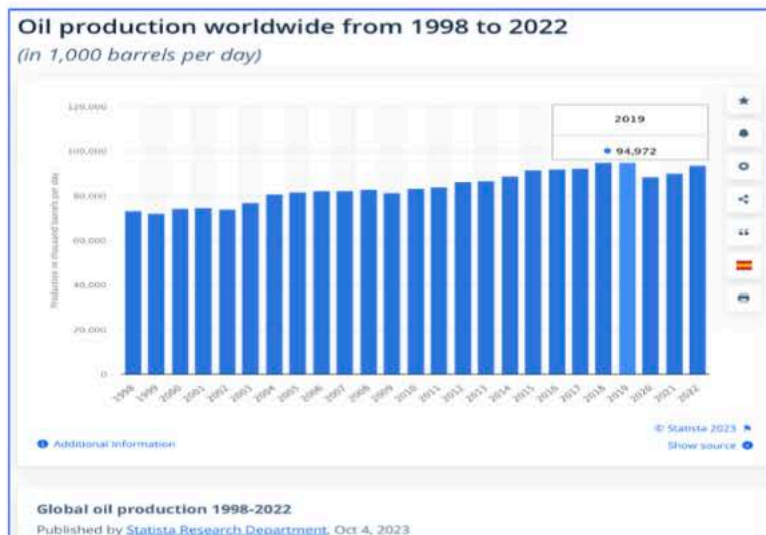


Figura 13. Tendencia de crecimiento de la producción mundial de petróleo hasta el cierre de 2022, con su recuperación postpandemia.
Fuente: Statista

Con respecto a la tendencia a nivel global de la producción petrolera postpandemia, se observa en los últimos años un crecimiento que va desde los 94.97 MMBD en 2019 hasta cifra aproximada en el cierre de 2022, incremento que se ha mantenido hasta la fecha actual de noviembre de 2023 de 101.6 MMBD. Esta orientación se mantendrá hacia el alza por aumento del consumo en países industrializados, especialmente el área Asia/Pacífico con déficit de -23%, Europa con -9% y en USA con 0.5%. (Figura 13) (Fuente: L.Pacheco y J.Szabo. 2023 "El mercado petrolero,

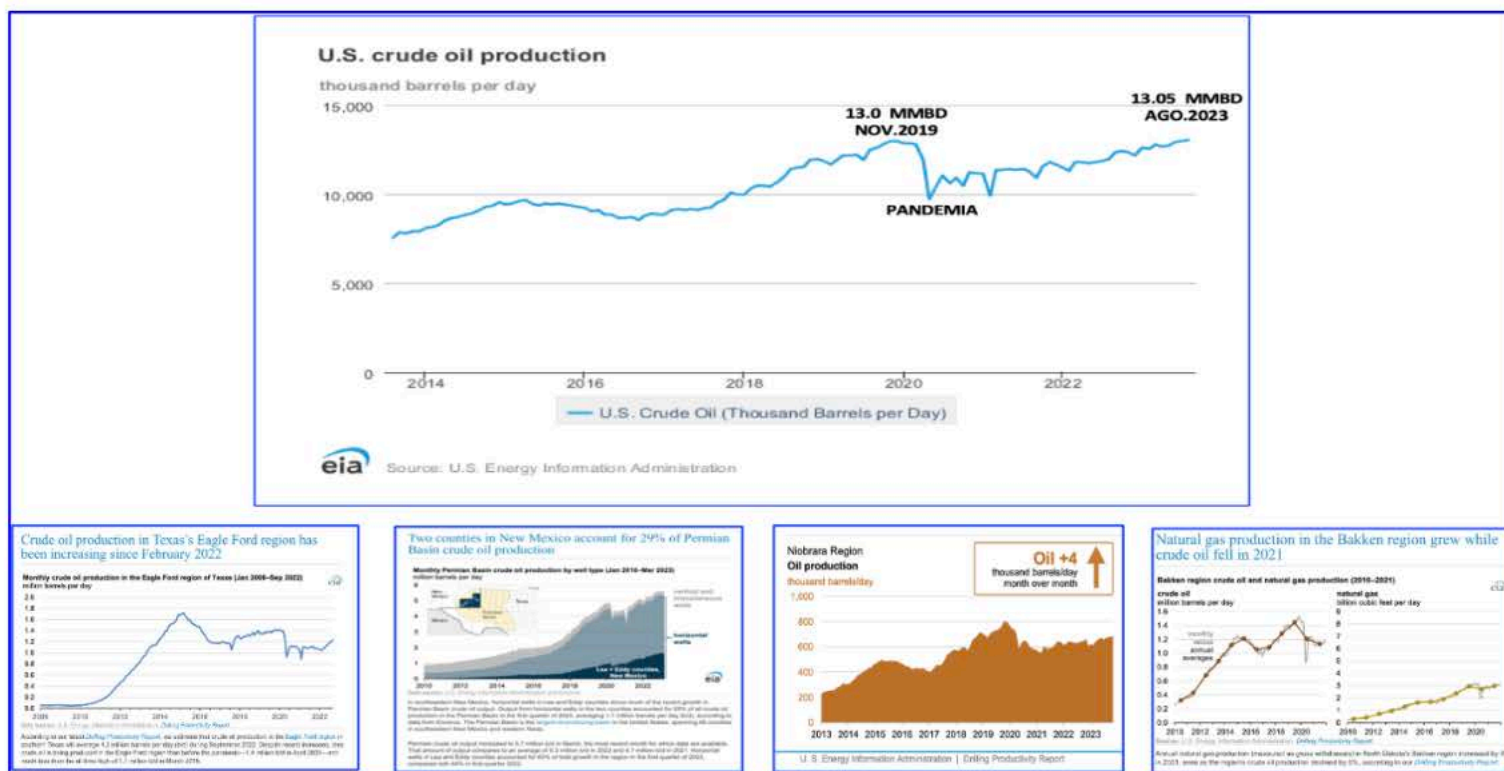


Figura 14. Tendencia creciente de la producción petrolera de USA desde los 13.0 MMBD prepandemia hasta alcanzar los 13.05 MMBD en agosto de 2023, después de la caída a 10 MMBD en 2020.
Fuente: EIA

una conversación a dos voces”.

Comportamiento análogo a lo observado a nivel mundial se puede ver en la Figura 14, relacionado con la producción de crudo en USA; donde, causado por la pandemia se cayó abruptamente de 13.0 a 10.0 MMBD, lo cual se ha recuperado hasta los 13.05 MMBD

en agosto de 2023. Todo indica que esta tendencia al crecimiento continuará hasta el plateau mencionado con anterioridad hasta el 2040. En los principales campos productores de no convencionales como: Eagle Ford, Permian, Niobrara y Bakken, se observa el mismo comportamiento en la tendencia creciente en la producción; sin embargo, en unos con tendencia marcada de crecimiento positivo y en otros ligeramente estables o en decrecimiento.

[¿Cómo impacta esta tendencia en los planes para la recuperación de la industria petrolera venezolana?](#)

Tal como he mencionado en los párrafos anteriores, tanto en los escenarios de altos como de bajos precios, USA tendría una brecha para alcanzar su autosuficiencia. En el escenario de altos precios, por encima de los \$100/barril, el perfil de producción alcanzaría hasta un “peak” de 20 MMBD en el año 2040; mientras que, en el caso del escenario de bajos precios, en el orden de los \$40/barril, el “peak” estaría muy bajo, en el orden de los 11 MMBD entre 2025 y 2032, que representa una brecha muy alta para la satisfacer la demanda energética de Estados Unidos, la cual se cubriría con importaciones y ahí estaría la producción venezolana disponible, como resultado de la recuperación de la industria petrolera con la implantación democrática a partir de 2024.

De acuerdo al modelo de desarrollo para Venezuela postdictadura, discutido en conferencias por expertos en petróleo, economía y política, a continuación resalto los principales puntos de interés expuestos en éstas:

1. El déficit en la producción de USA es una oportunidad a tomar en cuenta para el plan de recuperación de la industria petrolera venezolana.
2. Venezuela tiene posibilidad real de convertirse en un país del primer mundo, al tomar en consideración la potencialidad de la recuperación de la industria petrolera en el corto plazo, mediante un plan de apertura a la inversión privada nacional e internacional, lo cual es viable mediante un cambio de la Ley Orgánica de Hidrocarburos, que le de sustento jurídico a la estrategia de apertura petrolera.
3. El futuro del país debe diseñarse con la implantación de un estado pequeño, pero fuerte, que garantice la libertad, con un sector privado grande que lidere la economía.
4. Con las reservas probadas desarrolladas (PDP) de 26 mil millones de barriles se sustentan los casos de desarrollo hasta el caso medio de 4.0 MMBD, tal como se detalla en la Figura 15. La excusa para alcanzar los casos de producción no son las reservas.
5. En ese nuevo escenario de recuperación de la industria petrolera venezolana, no se justificaría la pertenencia a organizaciones petroleras como OPEP y otras similares.
6. Menos, darle cabida a los tres frentes satanizantes de la industria, ya establecidos: el antifracking, el calentamiento global y la campaña “*antioil & gas*”, los cuales han servido de base para establecer prohibiciones en varios países productores

El plan de recuperación de la industria petrolera venezolana se basa en tres escenarios, tal como fue expuesto por el consultor energético internacional Evanan Romero en la conferencia “*Energía postdictadura 2015-2031 y plan de recuperación de dos décadas perdidas*” expuesta en los grupos VAPA (Venezuelan American Petroleum Association) y VENAMÉRICA, con tres casos para el desarrollo de la producción (Figura 15):

- Caso bajo: Con un máximo de producción de 2.3 millones de barriles diarios, una producción acumulada de 19 mil millones de barriles al 2050, una inversión CAPEX de 117 mil millones de dólares e ingreso fiscal de 950 mil millones de dólares. Esto se podría llevar a cabo sin cambios de la Ley Orgánica de Hidrocarburos.
- Caso medio: Con un máximo de producción de 4.0 millones de barriles diarios, una producción acumulada de 28.4 mil millones de barriles al 2050, una inversión CAPEX de 258 mil millones de dólares y un ingreso fiscal de 1.5 teramillones de dólares. Para ejecutar este caso se requeriría la aprobación de nueva Ley Orgánica de Hidrocarburos.
- Caso Alto: Con un máximo de producción de 8.0 millones de barriles diarios, una producción acumulada al 2050 de 57.8 mil millones de barriles, una inversión CAPEX de 498 mil millones de dólares y un ingreso fiscal de 3.2 teramillones de dólares. Para este caso, también es imprescindible la aprobación de nueva LOH.

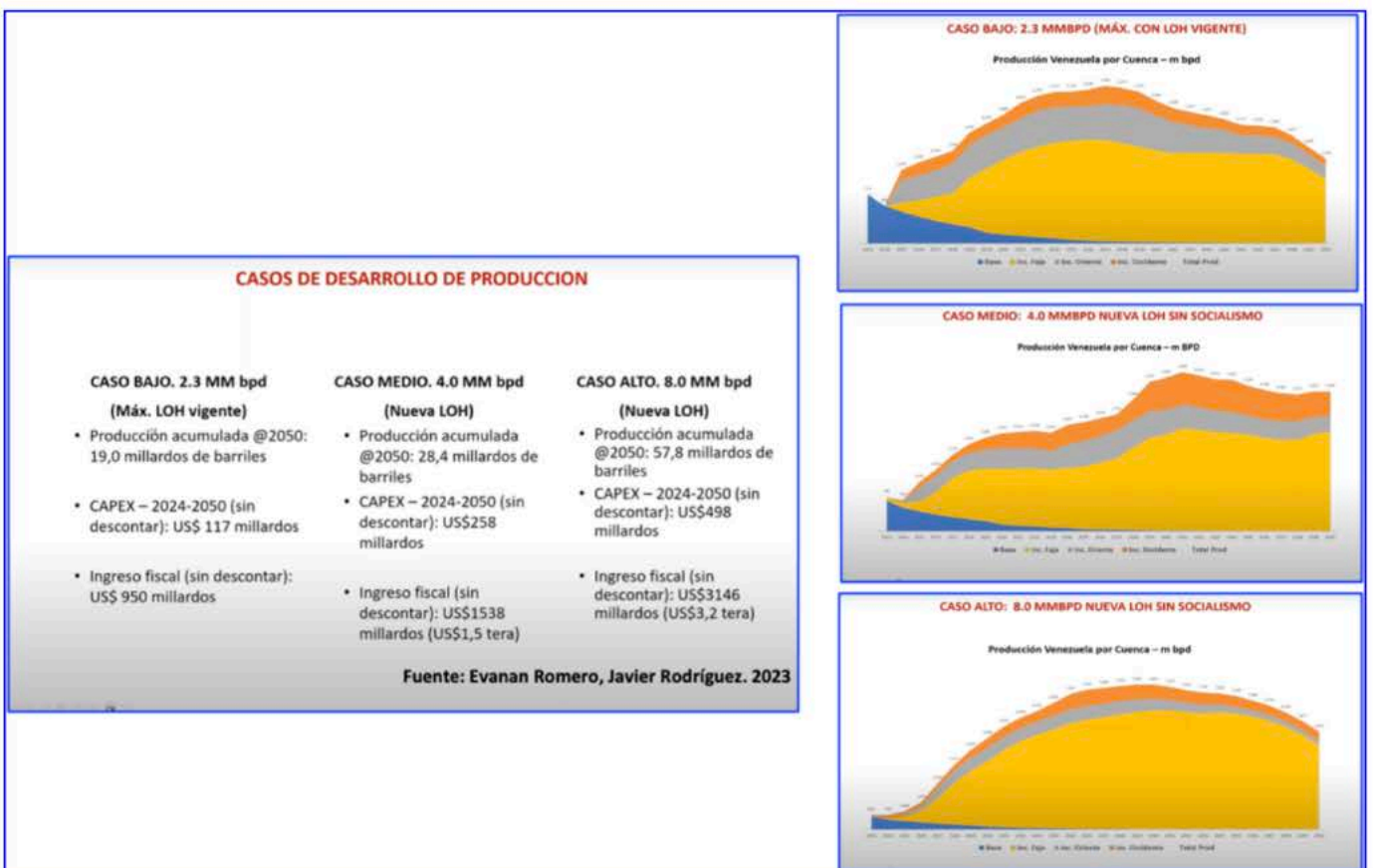


Figura 15. Escenarios Casos Bajo, Medio y Alto establecidos para el desarrollo de la producción, como parte del plan de recuperación de la industria petrolera venezolana.

Fuente: Conferencia “Energía postdictadura 2015-2031 y plan de recuperación de dos décadas perdidas” dictada por Evanan Romero.

¿Qué conclusiones se derivan de este análisis?

Al evaluar la historia, presente y futuro de la producción de los yacimientos no convencionales de lutitas en USA y su impacto en la recuperación de la industria petrolera venezolana, se resumen las siguientes conclusiones:

1. No se observa caída abrupta de la actual de producción de los yacimientos No Convencionales de USA; más bien, lo que se destaca es:
 - a. *Incremento hasta alcanzar el "peak oil" en 2031*
 - b. *Plateau de producción en 10 MMBD de 2027 a 2036*
 - c. *Alta incertidumbre en la determinación precisa del "peak oil"; tanto que, a nivel individual de los principales campos como Eagle Ford, Permian, Niobrara y Bakken, en unos se observa tendencia marcada de crecimiento positivo y en otros ligeramente estables o en decrecimiento.*
2. Para escenarios de altos precios del petróleo por encima de los \$100 /BL, el peak oil se pronostica para 2040 y USA logrará la autosuficiencia en producción de petróleo.
3. Tendencia incremental al consumo mundial de petróleo por encima de los 100 millones de barriles diarios.
4. El alcance de los escenarios de producción en Venezuela, bajo, medio y alto, de 2.3, 4.0 y 8.0 MMBD respectivamente, dependerá, en primera instancia, de la capacidad de producción de las empresas participantes en las rondas de apertura petrolera; sin incluir la generación de nuevas reservas por exploración y mejoramiento.
5. En Venezuela hay oportunidades para exploración y explotación de yacimientos no convencionales en las formaciones La Luna y Orocual de las cuencas de Occidente y Oriente.

¿Cuáles recomendaciones se proponen en este análisis?

1. Con base en la tendencia incremental del consumo mundial, el equipo de expertos petroleros venezolanos debe continuar con la divulgación del modelo de desarrollo de la recuperación de la industria petrolera, inicialmente con los escenarios de producción: bajo, de 2.3 MMBD; medio, de 4.0 MMBD y posteriormente, con el escenario alto, de 8.0 MMBD.
2. Evitar caer en dar propuestas incorrectas al liderazgo democrático, tipo "*Caballo de Troya*", enmarcados dentro de la estrategia de la izquierda global, de satanizar a la industria petrolera en los tres frentes ya establecidos: el antifracking, el calentamiento global y la campaña "*antioil & gas*", los cuales han servido de base para establecer prohibiciones en varios países productores; por lo tanto, para la recuperación de la industria petrolera venezolana sería establecer limitaciones técnicas y financieras que pueden hacer inviable y antieconómica la participación privada nacional e internacional en el plan de apertura.
3. Tomar en cuenta para los planes de recuperación y expansión de la industria petrolera venezolana, la oportunidad que se presenta en áreas inexploradas no convencionales en las rocas generadoras de hidrocarburos como la Formación La Luna en la cuenca de Occidente y la Formación Querecual en la cuenca de Oriente.