

(Editores)
Rodrigo Álvarez García
Almudena Ordóñez Alonso

RECURSOS MINERALES Y
MEDIOAMBIENTE: UNA HERENCIA
QUE GESTIONAR Y UN FUTURO
QUE CONSTRUIR

LIBRO JUBILAR
DEL PROFESOR
JORGE LOREDO



Universidad de Oviedo
Universidá d'Uviéu
University of Oviedo

2020

UNIVERSIDAD DE OVIEDO

HOMENAJES

Rodrigo Álvarez García
Almudena Ordóñez Alonso
(editores)

*Recursos minerales y
medioambiente: una herencia
que gestionar y un futuro
que construir*

LIBRO JUBILAR
DEL PROFESOR
JORGE LOREDO



Universidad de Oviedo
Universidá d'Uviéu
University of Oviedo

2020



Reconocimiento-No Comercial-Sin Obra Derivada (by-nc-nd): No se permite un uso comercial de la obra original ni la generación de obras derivadas.



Usted es libre de copiar, distribuir y comunicar públicamente la obra, bajo las condiciones siguientes:



Reconocimiento – Debe reconocer los créditos de la obra de la manera especificada por el licenciador:

Álvarez García, Rodrigo; Ordoñez Alonso, Almudena (editores). (2020). *Recursos minerales y medioambiente: una herencia que gestionar y un futuro que construir. Libro jubilar del profesor Jorge Loredo*. Universidad de Oviedo.

La autoría de cualquier artículo o texto utilizado del libro deberá ser reconocida complementariamente.



No comercial – No puede utilizar esta obra para fines comerciales.



Sin obras derivadas – No se puede alterar, transformar o generar una obra derivada a partir de esta obra.

© 2020 Universidad de Oviedo

© Los autores

Algunos derechos reservados. Esta obra ha sido editada bajo una licencia Reconocimiento-No comercial-Sin Obra Derivada 4.0 Internacional de Creative Commons.

Se requiere autorización expresa de los titulares de los derechos para cualquier uso no expresamente previsto en dicha licencia. La ausencia de dicha autorización puede ser constitutiva de delito y está sujeta a responsabilidad.

Consulte las condiciones de la licencia en: <https://creativecommons.org/licenses/by-nc-nd/4.0/legalcode.es>



Esta Editorial es miembro de la UNE, lo que garantiza la difusión y comercialización de sus publicaciones a nivel nacional e internacional

Servicio de Publicaciones de la Universidad de Oviedo

Edificio de Servicios - Campus de Humanidades

33011 Oviedo - Asturias

985 10 95 03 / 985 10 59 56

servipub@uniovi.es

www.publicaciones.uniovi.es

ISBN: 978-84-17445-95-9

DL AS 1451-2020



Jorge Loredo Pérez

Índice

PRÓLOGO	13
<i>Santiago García Granda, Rector de la Universidad de Oviedo</i>	

SEMBLANZA PERSONAL

Bosquejo a vuelapluma de Jorge Loredo Pérez, alumno, colega, colaborador y, sobre todo, amigo entrañable	17
<i>J. García-Iglesias.</i>	

Jorge Loredo: un compañero de viaje y un maestro de vida.....	21
<i>N. Roqueñí.</i>	

Casi un cuarto de siglo trabajando con Jorge: una experiencia de vida.	25
<i>A. Ordóñez.</i>	

Jorge Loredo: un gran hombre, un gran científico, un gran maestro y, ante todo, una gran persona.....	29
<i>M. I. Rucandío.</i>	

ARTÍCULOS CIENTÍFICO-TÉCNICOS

¿Se está gestando una nueva crisis del petróleo?.....	33
<i>I. Álvarez.</i>	

Mineralogía, textura y geoquímica de depósitos minerales y residuos mineros: una herramienta de interés en estudios de contaminación de suelos.....	45
<i>R. Álvarez, J. Álvarez-Quintana y A. Ordóñez</i>	

Drenaje ácido de minas en la Faja Pirítica Ibérica: Geoquímica, tratamiento pasivo y sus residuos en una economía circular	59
<i>C. Ayora, S. Orden, F. Macías y J. M. Nieto</i>	

Mineralogía magnética aplicada al estudio de los yacimientos; repaso sobre el magnetismo de los minerales y ejemplos de aplicación: el metasomatismo ferrífero de la dolomía encajante de las mineralizaciones Zn-Pb-Ba de La Florida e historia de los «gossans» de la Faja Pirítica Ibérica.....	71
<i>L. Barbanson y M. Essalbi</i>	
Nuevo método de cálculo de recursos y reservas minerales para cuerpos minerales de forma tabular – Aplicación al proyecto Carlés	83
<i>C. Castañón, A. Martín-Izard, I. Diego y D. Arias</i>	
Determinación de niveles de fondo y referencia de elementos traza en suelos: un enfoque metodológico avanzado	93
<i>E. Chacón, A. Callaba, P. Fernández-Canteli, F. Barrio-Parra, M. Izquierdo-Díaz y E. de Miguel</i>	
Historia de las aguas minerales y termales	105
<i>M. M. Corral, M. E. Galindo, J. Á. Díaz, C. Ontiveros y J. M. Fernández.</i>	
Mobility of Thallium and other trace elements in mine drainage waters from two carbonate-hosted Lead-Zinc ore deposits in the northeastern Italian Alps	115
<i>S. Covelli, E. Pavoni, N. Barago, F. Floreani, E. Petranich, M. Crosera, G. Adami & D. Lenaz</i>	
Comentarios heterodoxos sobre el cambio climático	129
<i>J. R. Fernández</i>	
The INCHaPA project: methodology for the study of historic quarries associated with the architectural heritage.....	141
<i>J. Fernández, E. Álvarez, J. M. Baltuille & J. Martínez</i>	
Metodologías de fraccionamiento secuencial como herramienta útil para la evaluación de la movilidad de mercurio y arsénico y su impacto en la cuenca minera de Asturias	153
<i>R. Fernández-Martínez, A. Ordóñez, R. Álvarez e I. Rucandio</i>	
Recursos geotérmicos en Asturias	167
<i>C. García de la Noceda</i>	
Análisis de la presencia de mercurio en diferentes compartimentos ambientales del estuario del río Nalón como consecuencia de la minería..	179
<i>E. García-Ordiales, N. Roqueñí, P. Cienfuegos, S. Covelli y L. Sanz-Prada</i>	
Contribución al conocimiento de la geología económica en la cuenca del río Esva.....	193
<i>S. González-Nistal, R. Álvarez y F. Ruíz</i>	

Escombreras asociadas a minería de sulfuros: pasivo ambiental y potencial activo económico desde una perspectiva de minería circular	205
<i>J. A. Grande, J. M. Dávila, J. C. Fortes, M. Santisteban, A. M. Sarmiento, F. Córdoba, M. Leiva, M. L. de la Torre, A. Jiménez, J. Díaz-Curiel, B. Biosca, A. T. Luís, N. Durães, E. A. Ferreira da Silva, M. J. Rivera, J. Aroba, B. Carro, J. Borrego y J. A. Morales.</i>	
Mercurio en Almadén – datos recientes (2000-2020) sobre su presencia en el medioambiente y sus implicaciones.....	219
<i>P. L. Higuera, J. M. Esbrí, E. García-Ordiales y J. D. Peco</i>	
Evaluación medioambiental temprana de riesgos a la salud, a la seguridad y al propio medioambiente por proyectos geo-energéticos	245
<i>A. Hurtado y S. Eguilior</i>	
European dimension of the social license to operate in mining.....	257
<i>K. Komnitsas</i>	
El cambio climático, las tecnologías limpias y la minería	265
<i>J. F. Llamas</i>	
Las aguas subterráneas y los acuíferos: su carácter estratégico en escasez y periodos de sequía.....	277
<i>J. Antonio López-Geta</i>	
Comportamiento del agua de mina en instalaciones geotérmicas: Análisis de un caso particular	297
<i>C. Loredó</i>	
Una tecnología para reducir las emisiones: el almacenamiento geológico de CO ₂	309
<i>R. Martínez Orío y P. Fernández-Canteli</i>	
Perspectivas sobre reducción de emisiones de mercurio originadas en la producción de energía	321
<i>M. R. Martínez Tarazona, M. A. López Antón y R. García</i>	
Almacenamiento de energía térmica y eléctrica en minas subterráneas cerradas: situación actual y balances de energía	333
<i>J. Menéndez</i>	
Contribución del yacimiento de Carlés a la mineralogía española	345
<i>M. Mesa</i>	
La descarbonización de las industrias minerales en el Principado de Asturias	357
<i>A. Olay</i>	

Notas sobre liderazgo	367
<i>J. C. Rodríguez-Ovejero</i>	
Viabilidad económica ambiental para la recuperación o reducción del consumo de agua de plantas de procesamiento de oro	377
<i>J. Soto, J. Melendez y P. Cienfuegos</i>	
La explotación minera del karst fósil en la sierra del Aramo: del Calcolítico al siglo xx	391
<i>M. Suárez</i>	

¿SE ESTÁ GESTANDO UNA NUEVA CRISIS DEL PETRÓLEO?

Isaac Álvarez Fernández

Escuela de ingeniería de minas, energía y materiales, Universidad de Oviedo,
España y exdirector general de Repsol para exploración y producción.

RESUMEN

Se analizan a escala global la reducción de inversiones en exploración y producción (E&P) de hidrocarburos derivada del actual desplome en el precio de los hidrocarburos, así como su repercusión en la producción en el medio plazo, como consecuencia de la actual presencia del Covid-19 en nuestra sociedad. Concluyendo que no se descarta una escasez de petróleo en el medio plazo.

1. INTRODUCCIÓN

La industria de los hidrocarburos, desde hace un largo tiempo, soporta una creciente demonización por facilitar a sus clientes finales los combustibles fósiles que demandan. Sus altos ejecutivos han asumido esta «culpabilidad», tratando de adaptar sus compañías a la nueva realidad de emisiones «cero» para el 2050, extendiendo su ámbito de negocio a las energías renovables e introduciendo nuevos patrones de producción de hidrocarburos bajos en emisiones de gases de efecto invernadero, y tratando de poner, la mayoría de las veces inútilmente, una cara amable al negocio.

Todo ello con más intención cosmética que realista, conscientes de la elevada dificultad para alcanzar los objetivos de emisiones marcados a nivel mundial, pero participando en el relato, mientras continúan haciendo caja con sus negocios tradicionales. Recordando aquel viejo refrán castellano de «dame pan y llámame tonto».

Y de repente un «cisne negro» en forma de virus, vino a golpear nuestra sociedad, mostrando su extrema vulnerabilidad. Uno de sus efectos, seguramente de los menores, fue una importante caída en la demanda mundial de petróleo, desde un pico récord de 100 millones de barriles/día, a un mínimo reciente de 70 millones de barriles/día.

El pasado martes 21 de abril, la noticia de que el crudo West Texas Intermediate (WTI) alcanzaba precios negativos fue titular en muchos diarios. Con todos los tanques de almacenamientos llenos, los oleoductos a reventar, los petroleros hasta arriba de crudo y productos, la noticia era que pagaban por llevarse el crudo físicamente. Algo que nos hubiera parecido imposible unos meses atrás, confirmando que los economistas tienen razón cuando ponen de ejemplo al petróleo para explicar lo que es un bien prácticamente inelástico al precio.

Con este escenario de fondo, de un enorme exceso de oferta, no es descartable que los mercados den un giro de 180° y pasemos de un exceso de oferta a una crisis de suministro en el plazo de unos pocos años.

A lo largo de las próximas líneas revisaremos como un *shock* de suministro de petróleo podría no estar tan alejado de la realidad como podemos imaginar.

2. LOS ANTECEDENTES O LA HISTORIA RECIENTE

En un mundo ideal la producción de hidrocarburos se debería acoplar con la demanda al objeto de mantener el sistema en equilibrio. Esta combinación de oferta y demanda minimizaría la volatilidad de los precios, algo deseable para muchos de los consumidores de hidrocarburos y también, en el medio plazo, para la industria de los hidrocarburos que podrían planificar sus inversiones con menos sobresaltos.

Pero los mercados de materias primas no funcionan así. La volatilidad de los precios ha sido una de las constantes en el mercado de los hidrocarburos. En la figura 1 se muestra la evolución del precio del barril de calidad WTI para entregar en el mes +2, a lo largo de los últimos 30 años, donde se aprecian tres bruscas caídas en el precio del crudo.

Los descensos de 2008 y de 2014 provocaron cambio en la política de inversiones destinadas a la búsqueda de nuevos yacimientos y al desarrollo de nuevos campos. Sobre todo, a raíz del 2014, muchos proyectos formalmente ya aprobados, fueron retrasados *sine die*.

Obviamente, también la reciente caída del precio originada por el Covid-19, implicará una importante retracción de la inversión. ¿Cómo afectará a la industria? ¿Qué implicación tendrá en el medio plazo para nuestra sociedad? Son preguntas que no trataremos de responder, pero sí reflexionar sobre ellas para que el lector avezado saque sus propias conclusiones.

La caída de 2008 en origen fue el resultado de la burbuja inmobiliaria y del crédito descontrolado principalmente en EE. UU., junto con la creación de instrumentos financieros de alto riesgo, que afectaron gravemente a la economía global. La caída de Lehman Brothers, el banco de inversión que se declaró en bancarrota el 15 de septiembre de 2008, contagió a otras entidades financieras y supuso el inicio de la crisis de las «hipotecas *subprime*». Los índices bursátiles se derrumbaron, el sistema financiero colapsó y los mercados de materias primas se hundieron. Muchos bancos se declararon en bancarrota, otros fueron intervenidos por los gobiernos o se devaluaron tanto que terminaron absorbidos por otras entidades. El producto interior bruto (PIB) en las economías avanzadas se contrajo un 3,9%, según el Banco Mundial.



Fig. 1. Evolución del precio del WTI para entregar en el mes +2. (Macrotrends, 2020)

La causa del derrumbe del precio del crudo en 2014 fue muy diferente. En la figura 1 se observa cómo entre finales de 2010 y septiembre de 2014, la industria de los hidrocarburos vivió 47 meses dulces, casi cuatro años, con precios superiores a los 90 US\$/barril, lo que unido a una importante oferta monetaria y a la implementación de nuevas tecnologías de producción para los hidrocarburos no convencionales (HNC), dio lugar a una fuerte inversión en el desarrollo de nuevos proyectos de hidrocarburos, tanto convencionales como no convencionales.

Durante ese dulce periodo Arabia Saudita, en una admirable simbiosis con los EE. UU., jugó el papel de *swing producer* o «productor oscilante», incrementado su producción cuando los precios subían y recortándola cuando los precios bajaban, dando una notable estabilidad al mercado durante ese largo periodo.

En septiembre de 2014 esta regla no escrita se rompió. La producción estadounidense de HNC entraba en competencia directa con el crudo de Arabia Saudita y estos decidieron cambiar la política de ventas, priorizando el volumen en lugar del precio. Con una doble pretensión:

- Defender su histórica participación en el abastecimiento de crudo a los EE. UU., que estaba siendo canibalizado por los productores de HNC locales.
- Y simultáneamente con la bajada del precio, hundir a la industria de los HNC haciéndola no rentable, buscando asestar un duro golpe a las compañías productoras, algunas con elevado nivel de endeudamiento.

El resultado fue negativo para la industria de los hidrocarburos, pero muy beneficioso para el resto de la economía. Un entorno de precios bajos de la energía fue determinante para el crecimiento del PIB mundial que ha vivido una época de bonanza económica hasta la irrupción del Covid-19.

El reciente derrumbe de los mercados del crudo, ocurrido entre los meses de febrero y abril de 2020, se produce en un marco muy distinto de las anteriores caídas de precios, pero sin duda también tendrá el efecto de frenar las inversiones en exploración y desarrollo de nuevos yacimientos, amplificado por las otras incertidumbres que ya afectaban al sector, como son: la irrupción del coche eléctrico, las tasas a las emisiones, la incipiente desaceleración económica..., entre otras.

Según la Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económico (OCDE) la economía mundial sufrirá en 2020 una contracción sin precedentes, con una caída del PIB global de entre el 6,1% y el 7,6%, aproximadamente el doble de la contracción ocurrida en 2008.

3. EL DECLINO DE LOS CAMPOS O LA VERDAD OCULTA

En la figura 2 se muestra la aportación de las diferentes fuentes energéticas al consumo de energía primaria a lo largo de los últimos 25 años. El primer pensamiento que se deriva de la visión de la figura 2 es el sostenido protagonismo de los combustibles fósiles en el consumo de energía primaria, que alcanzó la relevante cifra del 85% del total en 2018. Y el segundo, la ingente tarea a realizar para conseguir los objetivos de la Unión Europea en 2050 (con reducciones del orden del 40% en 2030 y 60% en 2040), para bajar sus emisiones en un 80% respecto a los niveles de 1990.

Hay una verdad oculta sobre las necesidades inversión en los yacimientos y que da nombre a este capítulo. El no especialista desconoce que la capacidad de producción de los campos existentes disminuye constantemente, a una tasa media que se puede cifrar entre el 4 y el 7% anual. Esto obliga a la industria a realizar inversiones, no solo para hacer frente al incremento de la demanda, sino también y muy principalmente para mantener el *plateau* de producción de los campos.

La tasa anual de declino en la producción de un campo, no es más que el porcentaje de descenso de la producción respecto al año anterior, y está influenciada por multitud de factores: desde la geología del yacimiento, el tipo de crudo, la presión natural del yacimiento, las técnicas de recuperación asistida empleadas, el mantenimiento de las instalaciones del campo y la expectativa de rentabilidad de la inversión realizada, que a su vez es función de precio esperado del crudo.

A escala global la situación de riesgo se complica por la concentración de casi el 60% de la producción mundial de petróleo en el 1% de los campos, unos 500 campos aproximadamente, de los cuales 20 campos son responsables del 25% de la producción, estando ubicados principalmente en Arabia Saudita y Oriente Medio. Estos 20 campos fueron descubiertos a raíz de la segunda guerra mundial, llevan produciendo unos 70 años y actualmente su declino anual está en la franja alta, en el entorno del 7%, y creciendo.

Entre ellos, el más relevante es Ghawar, con una producción sostenida durante muchas décadas de 5 millones de barriles/día (mb/d), conseguida a base de realizar continuas inversiones para aplicar un conjunto de técnicas de recuperación asistida o *enhance oil recovery* como: la perforación de relleno o *infill drilling*, levantamiento artificial o *artificial lift*, el barrido del ya-

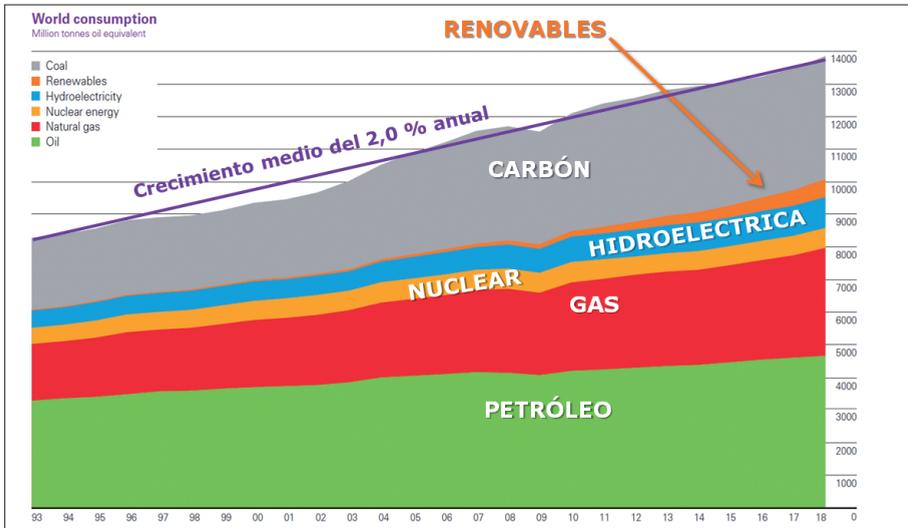


Fig. 2. Consumo de energía primaria en el mundo en 10⁶ tep/año (BP, 2019)

cimiento con agua o *water flooding*, la perforación horizontal u *horizontal drilling* y la inyección de fluidos miscibles o *miscible fluid injection*.

En general, cuanto más «noble» es un campo en términos de: mayor el tamaño del yacimiento, más elevado el índice de productividad de sus pozos, más grande el factor de recuperación de los hidrocarburos *in situ*, más fácil es la perforación de los pozos, etc., también son más rentables las inversiones y, por tanto, mayor es la caja destinada a incrementar y mantener la producción. Lo cual solo tiene una contrapartida: que el declino del campo es más abrupto y corto, pudiendo alcanzar tasas de declino anual de doble dígito.

En un estudio realizado por Matthew R. Simmons en el año 2000 sobre los campos gigantes del mundo, concluía que sus mayores sorpresas, después de realizar el estudio, fueron:

- Lo difícil que era obtener datos sobre las tasas de producción y las tasas de declino de esos campos, es decir, el secretismo que los rodeaba.
- La importancia que tiene para el suministro mundial de petróleo del mundo esa relativamente pequeña población del 1% de los campos gigantes.
- Lo antiguos que eran esos campos, y lo agotados que ya estaban.
- El tamaño consistentemente cada vez más pequeño de los nuevos descubrimientos que deben compensar el declino de los grandes: en definitiva, la dificultad para reponer reservas.

Las sorpresas de Simmons pasados 20 años de su estudio se siguen manteniendo. El único alivio en el escenario mundial ha sido el descubrimiento de las tecnologías para la producción de los HNC, los cuales se han convertido en el nuevo *swing producer* o «productor oscilante», debido a su sensibilidad al precio y al declino tan vertiginoso de la producción de sus pozos, que alcanza el 70% anual o más.

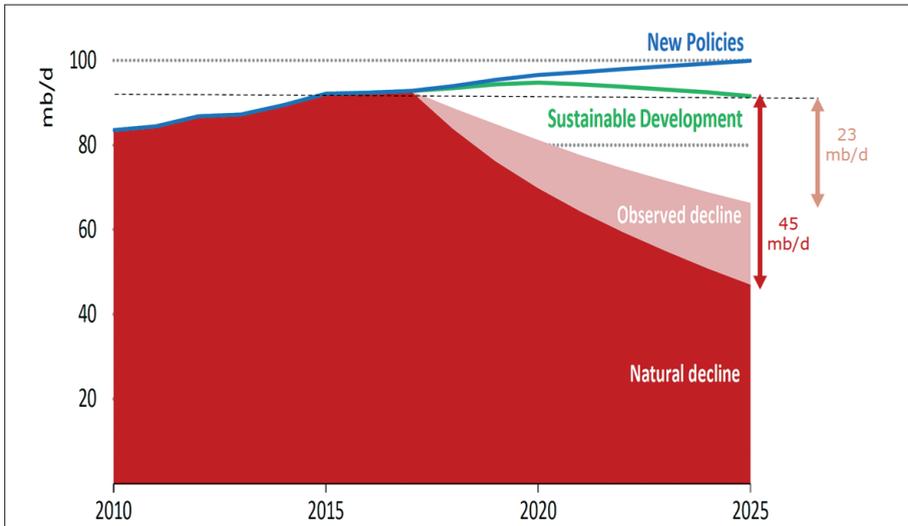


Fig. 3. Pérdidas de producción en los casos de un declino natural (6%) de los campos y un declino observado (4%) realizando labores de mantenimiento (IEA, 2018)

La Agencia Internacional de Energía (por sus siglas en inglés, IEA) en el World Energy Outlook de 2018, ver figura 3, hizo el ejercicio de cuantificar el descenso de la producción mundial de crudo, durante los siguientes ocho años, en el caso de no realizar inversión alguna, ni en el desarrollo de nuevos campos, ni en el mantenimiento de los campos actuales. Es un escenario extremo, que la IEA denomina *natural decline*, en el que se dejaría caer la producción de los campos de un modo espontáneo, la media del declino sería de un 6% anual. En ese caso, según la IEA el suministro de petróleo se reduciría en más de 45 mb/d al cabo de los ocho años.

La IEA realizó otro caso menos ácido, más realista, asumiendo también que no se realizase inversión alguna en el desarrollo de nuevos campos, pero que en los campos existentes se invertiría solo lo necesario para amortiguar el declino natural. En ese escenario, que denomina *observed decline*, el declino medio sería de un 4% y la disminución de la producción alcanzaría los 23 mb/d al final de los ocho años siguientes.

4. LA REDUCCIÓN DE INVERSIONES EN E&P POR EL COVID-19

La consultora Rystad Energy en un reciente informe (Rystad Energy, 2020), seguramente incompleto por la premura de su realización pero que es de agradecer por la luz que arroja, estima para este año 2020 una inversión en E&P en el entorno de los 450 mil millones de US\$, eso en el caso de que los precios del petróleo WTI se sitúen en el entorno de los 35 US\$/barril. Si los precios fueran inferiores, el desembolso de capital podría caer a 380 mil millones US\$ en 2020 y solo 300 mil millones en 2021.

En un también reciente estudio de la IEA, y también seguramente incom-

pleto, la agencia estima recortes de inversión en el entorno de 30% para en el conjunto del sector del E&P y para el año corriente año 2020, ver figura 4. Tendríamos que remontarnos 15 años atrás para observar un nivel de inversión similar en términos nominales.

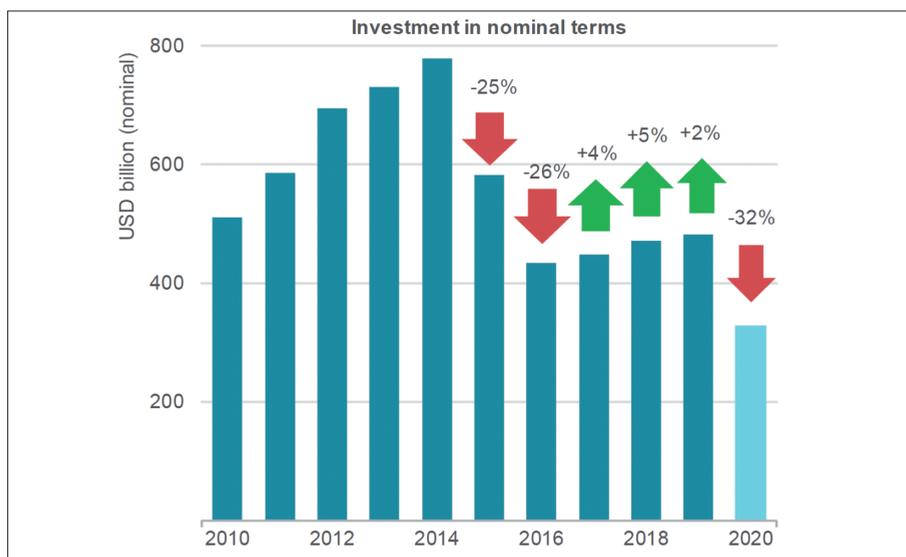


Fig. 4. Inversión histórica y prevista en exploración y producción (IEA, 2020)

Como se observa en la figura 4, la caída de inversiones en el sector viene de atrás, a raíz de la bajada del precio del crudo de 2014. En 2015, las inversiones bajaron un 25% y en 2016, un 26% respecto al año precedente. La IEA estima unos 320 mil millones de US\$ de inversión para 2020, lo que significa un 41% de la inversión registrada en 2014.

La consultora Rystad Energy, ver figura 5, también estima que gran parte de la caída de la inversión en 2020 será en futuros proyectos de desarrollo de campos convencionales. Históricamente, será la más baja desde los años 70.

Otro golpe fuerte, derivado de la presente situación de precios, va a ser el acusado por los hidrocarburos no convencionales, limitándose el gasto en 2020 a labores de mantenimiento. Para perforar un nuevo pozo se necesitaría una referencia del crudo WTI de 46 US\$/b para las cuencas Pérmica e Eagle Ford y de 51 US\$/b para la cuenca Bakken.

Adicionalmente, es casi seguro una considerable reducción del gasto en trabajos de mantenimiento en los campos actualmente en producción con el fin intentar tener cajas positivas en este escenario de precios tan deprimidos o, al menos, minimizar las cajas negativas.

En la misma línea, muchos campos *offshore*, con unos costes operativos elevados habrán cruzado su límite económico, cuando los ingresos son inferiores a los gastos, estando abocados a un cierre y abandono de las instalaciones si la expectativa de precios no mejora.

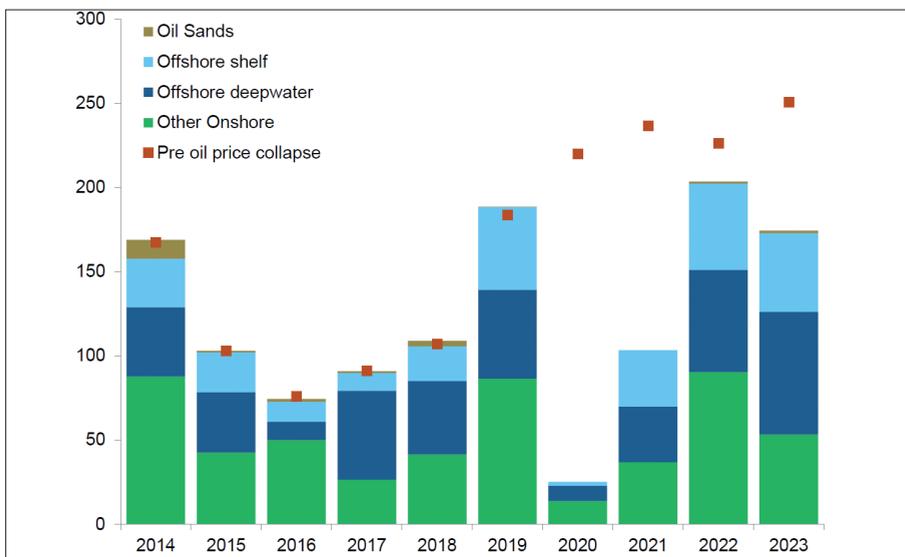


Fig. 5. Inversión aprobada para proyectos de desarrollo de campos convencionales (Rystad Energy, 2020)

5. POSIBLE IMPACTO EN LA PRODUCCION FUTURA

No se trata de sacar la «bola de cristal», pero sin duda la reducción de inversiones y gasto «hoy» en el sector, tendrá repercusiones en la producción de «mañana». ¿En cuánto? Para ello previamente debemos de fijar un escenario de precios a futuro. El que nos ofrece más confianza es el publicado por la *Energy Information Administration (EIA)* de los EE. UU. y que se refleja en la figura 6.

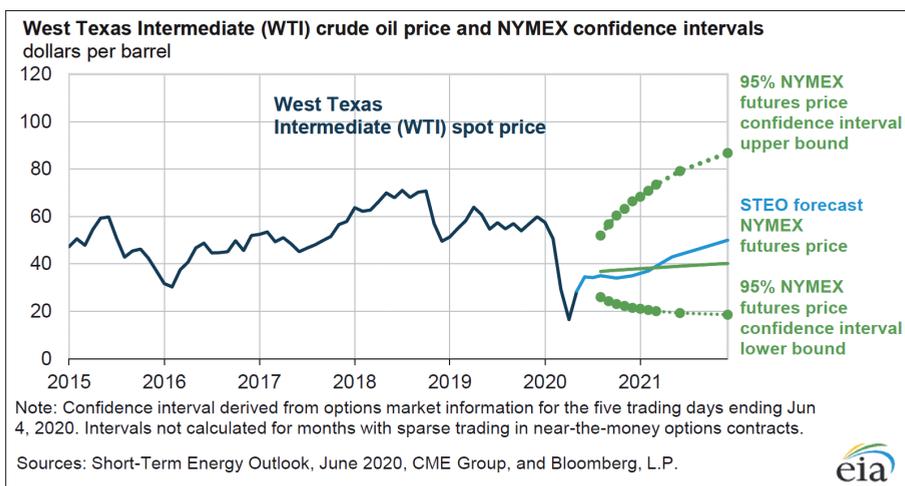


Fig. 6. Cotización US\$/b del crudo WTI. (EIA, 2020b)

Pongamos un horizonte no muy lejano (el 2023) y comencemos por lo más fácil. Según el informe de Rystad Energy, ver figura 7, el impacto para 2023 de la caída de la inversión en nuevos proyectos del año en curso es de unos 1,5 mb/d. Evidentemente, a más plazo el impacto será mayor: la consultora, estima que puede ser de 7 mb/d en 2030.

El analista Alex Kimani, en un reciente artículo (2020) estimaba en 2 mb/d la pérdida de producción derivada de la no reposición de pozos no convencionales en los EE. UU. en 2020. De continuar el escenario de precios de la figura 6, podría ser considerablemente mayor para 2023 la pérdida de producción.

Tratando de ser prudentes estimamos que la pérdida de producción en 2023, debida a los HNC en comparación con la del pasado año, puede ser de 1 mb/d. Implícitamente estamos asumiendo que se interrumpe el sostenido incremento de la producción de la última década y que las reducciones de costes permiten mantener casi el *plateau* actual.

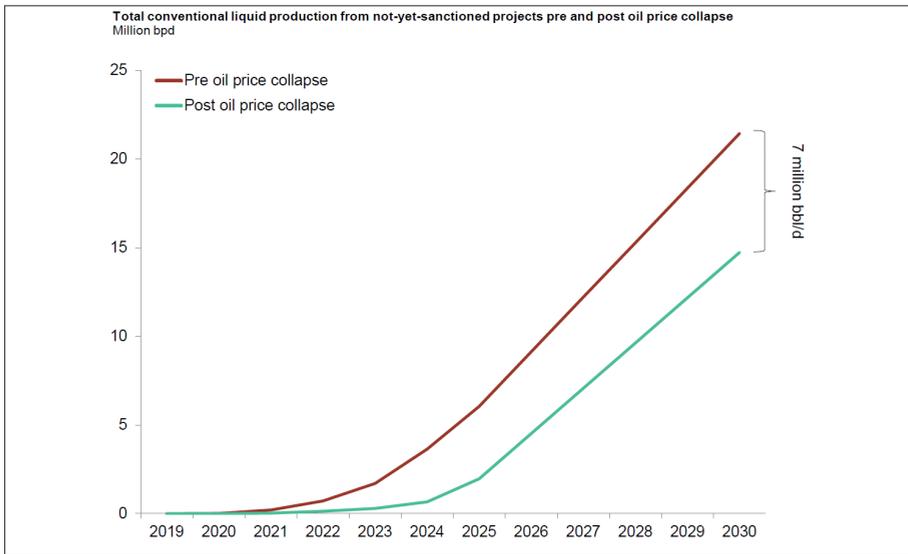


Fig. 7. Impacto en la producción de crudo, como consecuencia de la reducción de inversiones en 2020 (Rystad Energy, 2020)

Este aspecto es más técnico. Cuando se cierra un pozo, raramente vuelve a producir lo mismo que producía en el momento de su cierre. Es muy frecuente que la formación productora en el entorno del pozo sufra un deterioro en sus permeabilidades relativas, perdiendo productividad. La reducción del 30% en la demanda de los pasados meses, tuvo que ser soportada por un cierre físico de los pozos, al estar prácticamente llena toda la capacidad de almacenamiento: esto significa que alrededor de una producción 30 mb/d, tuvo que ser contenida mediante el cierre pozos. Estimamos que aproximadamente un 10% de esa producción se perdió o perderá cuando los pozos se pongan en producción de nuevo. Estamos hablando de la relevante cifra de 3 mb/d de pérdida de producción.

Otro aspecto importante derivado de la reducción de inversiones es una menor caja destinada al mantenimiento de la producción y a la mitigación del declino de los pozos. Para su estimación nos fijaremos en la pérdida de producción al cabo de tres años que se refleja en la figura 3, para el caso de declino observado, y que es 10 mb/d. Siendo prudentes estimamos el 25% de la cifra anterior, dando una pérdida de producción de 2,5 mb/d.

En total, la pérdida de producción en el caso de mantenerse el perfil de precios de la figura 6, para el año 2023 podría ser de unos 8 mb/d, con un intervalo de +/- de 2 mb/d.

La gran incógnita, para conocer la evolución del déficit de suministro, es cómo se va a recuperar la demanda, con la consabida sopa de letras en V, L, W, etc. La EIA, ver figura 8, estima para principios de 2022 una recuperación de la demanda a niveles de 2019 y un déficit de unos 2 mb/d entre oferta y demanda que deberá ser absorbido por los *stocks*.

Nuestra estimación es que si la demanda se recupera como se indica en la figura 8, los desequilibrios con la oferta van a ser notablemente superiores a los indicados por la EIA en su gráfico. Las tensiones en el mercado aflorarían en el entorno de los próximos dos años, en función de la recuperación de la demanda.

Los únicos elementos que podrían paliar esas tensiones son:

- El exceso de capacidad de producción por parte de los países productores, como Arabia Saudita e Irán. Los sauditas en la última guerra de precios con Rusia no parecen tener mucho más de 2,0 mb/d e Irán, con una economía muy erosionada, podrían tener entre 1 y 2 mb/d
- Y la reducción de la demanda derivada de:
 - o Cambios estructurales en el comportamiento de los consumidores. Seguro que los va a haber, sobre todo en el sector transporte, con la profundización de teletrabajo y las reuniones en las diversas va-

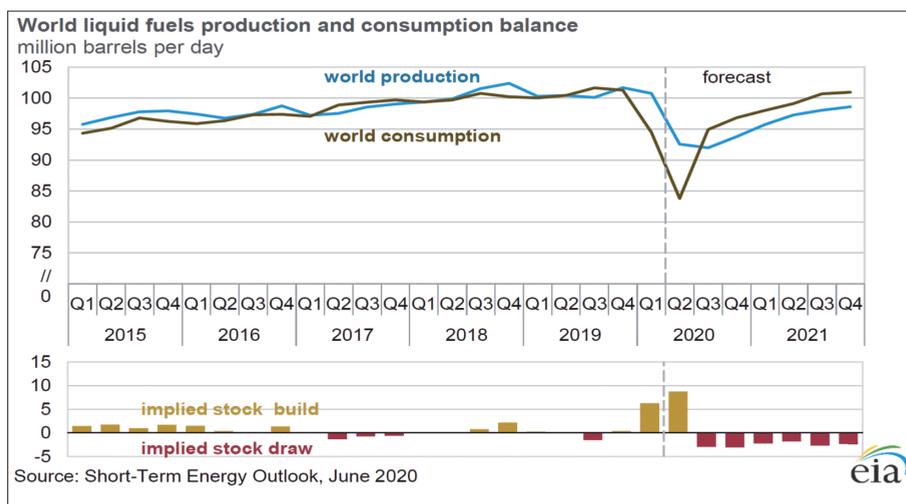


Fig. 8. Previsión de la EIA relativa a evolución de la oferta y demanda en el medio plazo (EIA, 2020)

riantes de videoconferencias, junto con un temor residual a una nueva pandemia que no favorece los viajes.

o La deficiente contención de la pandemia que impida la realización de una vida «normal», volviendo a escenarios de confinamiento de la población.

6. CONCLUSIONES

Hay una elevada probabilidad, en el medio plazo, de un escenario de precios altos en el mercado de crudos, que perjudicaría de un modo notable la recuperación económica mundial y que sería particularmente dañino para España, por importar prácticamente el 100% de los hidrocarburos.

España emite aproximadamente el 0,9% de los gases de efecto invernadero (GEI) mundiales. Nada comparable a las emisiones de: China, EE. UU., India, Rusia, Japón e Irán. Esta media docena de países superaron el 60% de las emisiones en el año 2018. La emisión de GEI es de afectación global, no local.

¿Tiene sentido que un país como el nuestro, en una grave crisis económica destruya empleo (cierres de: minería de carbón, termoeléctricas, automoción, aluminio, sector de hidrocarburos, etc.) para reducir nuestras emisiones del 0,9% al 0,7%? ¿Se va a ver afectado el clima de un modo perceptible por ello?

Y mientras tanto, sí deberíamos de seguir luchando contra el cambio climático. Pero de un modo más inteligente y menos ideologizado. Debemos reconocer que nuestra sociedad tiene una gran dependencia de los hidrocarburos, no solo por la energía, también por sus productos derivados (plásticos, adhesivos, fertilizantes, teléfonos móviles, medicinas, petroquímica...). ¿Alguien se imagina los días de pandemia sin plásticos, sin equipos de protección, sin cánulas, sin mascarillas, sin bolsas de suero, sin jeringuillas, sin guantes, sin desinfectantes, etc.?

Además de reducir emisiones de un modo más racional, ¿No deberíamos de trabajar también en la eliminación del CO₂ de la atmósfera? ¿Cómo? Mediante la captura y secuestro de los GEI. Por ejemplo: fijando el carbono atmosférico en la biosfera, mediante la creación masiva de bosques y la utilización de su producto, la madera. Los que nos ocupamos de las ciencias de la tierra sabemos que, desde el Carbonífero, la función clorofílica ha sido la forma más barata y eficaz de reducir el carbono atmosférico.

AGRADECIMIENTOS

A Jorge Loredó Pérez por facilitarme la participación en las 22 ediciones del curso «Ramón Querol» y a Francisco Pinilla Eguibar, Paloma Álvarez Gallejo y Jorge Corrales Llavona por las ideas aportadas y por la revisión del manuscrito de este documento.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

BP, 2019. *Statistical Review of World Energy, 2019*. Disponible online: <https://www.bp.com/content/dam/bp/business-sites/en/global/corporate/pdfs/energy-economics/statistical-review/bp-stats-review-2019-full-report.pdf>

- EIA, 2020. *Short Term Energy Outlook; june 2020*. Disponible online: <https://www.eia.gov/outlooks/steo/archives/jun20.pdf>
- IEA, 2018. *World Energy Outlook 2018*, IEA, París. Disponible online: <https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2018>
- IEA, 2020. *World Energy Investment 2020*, IEA, París. Disponible online: <https://www.iea.org/reports/world-energy-investment-2020>
- Macrotrends, 2020. Disponible online: <https://www.macrotrends.net/1369/crude-oil-price-history-chart>.
- Simmons, M.R., 2000. *The World's Giant Oilfields*. Disponible online: <https://pdfs.semanticscholar.org/4b99/>
- Rystad Energy, 2020. *Global outbreak overview and its impact on the energy sector. Covid-19 report* 13th edition. Disponible online: <https://www.rystadenergy.com/newsevents/news/press-releases/rystad-energys-covid-19-report/>