



TODO TIENE SU FINAL: RIESGOS, REGULACIÓN Y ALTERNATIVAS PARA GARANTIZAR EL ABANDONO DE PROYECTOS DE EXPLORACIÓN Y EXPLOTACIÓN DE HIDROCARBUROS EN PERÚ

EVERYTHING COMES TO AN END: RISKS, REGULATION AND ALTERNATIVES TO SECURE OIL AND GAS DECOMMISSIONING IN PERU

DIANA LIZÁRRAGA SÁNCHEZ¹

RESUMEN

El Estado peruano viene asumiendo la carga financiera de la remediación del pasado de la industria petrolera. Este artículo tiene como objetivos analizar si la regulación adoptada para evitar una situación similar en el futuro resulta adecuada y suficiente en función a los riesgos propios de la fase de abandono de los proyectos de hidrocarburos, así como proveer ideas base para su revisión y progresión. Para ello, se revisa el marco legal y contractual aplicable, se examina cómo otros países y el sector minero están procurando garantizar el cumplimiento de las obligaciones de abandono, y se presentan algunas alternativas.

PALABRAS CLAVE

Abandono | Restauración | Hidrocarburos | Garantías | Pasivos Ambientales | Pozos Petroleros | Financiamiento.

CONTENIDO

1. Introducción; **2.** Mirada al pasado: antes que se regulara el abandono en el Perú; **2.1.** Recuerdos del pasado. **2.2.** Remediación de pasivos ambientales. **2.3.** Priorización en la atención de sitios impactados; **3.** Riesgos de incumplimiento de abandono; **4.** Evolución de la regulación para asegurar el abandono al final de un proyecto de hidrocarburos. **4.1** Principios ambientales. **4.2.** Desarrollo regulatorio. **4.3.** Disposiciones contractuales. **4.4.** Esquema peruano de garantía; **5.** Alternativas de regulación para el futuro en el sector hidrocarburo. **5.1.** Experiencias internacionales. **5.2.** Garantías en el sector minero. **5.3.** Instrumentos y garantías para abandono. **5.4.** Algunos apuntes para la adopción de instrumentos; **6.** Conclusiones

ABSTRACT

Peru has been assuming the financial burden of the remediation of the oil industry's past. This article aims to analyze whether the regulation adopted to avoid a similar situation in the future is adequate and sufficient based on the risks of the abandonment phase of hydrocarbon projects; as well as to provide basic ideas for its review and improvement. For that purpose, together with a summary of the legal and contractual framework, an overview of how other countries and the mining sector are attempting to secure the fulfillment of the decommissioning obligations is provided, and some regulatory alternatives are presented.

KEYWORDS

Decommissioning | Restoration | Hydrocarbons | Securities | Environmental Liabilities | Oil wells | Funding.

¹ Abogada por la Pontificia Universidad Católica del Perú (2008) y Máster en Derecho, Leyes y Políticas Petroleras por la Universidad de Dundee (Escocia, Reino Unido) (2015). Miembro de *Women in Energy – SPE Lima* y *Peruvian Young Energy Professionals*. Correo: lizarraga.diana@gmail.com.

1. Introducción

Todo proyecto de exploración o de explotación de hidrocarburos tendrá un final, sea porque las perforaciones exploratorias no fueron exitosas, los yacimientos alcanzaron su límite productivo o económico², el plazo del Contrato (i.e. título habilitante) está por vencer o inclusive porque éste terminó anticipadamente. Ante ello, corresponderá a la empresa petrolera realizar el decommissioning.

Decommissioning es un término anglosajón usado comúnmente en la industria internacional de hidrocarburos para referirse a las actividades de desmantelamiento, remoción, disposición o traslado de las facilidades de exploración o de producción, así como a las medidas conexas de remediación y restauración ambiental³. Sin embargo, en el Perú y otros países aún se usa el término “abandono” para referirse a dichas actividades⁴. En este artículo se emplearán los términos decommissioning y abandono de manera indistinta.

Si bien desmantelar y retirar torres de perforación, plataformas, sistemas de recolección y almacenamiento, maquinaria y equipos, sellar pozos, así como limpiar y restaurar un área donde se ha desarrollado un proyecto de exploración o de explotación de hidrocarburos es prácticamente rutinario a nivel global⁵, puede llegar a ser bastante costoso y a veces hasta más complicado de lo que fue su instalación⁶. Sin embargo, realizar un

- 2 Alcanzar el límite económico significa que el producir hidrocarburos de los yacimientos ha dejado de ser rentable. En otras palabras, que los costos de extraer hidrocarburos superan el valor de éstos en sí mismos. En la medida que los yacimientos van envejeciendo y alcanzado sus límites productivos y económicos surgirá la necesidad de sellar y abandonar los pozos, así como de retirar las instalaciones de producción (Barclay et Al., 2002, p. 28).
- 3 De manera general, el *decommissioning* es un proceso consistente en la remoción de las instalaciones industriales y de cualquier estructura relevante que haya llegado al final de su vida productiva, y en la subsecuente restauración del sitio industrial a su estado previo (Abbagnara, 2016, p. 1). En la industria del petróleo y gas, particularmente en aquella desarrollada mar adentro, primero se cierran los pozos que aseguraban las operaciones y luego se desmantelan y retiran las estructuras y tuberías que conectan la plataforma marina a los puntos de procesamiento en la costa. A la etapa de remoción le sigue la identificación de sitios apropiados para el almacenamiento de los materiales no reusables y el procesamiento final de productos potencialmente contaminantes, como restos metálicos y plásticos, aceites combustibles, etc. (Falconer & Wicks, 2016, p. 10-12).
- 4 La mayoría de los participantes de la industria prefieren usar el término decommissioning por sobre abandono, aunque se refieran contractual y regulatoriamente a lo mismo, por la connotación negativa que este último tiene en el lenguaje común (i.e. desamparo, dejadez, descuido, negligencia, etc.). Abandono puede dar a entender erróneamente que la empresa petrolera puede simplemente retirarse del área dejando las instalaciones desatendidas (Open Oil, 2012, p. 111).
- 5 En el año 2020, solo en el Mar del Norte de Reino Unido, se han abandonado 116 pozos, cerca de 260 kilómetros de ductos y se han retirado 15 topsides, incluyendo dos plataformas marinas de 30,000 toneladas en total. En la última década en dicho país se ha registrado un mayor gasto anual en actividades de abandono en comparación con años anteriores (OGUK, 2021).
- 6 El desarrollo inicial de un proyecto de hidrocarburos suele demorar algunos años y luego crece por etapas y campañas. Por otro lado, debe tenerse en cuenta que si bien el taponeo y abandono de pozos, así como el retiro de instalaciones y restauración de superficies pueden

decommissioning inadecuado o peor aún, no realizarlo, puede acarrear múltiples riesgos para la seguridad y salud de las personas, así como para el medio ambiente. Por tanto, para abordar apropiadamente la fase de abandono resulta fundamental realizar una buena planificación y provisión de recursos (Abbagnara, 2016).

No obstante, cuando se está próximo al final del ciclo de vida de un proyecto de hidrocarburos, donde la expectativa para la recuperación de inversiones y gastos va reduciéndose, no llama la atención que algunas empresas petroleras posterguen o incluso pretendan eludir sus obligaciones de decommissioning. Este riesgo es mayor cuando se presenta una causal de terminación anticipada del Contrato que dio pie al desarrollo del proyecto. Especialmente si la terminación deriva de la sobreviniente falta de capacidad económica de la empresa petrolera.

Teniendo ello en consideración, al momento de diseñar la regulación vinculada al abandono de instalaciones de hidrocarburos⁷, el Estado debe identificar los riesgos de incumplimiento por parte de sus Contratistas, medir su nivel de probabilidad e impacto, identificar alternativas y establecer medidas apropiadas de disuasión y mitigación. Ello, claro está, bajo una óptica de análisis de impacto regulatorio y teniendo en cuenta al menos los siguientes teoremas: (i) debe asumir el riesgo quién esté en mejor posición para mitigarlo; (ii) riesgo que no sea adecuadamente asignado a las empresas petroleras, riesgo que finalmente será asumido por el Estado; y (iii) carga que imponga el Estado, carga que deberá hacer cumplir.

Si una empresa petrolera estima menos costoso incumplir sus obligaciones de abandono⁸ y no median garantías suficientes y adecuadas, serán a la larga el Estado y sus ciudadanos quienes tendrán que asumir la carga de ejecutarlo.

El Perú ya tiene experiencia lidiando con los vestigios de aquellos tiempos en que no existía regulación respecto a la fase de abandono (Sección 2). Si bien en los últimos treinta años se ha procurado mitigar los riesgos propios a dicha fase (Sección 3) a través de un desarrollo normativo progresivo (Sección 4), existen casos resonados que hacen sospechar que la regulación vigente está quedando corta y que posiblemente se tenga que afrontar una segunda ola de activos e impactos ambientales en orfandad. Frente a ello, en este artículo se brindan algunos ejemplos de cómo diferentes países están procurando mitigar los riesgos de incumplimiento del abandono, así como de las garantías que exigen para reducir el riesgo de que el Estado sea dejado con la carga económica de abandono. En base a dichas experiencias y la regulación aplicable en el sector minero, este artículo provee algunas ideas base para contribuir en la progresión de las normas y políticas nacionales relacionadas al decommissioning (Sección 5).

2. Mirada al pasado: antes que se regulara el abandono en el Perú

2.1. Recuerdos del pasado

El Perú tiene cerca de 160 años de experiencia moderna en la industria petrolera. De

ser difíciles en tierra firme, los procedimientos en áreas marinas, especialmente en aguas profundas, pueden llegar a ser actividades monumentales (Barclay et Al., 2002, p. 37)

7 Entiéndase por regulación tanto su marco normativo como contractual.

8 Entiéndase costoso en términos amplios, tanto a nivel de gasto, como a nivel de esfuerzo, reputación, tiempo, etc.

hecho, el primer pozo exploratorio en Sudamérica y uno de los primeros pozos exitosos a nivel mundial, fue perforado en Zorritos, en la región de Tumbes, en noviembre de 1863 (Bolaños, 2017; Noriega, 1962).

Las actividades de explotación de hidrocarburos se han concentrado históricamente en la costa norte del país (aprovechando comercialmente las cuencas sedimentarias de Tumbes-Progreso, Talara y Sechura), así como a lo largo de la selva (en 1939 inició la producción del yacimiento de Agua Caliente en Huánuco; en 1971, del yacimiento Corrientes en Loreto; en 1998; de los yacimientos de Aguaytía en Ucayali; y, en el 2004, de los yacimientos de gas natural de Camisea en Cusco) (Perupetro, 2010). Un caso particular es el campo de Pirín y alrededores, en la cuenca sedimentaria del Titicaca, Puno, donde se perforaron pozos desde 1906 (Schlumberger, 2008), pero donde actualmente ya no se desarrollan actividades.

Ahora bien, para descubrir y extraer hidrocarburos, necesariamente se han tenido que realizar perforaciones, instalar plataformas, tuberías, baterías, campamentos, etc.; se han generado residuos (e.g. agua de producción, borras, químicos, tuberías corroídas, etc.); y, ya sea por limitaciones tecnológicas o errores humanos, se han producido múltiples fugas y derrames.

Sin embargo, es importante considerar que la primera regulación sectorial para la prevención de la contaminación ambiental se aprobó recién en el año 1978⁹, en pleno apogeo de la industria¹⁰. Es más, no fue sino hasta el año 1993 que, bajo los principios estipulados en el Código del Medio Ambiente y los Recursos Naturales (1990) y el marco dado por la Ley Marco para el Crecimiento de la Inversión Privada (1991), se aprobó el primer Reglamento para la Protección Ambiental de las Actividades de Hidrocarburos ("RPAAH-1"). Dicho reglamento no solo introdujo reglas respecto al manejo ambiental de las operaciones, sino que incluyó un título especialmente dedicado a la terminación de las actividades, es decir, cómo debía procederse cuando se dejaba de operar una instalación o cuando todo un proyecto de hidrocarburos llegaba a su fin.

Es así como, por 130 años, las empresas petroleras en el Perú no tuvieron obligaciones regulatorias referentes al decommissioning y solo se guiaban por las prácticas comunes en la industria de aquel entonces¹¹.

9 En el Título Octavo del Reglamento de Seguridad en la Industria del Petróleo (1978) se menciona que las empresas deben implementar ciertas medidas para prevenir la contaminación del medio ambiente durante la extracción y manipuleo de los fluidos de un yacimiento; asimismo, indica que deben realizarse pruebas para verificar que la concentración de contaminantes esté por debajo de los límites establecidos; e incluye una prohibición de arrojar al mar o a los ríos petróleo crudo, derivados, lodos y otros fluidos contaminantes.

10 La curva más alta de producción de petróleo en el Perú se alcanzó entre 1978 y 1987, con una producción promedio de 181.2 Mil Barriles por Día (MBPD) (La República, 2019). Desde entonces, la producción ha declinado hasta llegar a 39.7 MBPD en el año 2020 (PERUPETRO, 2021), principalmente por la falta de desarrollo de nuevos yacimientos y la falta de inversiones en la modernización de las facilidades de producción. En el caso del gas natural, la situación es algo diferente, pues recién se viene explotando este recurso hace poco más de 15 años.

11 Esta falta de regulación no fue exclusiva a Perú. Como da a entender Cameron (1999, p. 121), recién a finales de la década de los ochenta se empezó a apreciar en el mundo una tendencia a desarrollar normas y cláusulas contractuales que fueran más allá de la obligación general de sellar pozos o de proceder conforme a las buenas prácticas de la industria.

El que no hubiera existido una obligación expresa de “buen abandono”, aunado a un entorno histórico de limitada conciencia ecológica, al estado de desarrollo de la tecnología y a que, para cuando se aprobó el RPAAH-1, varias empresas operadoras ya no existían o se habían retirado del Perú, explica en gran parte la abrumadora cantidad de pozos viejos¹² e instalaciones mal abandonadas y de sitios contaminados que había en el país para mediados de los noventa (Comisión de Pueblos Andinoamazónicos, Afroperuanos, Ambiente y Ecología, 2006, p. 2; Sanchez Mejía, Glodomiro, 2004, p. 11).

De hecho, cuando el gobierno peruano nacionalizó la actividad petrolera en 1969 y crea la empresa Petróleos del Perú – PETROPERÚ S.A. (“PETROPERÚ”), no consideró la necesidad de descontar del pago que hizo por expropiación suma alguna para remediar los pasivos ambientales que se habían acumulado durante años de operaciones (Sánchez Mejía, Glodomiro, 2004, p. 11). Inclusive en los noventa, cuando se toma la decisión de privatizar las operaciones petroleras, salvo casos muy puntuales (e.g. Lote X¹³), no se tuvo el cuidado de fijar condiciones expresas para que los nuevos operadores atendieran apropiadamente los problemas de los pasivos ambientales (Comisión de Pueblos Andinoamazónicos, Afroperuanos, Ambiente y Ecología, 2006).

Sin embargo, no se trata solo de un problema de tener recuerdos del pasado en el paisaje, sino que cada pozo inadecuadamente sellado¹⁴, plataforma oxidada o charco

12 Entiéndase pozos que ya no tenían ningún uso futuro previsible para el desarrollo del reservorio al cual habían penetrado y que no habían sido apropiadamente sellados.

13 Conforme al Addendum al Contrato de Cesión de Posición Contractual de la Totalidad de los Derechos y Obligaciones provenientes del Contrato de Licencia de Explotación de Hidrocarburos en el Lote X, celebrado entre Perez Companc del Perú S.A. y PETROPERÚ el 17 de diciembre de 1996, las partes reconocieron que en el área del nuevo Lote X, tanto en zonas urbanas como en zonas rurales, existían pozos que, ya sea por haber devenido inactivos o por ser antieconómicos, no estaban siendo explotados, por lo que debía procederse a su abandono. Para garantizar a Perez Companc del Perú S.A. el reembolso de los gastos de abandono y de cualquier reclamación derivada de los pozos cerrados y del proceso de abandono, PETROPERÚ constituyó un fideicomiso por un monto de US\$10,000,000.00, producto del precio cobrado por la cesión. Con esa garantía, entre 1997 y 2002, Perez Companc del Perú S.A. llegó a abandonar 1,013 pozos el Lote X:

“Los pozos abandonados comprendían en su mayoría aquellos que por su ubicación habían ido quedando dentro de las áreas urbanas de los centros poblados de Los Órganos, El Alto y alrededores, así como pozos abandonados temporalmente (ATA) ubicados en la zona de playa con una antigüedad de más de 90 años, perforados con equipo de percusión y completados con liners sin cementar, cabezal y tubería de revestimiento corroídos por la brisa marina y con alto riesgo de ocasionar incidentes ambientales por derrame de petróleo. Adicionalmente se abandonaron pozos ATA ubicados en zona rural, ex inyectores con fuga de agua de formación con carbonatos por corrosión en la tubería de revestimiento y pozos que por haber devenido inactivos o por ser antieconómicos, no eran explotados a la fecha de transferencia.” (CNPC Perú S.A., 2019)

14 Cuando, dentro de los pozos, no se sella totalmente la zona productiva y demás formaciones se pueden llegar a producir filtraciones de petróleo, gas o agua a la superficie, poniendo en riesgo al medio ambiente. Como explica Barclay et Al. “cualquier deficiencia en la cementación primaria tiende a afectar el aislamiento en el largo plazo. Asimismo, grandes fluctuaciones en la presión y la temperatura dentro del pozo pueden afectar negativamente la integridad del cemento o causa la pérdida de adherencia. Los esfuerzos tectónicos también pueden fracturar el cemento fraguado. Cualquiera que sea la causa, la pérdida de la integridad del cemento puede dar lugar a la migración de fluidos, al deterioro del aislamiento de la formación o al

de agua de producción¹⁵ representa un riesgo para la salud, para la seguridad de las poblaciones y para la calidad ambiental.

2.2. Remediación de Pasivos Ambientales

Ante la problemática descrita, en el año 2007 el ordenamiento jurídico peruano por fin reconoció la necesidad de identificar, inventariar, evaluar y corregir todos los vestigios de operaciones petroleras del pasado (Gómez Apac, 2013). Ello, con la finalidad de reducir o eliminar los impactos negativos que pudieran estar ocasionando a salud de la población o en los componentes ambientales.

Es así como, por primera vez, se caracterizó jurídicamente a los “pasivos ambientales” del subsector hidrocarburos. La Ley N° 29134 (2007) los definió como los “pozos e instalaciones mal abandonados, los suelos contaminados, los efluentes, emisiones, restos o depósitos de residuos ubicados en el cualquier lugar del territorio nacional incluyendo el zócalo marino, producidos como consecuencia de operaciones en el subsector de hidrocarburos, realizadas por parte de empresas que han cesado sus actividades en el área donde se produjeron dichos impactos” (artículo 2)¹⁶.

Según la Cuarta Actualización del Inventario de Pasivos Ambientales del Subsector Hidrocarburos (2021), en el Perú existen 3,231 pasivos ambientales. Lamentablemente, entre la identificación de los pasivos y la determinación de quiénes son los responsables de aquellos, existe una gran brecha. Hasta el año 2020, el Ministerio de Energía y Minas (“MINEM”) solamente había podido evaluar la responsabilidad respecto a 110 pasivos ambientales (pozos mal abandonados y suelos contaminados) (DGAH, 2021). Es más, solo en un caso se determinó quién era responsable: la empresa estatal PETROPERÚ¹⁷. En el resto de los casos se declaró la condición de “responsable no identificado”, por lo que su remediación (también) tendrá que ser asumida de manera supletoria por el Estado Peruano¹⁸.

colapso de la tubería de revestimiento, incluso cuando se coloca cemento de alta calidad que inicialmente provee un buen sello” (2002, p. 30)

- 15 Por ejemplo, se dice que “por aproximadamente 34 años, en la selva norte, el agua de producción, en volúmenes que llegaban a 1’000,000 barriles por día, se vertía en suelos, quebradas y ríos. Dicha agua es aproximadamente 8 veces más salada que el mar y se produce a una temperatura que se aproxima a 90°C” (OSINERGMIN, 2012, p. 15)
- 16 El Reglamento de la Ley N° 29134 (2020) precisa que el cese de actividades de hidrocarburos se refiere a la culminación de actividades en un área, verificada documentalmente y/o fácticamente en campo. Señala además que, para el caso de pozos e instalaciones donde no haya habido transferencia de responsabilidad para la remediación, el cese de actividades se determina en función a la fecha de la última intervención o la fecha de última producción, lo que sea posterior.
- 17 Mediante Resolución Ministerial N° 234-2019-MINEM/DM, de fecha 15 de agosto de 2019, se declaró a PETROPERÚ como “Responsable Operando” respecto del pozo petrolero mal abandonado identificado con el código T5600, ubicado en el Lote I, distrito de Pariñas (Talara, Piura).
- 18 Conforme a lo previsto en el artículo 4 de la Ley N° 29134 (2007), el Estado asumirá progresivamente la remediación de los pasivos ambientales cuando no sea posible identificar a los responsables.

Ahora bien, independientemente del avance que pueda ir logrando el MINEM en la verificación del cese de actividades y en la determinación de los responsables de los cientos de pasivos ambientales identificados, lo cierto es que existen ciertos vestigios que representan un alto riesgo para la salud, la seguridad de la población o la calidad del ambiente, por lo que su remediación no debe ser relegada o quedar sujeta a discusiones jurídicas. Asimismo, puede suceder que un pasivo ambiental inicialmente no considerado riesgoso se agrave a tal punto que amerite la intervención inmediata del Estado para contener, atenuar o minimizar los impactos negativos que pudiera ocasionar. A su vez, puede acontecer que, aun cuando se identifique a un responsable, éste se encuentre imposibilitado de ejecutar la remediación o se niegue a realizarla.

En los casos descritos, el artículo 5 de la Ley N° 29134 (2007) y el artículo 22 de su Reglamento (2020) reconocen que corresponde anteponer la seguridad de las personas, asignar recursos y que el Estado realice las acciones de remediación correspondientes. Ello, sin perjuicio de que luego repita contra el responsable para que reembolse los gastos incurridos (de lo cual no hay ninguna seguridad). Bajo ese marco, en el año 2019 se priorizó la remediación de 15 pasivos de alto riesgo¹⁹.

A fin de solventar la remediación de los pasivos ambientales asumidos por el Estado, la Ley N° 29134 (2007) encargó al PROFONANPE²⁰ captar recursos provenientes de la cooperación financiera internacional, donaciones, canje de deuda y otros.

2.3. Priorización en la atención de sitios impactados

En el año 2015, fruto de un proceso de diálogo con comunidades nativas, el Estado peruano reconoció que existía la contingencia de que ciertas empresas petroleras no cumplieran con su obligación de remediar los impactos negativos que habían producido las actividades de hidrocarburos en las cuencas de los ríos Pastaza, Tigre, Corrientes y Marañón, en el departamento de Loreto, especialmente dentro del ámbito del Lote 1AB (hoy reconfigurado como Lote 192). De hecho, existía una discusión jurídica respecto a si la remediación de ciertos sitios contaminados debía o no ser incluida en el plan de abandono total del referido lote.

Para garantizar y hacer frente a las “situaciones contingentes”²¹, que representarían riesgos para la salud y el ambiente, la Ley N° 30321 (2015) creó el Fondo de Contingencia para Remediación Ambiental, que serviría para financiar las acciones de remediación de sitios impactados por el desarrollo de las actividades de hidrocarburos en el ámbito geográfico de las cuencas antes señaladas. Inicialmente se priorizaron 7 sitios impactados en Pastaza, 13 en Corrientes y 12 en Tigre²². Luego, en el 2019, se priorizaron 12 sitios en

19 Priorizados mediante Resoluciones Ministeriales N° 188-2019-MINEM/DM, del 19 de junio de 2019 y N° 357-2019-MINEM/DM, del 18 de noviembre de 2019.

20 Mediante Decreto de Urgencia N° 022-2020 se dispuso la fusión por absorción del FONAM, creado por la Ley N° 26793, por parte del PROFONANPE, creado por el Decreto Ley N° 26154.

21 En la Matriz de Acciones que acompaña el Acta de Lima (2015), suscrita por las Federaciones de las Cuencas del Pastaza, Tigre, Corrientes y Marañón, así como por los representantes del Gobierno Nacional y del Gobierno Regional de Loreto, se precisa que la caracterización como situaciones contingentes implica “que los recursos del Fondo solamente serán utilizados en la medida que el Estado no pueda hacer efectiva la obligación de remediación que le corresponde al operador responsable”.

22 Actas de las Sesiones de la Junta de Administración de fechas 16 de diciembre de 2015, 4 de

Marañón y, en el 2020, otros 50 sitios distribuidos en las referidas cuencas.

Para tener idea de los costos, cabe mencionar que la remediación de tan solo 27 de aquellos sitios se estima que demandará S/ 656,824,416.²³ Ahora bien, hasta el año 2020, el mencionado Fondo de Contingencia había recibido más de 300 millones de soles, de los cuales ya se han ejecutado S/ 33,709,636 entre los años 2015 y 2020 (PROFONANPE, 2021), sin que aún se ejecute alguna remediación en campo²⁴.

La Ley N° 30321 (2015) claramente señala que la responsabilidad de la remediación ambiental de los sitios impactados corresponde al operador responsable y que la utilización del fondo por parte del Estado no libera de las responsabilidades civil, administrativa o penal que corresponda a dicho operador, conforme a la legislación vigente. No obstante, no hay certeza de que el Estado peruano vaya a efectivamente recuperar los millones de soles que está destinando a la remediación, más aún cuando una de las empresas petroleras que estaría involucrada ha anunciado públicamente su liquidación.

Respecto a los casos comentados en esta sección, resulta válido preguntarse si la regulación actual ya ha integrado instrumentos y mecanismos de garantía suficientes (y razonables) para evitar que en el futuro el Estado peruano tenga un *déjà vu* y nuevamente se vea forzado a asumir la carga del decommissioning de operaciones de hidrocarburos mal abandonadas.

3. RIESGOS DE INCUMPLIMIENTO DE ABANDONO

Se reconoce a nivel internacional que las empresas petroleras tienen la obligación de retirar las instalaciones y facilidades que desplegaron con el propósito de explorar, producir y transportar hidrocarburos y, en la medida de lo posible, de restaurar el medio ambiente natural al estado previo al inicio de las operaciones (Open Oil, 2012).

Sin embargo, desmantelar, remover y limpiar son los últimos pasos en el ciclo de vida de un activo y no traen consigo un valor económico para su dueño²⁵ (Falconer, 2016). Es más, como se ha señalado en la introducción de este artículo, son actividades costosas, que

marzo de 2016, 5 de marzo de 2019 y 18 de febrero de 2020.

23 Según la Resolución Ministerial N° 376-2019-MINEM/DM, del 2 de diciembre de 2019, la inversión más baja para remediar un sitio impactado se ha estimado en S/1,439,331.37 (Sitio 16, S0111, en Cuenca Corrientes) y la más alta en S/ 127,295,641.90 (S0115, Sitio 11, en Cuenca Corrientes).

24 El 10 de febrero de 2021 se aprobó mediante Resolución Directoral N° 032-2021-MINEM/DGAAH el primer plan de rehabilitación (Sitio Impactado S0115 -Sitio 11-, ubicado en Trompeteros, Loreto). Sin embargo, aún queda pendiente la ingeniería de detalle y los permisos previos a su ejecución.

25 Generalmente las empresas petroleras buscan recuperar parte de los gastos de abandono ya sea mediante su deducción tributaria en el cálculo del impuesto a la renta; considerándolos como parte del costo recuperable bajo Contratos de Producción Compartida (Cost Recovery based PSC); o mediante la reutilización, el reciclaje o venta de algunas de las instalaciones y facilidades de producción (aunque en muchos casos se trata de instalaciones cuyo costo de remoción puede llegar a superar largamente su cotización en el mercado). En particular, respecto a las plataformas marinas existen diversas propuestas para darles una segunda vida in-situ. Un ejemplo es el Seaventures Dive Rig, una plataforma petrolera en las costas de Malasia convertida en resort que atrae a amantes del buceo de todo el mundo.

en algunos casos pueden superar largamente el valor de los activos que se abandonan. Por tanto, la terminación de la producción y el abandono de los pozos e instalaciones de producción es una etapa que ninguna empresa disfruta.

Lógicamente, las empresas petroleras (e inclusive el Estado) van a procurar, por un lado, mantener las operaciones activas el mayor tiempo posible (en tanto le resulten rentables) y, por el otro, no incurrir en costos anticipados innecesarios. Así pues, ad-ports de la fase de abandono no es extraño que las empresas traten de aplazar el decommissioning (Cameron, 1999), minimizar gastos (Barclay et Al., 2002) o incluso trasladárselos a terceros²⁶.

Al respecto, se debe tener en cuenta que, salvo en los casos de terminación de Contrato o por mandato de la autoridad, la decisión respecto a la oportunidad en que se debe abandonar un campo obedece a razones técnica y económicas. A su vez, los incentivos económicos para que las empresas petroleras cumplan con sus obligaciones de abandono varían a través del tiempo.

Referirse al abandono de un campo por haber alcanzado su límite económico, implica considerar que para ese momento la empresa ya no estará obteniendo ganancias significativas de la producción de éste y por tanto tendrá menos apetito de gastar en su abandono (Open Oil, 2012, p. 111).

Por otro lado, uno podría pensar que, en escenarios de precios bajos del crudo, en los que se acelera el límite económico de los campos, se cesen de producir aquellos campos que generen menores rentas y que se prepare y ejecute el abandono. Sin embargo, debido a las consiguientes restricciones de flujo de efectivo por los bajos precios del petróleo, se presenta por contrario una renuencia por parte de las empresas petroleras de comprometer fondos para actividades de abandono no imperativas. Mas bien, se empiezan a enfocar en cómo pueden hacer para extender la vida de sus activos de petróleo y gas: cómo añadirles valor mediante técnicas de recuperación mejorada, para que incrementen así sus ingresos, mientras que al mismo tiempo introducen eficiencias para reducir los costos operativos (Falconer, 2016, p. 5)²⁷. Así pues, en épocas de colapso del precio del crudo o de incertidumbre como la que se atraviesa por la pandemia del Covid-19, se evidencia una tendencia internacional de postponer las inversiones en actividades de abandono²⁸.

26 En el año 2011 la empresa noruega Statoil (ahora llamada Equinor) publicó un anuncio para vender al mejor postor la plataforma marina Huldra en el Mar del Norte y que, por lo tanto, este último se encargue del desmantelamiento y traslado: "Se vende una plataforma de 20 habitaciones bien cuidada y con mucho espacio para un helicóptero (...) El propietario ha hecho mantenimiento a la plataforma con regularidad (...). Existen diferentes usos posibles para una plataforma costa afuera, como por ejemplo reutilizarla como plataforma costa afuera, usarla como hotel de lujo, centro de pesca, etc. Estamos muy abiertos a escuchar diferentes ideas y propósitos (...)" (La Comunidad Petrolera, 2011)

27 Las actividades realizadas para amortiguar la declinación de la producción y postponer al máximo la fecha de cese de producción son comúnmente referidas como "late life operations" y pueden incluir volver a perforar pozos, aplicar levantamiento artificial (e.g. bombeo sumergible eléctrico), mantener la presión de reservorios con inyección de CO² o de agua, etc. (Falconer & Wicks, 2016, p. 10).

28 Por ejemplo, en Reino Unido recientemente se ha reportado que la continua incertidumbre del mercado en parte ha justificado que aproximadamente £ 500 millones de lo que inicialmente

Por otra parte, se puede dar el caso que, para el momento en que sea imperativo realizar las labores de abandono, la empresa petrolera responsable tenga una condición económica que no le permita conseguir el financiamiento necesario para cumplir con sus obligaciones de abandono, esté en situación de insolvencia, haya entrado en un proceso concursal o inclusive haya sido declarada en quiebra (bancarrota)²⁹. Ahora bien, estas circunstancias pueden darse en cualquier etapa del proyecto, por lo que no es un riesgo exclusivo a los últimos años.

Como ejemplos de empresas del sector que han afrontado serios problemas económicos cabe mencionar a Tuscan Energy y a Oilexco North Sea Ltd en Reino Unido. La primera, que operaba el Campo Ardmore, se declaró insolvente y entró en liquidación en el año 2005; la segunda, entró en proceso de reestructuración en el año 2009 (DTI, 2007, p. 33-34). Empero, no se trata de casos aislados. Entre los años 2015 y 2020, más de 215 empresas estadounidenses de petróleo y gas (en tierra y en alta mar) se declararon en quiebra, con una deuda total combinada no garantizada que excede los US\$ 70.3 mil millones (James & Pullman, 2020, p. 7).

En Canadá se ha llegado a discutir en la Corte Suprema la negativa del administrador de una empresa petrolera en proceso concursal³⁰ de asignar recursos derivados de la venta de los activos productivos para cumplir (prioritariamente) con las obligaciones de abandono pendientes, de modo que los recursos remanentes no se diluyeran con el pago de las deudas (Orphan Well Association v. Grant Thornton Ltd., 2019).

Como Canales & Otilar resaltan, las circunstancias antes descritas resultan más complicadas cuando el Estado no ha requerido previamente a las empresas otorgar algún tipo de garantía financiera o cuando el monto de dicha garantía es insuficiente para cubrir los costos de abandono (2016, p. 444).

En ese sentido, se debe considerar que la posibilidad de incumplimiento de las obligaciones de abandono generalmente aumenta cuando las empresas involucradas carecen de los recursos económicos suficientes o cuando, teniéndolos, éstos están en el extranjero y, por lo tanto, fuera de las facultades de ejecución coactiva del gobierno (Paterson, 2011, p. 316). El riesgo puede ser mayor en el caso de empresas pequeñas, con un portafolio limitado o conformado por un solo proyecto o por proyectos maduros con curvas pronunciadas de declinación.

Se ha detectado que, conforme se va acercando el fin del plazo de vigencia de los Contratos o del ciclo de vida de los campos productores, la venta de acciones o la cesión de participaciones o posiciones contractuales, por parte de las empresas más grandes y bien establecidas a entidades más pequeñas y, a menudo, con menos experiencia o capacidad económica, se vuelve más común. De hecho, la tendencia desde hace algunos años es que las grandes empresas petroleras (con bolsillos profundos) centralicen sus recursos en proyectos con altas tasas de retorno, racionalizando sus portafolios

se tenía previsto gastar entre el 2020 y 2022 para el desmantelamiento de plataformas offshore y otras instalaciones sean diferidos a futuro; de hecho, los £ 1.47 mil millones que se habían previsto gastar a inicios del 2020 se redujeron en un 30% para mediados de ese año (OGUK, 2021, p. 4).

29 Puede darse también que, pretendiendo eludir responsabilidades, las casas matrices permitan que sus subsidiarias se declaren insolventes.

30 La empresa petrolera Redwater se declaró en bancarrota en el 2015.

de inversión y desinvirtiendo de aquellos activos no esenciales, que no estén bajo su operación o en los que su participación porcentual es pequeña (Wisely, 2011, p. 523).

A su vez, en el caso de Contratos en los que ha habido una o más transferencias de participación o de posición contractual en el tiempo, puede darse el caso que los Contratistas en turno aleguen no ser herederos de la responsabilidad del abandono de ciertas instalaciones o de la restauración de ciertas áreas, pretendiendo así trasladar al Estado las deficiencias en su due diligence.

Claramente, la probabilidad de que ocurra cualquiera de las circunstancias indicadas en esta sección, variará en función al Contratista (su capacidad económica, capacidad técnica, ética empresarial, interés de seguir invirtiendo en el país, etc.), rentabilidad residual del proyecto (si se trata de instalaciones que quedaron de un proyecto exploratorio no exitoso, si se trata de un área en producción que puede generar buenos ingresos hasta el último día de vigencia del Contrato, las condiciones actuales de mercado, etc.), así como a la dimensión, complejidad y costos del proyecto de abandono (la ubicación y extensión del área, geomorfología, tipo y número de instalaciones a dismantelar y retirar, si se va a remover la instalación parcial o totalmente, el número de pozos a abandonar, disponibilidad de servicios y logística, tecnología a emplear, etc.).

Finalmente, debe tenerse en cuenta que las personas jurídicas solamente responden mientras existen y, salvo figuras muy puntuales³¹, solo responde hasta por el valor límite de su patrimonio. Si la empresa petrolera responsable se llega a extinguir o se declara en insolvencia antes de cumplir con sus obligaciones de abandono, el Estado eventualmente tendrá que asumir la carga económica del abandono, si es que no media alguna garantía financiera u otro instrumento legal de extensión de responsabilidades.

4. Evolución de la regulación para asegurar el abandono al final de un proyecto de hidrocarburos

4.1. Principios ambientales

En Perú, el Tribunal Constitucional ha sido claro al indicar que, conforme al numeral 22 del artículo 2 de la Constitución Política del Perú (1993), el Estado tiene el deber de efectivizar la plena vigencia del derecho de gozar de un ambiente equilibrado y adecuado para el desarrollo de la vida, así como de prever los mecanismos para su garantía y defensa en caso de transgresión.

Conforme la Sentencia recaída en el Expediente N° 0048-2004-PI/TC, el Estado “debe promover el uso sostenible de los recursos naturales; ergo, debe auspiciar el goce de sus beneficios resguardando el equilibrio dinámico entre el desarrollo socioeconómico de la Nación y la protección y conservación de un disfrute permanente” (Fundamento 31). En esa línea, el desarrollo de actividades económicas, especialmente de aquellas que tienen incidencia en el medio ambiente, como es el caso de los proyectos de hidrocarburos, necesariamente debe observar siete principios: Desarrollo sostenible, Conservación, Prevención, Restauración, Mejora, Precautorio y Compensación.

El Tribunal Constitucional también ha aclarado que el uso sostenible de los recursos

31 Se refiere a la empresa unipersonal, la sociedad en comandita y la sociedad colectiva que son figuras societarias que prácticamente no se emplean en la industria de hidrocarburos peruana.

naturales “obliga a la tarea de rehabilitar aquellas zonas que hubieren resultado afectadas por actividades humanas destructoras del ambiente y, específicamente, de sus recursos naturales (...)” (Fundamento 32). Por tanto, resulta congruente que la Ley General del Ambiente (2005) establezca que “los titulares de todas las actividades económicas deben garantizar que al cierre de actividades o instalaciones no subsistan impactos ambientales negativos de carácter significativo (...)” (artículo 27); y que el Reglamento de la Ley N° 27446, Ley del Sistema Nacional de Evaluación de Impacto Ambiental (2009) prevea que “las Autoridades Competentes deben regular y requerir medidas o instrumentos de gestión ambiental para el cierre o abandono de operaciones de un proyecto de inversión, en los cuales se considerarán (...) las medidas de rehabilitación a aplicar luego del cese de operaciones y su control post cierre” (artículo 31). Así pues, debe entenderse que la restauración ambiental debe ser considerada incluso antes de la terminación de las actividades (Gómez Apac, 2013).

Ahora bien, el Código del Medio Ambiente y los Recursos Naturales (1990)³² y luego la Ley General del Ambiente (2005), la Ley Marco del Sistema Nacional de Gestión Ambiental (2004) y otras normas ambientales peruanas fueron desarrollando dos principios vinculados al deber jurídico de restauración ambiental al término de actividades económicas. Por un lado, conforme al principio de valorización o de internalización de costos, aquel que vaya a generar riesgos o daños en el ambiente debe prever, en su estructura de producción, la asunción del costo de las acciones de prevención, vigilancia, restauración, rehabilitación, reparación y compensación ambiental. Por el otro, conforme al principio de responsabilidad ambiental, el que cause degradación en el medio ambiente está obligado a adoptar medidas para su restauración, rehabilitación o reparación, según corresponda, y si lo anterior no es posible, deberá compensar en términos ambientales los daños generados.

Así pues, ante la terminación de sus actividades, corresponde que las empresas petroleras saneen y recuperen los bienes ambientales que hubieran deteriorado, adopten las medidas de cautela y reserva que correspondan frente a las incertidumbres científicas alrededor de la aplicación de las metodologías y tecnologías disponibles. El objetivo es que el área retorne a condiciones adecuadas para su disfrute y no se dejen recuerdos molestos de la actividad.

4.2. Desarrollo regulatorio

El RPAAH-1 fue la primera norma sectorial en establecer la obligación del responsable del proyecto u operador de presentar un Plan de Abandono de Área cuando se hubiera tomado la decisión de dar por terminadas las actividades de hidrocarburos; sin embargo, esta norma no fue tajante con relación a la presentación de garantías de fiel cumplimiento en la ejecución del plan. Solo hacía referencia a la posibilidad de que la empresa petrolera hubiera presentado cartas de crédito, pero no especificaba si esas garantías requerían ser solicitadas por la autoridad o si la empresa podía ofrecerlas voluntariamente, en qué casos debía presentarse, por qué monto de cobertura, en qué momento o si solo eran aceptables aquellas emitidas por entidades nacionales. Lo que sí preveía era que la garantía no podía ser retirada hasta que la autoridad competente diera su conformidad al informe del auditor referente al abandono del área.

Luego, en el año 2005, la Ley General del Ambiente dispuso claramente que los compromisos de inversión ambiental en cualquier industria debían ser garantizados a

32 Derogado por la Ley General del Ambiente (2005).

fin de cubrir los costos de las medidas de rehabilitación para los períodos de cierre y post-cierre. Conforme con su artículo 148, las garantías pueden seguir una o varias de las modalidades contempladas en la Ley General del Sistema Financiero y del Sistema de Seguros y Orgánica de la Superintendencia de Banca y Seguros (1996) ("LGSF") u otras que establezca la ley de la materia (i.e. fideicomiso en garantía, garantías mobiliarias, pólizas de caución, depósitos bancarios, cartas fianza, cartas de crédito, hipotecas, warrants, etc.). Concluidas las medidas de rehabilitación, la autoridad competente debe proceder, bajo responsabilidad, a la liberación de la garantía.

Un año después, mediante Decreto Supremo N° 015-2006-EM, se aprobó un nuevo reglamento de protección ambiental para las actividades de hidrocarburos ("RPAAH-2"). A diferencia de su predecesor, este reglamento estipuló que las obligaciones vinculadas al Plan de Abandono correspondían al "Titular" de la actividad de hidrocarburos, es decir al Contratista (sea que estuviera conformado por una o más empresas). Respecto a la garantía, se precisó que solo era requerida para el caso de abandono total de un área y que debía ser presentada junto con la solicitud de aprobación del Plan de Abandono. No obstante, dejó de reconocer la carta de crédito como una garantía deseable y más bien la sustituyó por una carta fianza emitida por una entidad del sistema financiero nacional, sin dar espacio para la presentación de otro tipo de garantías. Más aún, se precisó que el monto de cobertura debía ser igual al 30% del monto total de las inversiones del Plan de Abandono Total propuesto por el Contratista.

Aunque podría ser comprensible, por el menor riesgo de elusión, que no se requiera una garantía financiera cuando el Contratista pretende continuar con sus operaciones y solo desea sellar o retirar instalaciones puntuales (por ejemplo, tanques de almacenamiento obsoletos o pozos no productivos), no son tan claras las razones por las cuales se fijó en 30% el porcentaje de la cobertura de la garantía de los Planes de Abandono Total. Tampoco es entendible por qué el valor se calculaba en función al plan presentado por la empresa (que naturalmente procurará limitar al máximo posible sus compromisos de trabajo e incluir bajas estimaciones de costos) y por qué no se incluyeron otras opciones de garantía aprovechando la apertura de la Ley General del Ambiente (2005).

Respecto a la liberación de la garantía, el RPAAH-2 estipulaba que solo sucedería si el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (y luego el Organismo de Evaluación y Fiscalización Ambiental - OEFA) diera su conformidad a la ejecución del Plan de Abandono y al cumplimiento de las metas ambientales de éste.

Ocho años luego, mediante Decreto Supremo N° 039-2014-EM, se aprobó el tercer reglamento de protección ambiental para las actividades de hidrocarburos ("RPAAH-3"). Originalmente la única variación regulatoria sustancial fue el aumento del valor de la garantía al 75%, pero todavía calculado en función a lo propuesto por la empresa, sin prever un ajuste con respecto al plan finalmente aprobado, ni a los valores comunes en el mercado. La exposición de motivos del RPAAH-3 no precisa en base a qué criterios se determinó el referido porcentaje y no se optó por una cobertura total³³. No obstante, en los últimos tres años el RPAAH-3 ya ha sido modificado en dos oportunidades en lo que respecta específicamente a las obligaciones de abandono. Probablemente con el fin de incluir las más recientes lecciones aprendidas. Cabe recordar

33 Posiblemente se haya buscado no encarecer excesivamente la obligación, considerando la disposición de los bancos de emitir una garantía de tales características, pero esto es solo una suposición.

que, como parte de la privatización del upstream, en los noventa se suscribieron varios Contratos cuyos plazos de vigencia ya terminaron o están por terminar en los próximos cinco años (Lotes 8, I, II, V, VII/VI, X y Z 2-B). En ese sentido, se estaría frente a lo que puede llamarse la primera oleada de decommissioning bajo la legislación moderna.

A continuación, se resumen las principales modificaciones realizadas mediante el Decreto Supremo N° 023-2018-EM y el Decreto Supremo N° 005-2021-EM:

- i. Se indica que la garantía de fiel cumplimiento (carta fianza)³⁴ debe ser de carácter irrevocable, incondicional, de ejecución inmediata y sin beneficio de excusión, y otorgada por una entidad de primer orden supervisado por la Superintendencia de Banca, Seguros y Administradoras Privadas de Fondos de Pensiones.
- ii. La garantía ya no se presenta con la solicitud de aprobación del Plan de Abandono, sino más tarde en el procedimiento administrativo, cuando se tenga certeza sobre las actividades que serán aprobadas como parte del plan. El Plan de Abandono no será aprobado si el Contratista no presenta la garantía.
- iii. El valor de la garantía ya no se calculará en función a las inversiones previstas en el Plan de Abandono inicialmente presentado por el Contratista, sino en el plan a ser aprobado. Además, según el Decreto Supremo N° 005-2021-EM, se deberá considerar la tasa de inflación anual, debiendo por consiguiente actualizar la garantía.
- iv. La garantía podrá ser liberada parcialmente, conforme se avance la ejecución del cronograma del Plan de Abandono³⁵.
- v. Si el Plan de Abandono presentado no cumple con los requisitos de admisibilidad o es desaprobado, se deberá volver a presentar un nuevo plan, acompañado de una garantía por el 100% de la elaboración y ejecución de la nueva versión del plan.
- vi. En caso el Plan de Abandono nuevamente fuera inadmisibile o desaprobado, el Decreto Supremo N° 023-2018-EM preveía que se ejecutaría la garantía y se encargaría al PROFONANPE u otra entidad pública o privada realizar las acciones necesarias para la elaboración y trámite del Plan de Abandono a nombre del titular de la actividad de hidrocarburos, con cargo a los recursos

34 La exigencia de una garantía de fiel cumplimiento sigue aplicando solo para los Planes de Abandono Total. La norma no exige la presentación de ningún tipo de garantía para los planes de abandono parcial ni para el abandono netamente técnico. Cabe precisar además que, conforme al artículo 101-A del RPAAH-3, no se considera ejecución de actividades de abandono ambiental al abandono técnico de pozos previamente aprobado por PERUPETRO, en cumplimiento de las disposiciones contenidas en el Reglamento de las Actividades de Exploración y Explotación de Hidrocarburos, aprobado por Decreto Supremo N° 032-2004-EM y sus modificatorias.

35 Con ello "se busca garantizar la razonabilidad de la garantía y no sobrecargar a los administrados, reconociendo las labores de rehabilitación efectuadas e incentivando el cumplimiento oportuno del cronograma del plan de abandono" (MINEM, 2018B).

derivados de la ejecución de la garantía.

No obstante, actualmente el Decreto Supremo N° 005-2021-EM reconoce que, ante la situación descrita, el MINEM solo podrá ejecutar la garantía por el 100% si el Contratista la hubiera presentado efectivamente. Caso contrario, dejará en suspenso la ejecución de la garantía a mano (por el 75%) hasta que el Contratista presente su nueva solicitud de aprobación de Plan de Abandono junto con la respectiva garantía por el 100%.

Si el Contratista no presenta una nueva versión de su Plan de Abandono después de cierto plazo, el MINEM de oficio, directamente, incorporará en el plan lo dispuesto por el OEFA y procederá con su aprobación. Ello, sin perjuicio de la obligación del Contratista de ampliar la garantía para que cubra el 100% de la formulación y ejecución del Plan de Abandono.

- vii. Si el Contratista no ejecuta el Plan de Abandono aprobado, aun cuando el OEFA hubiera llevado a cabo acciones para promover su cumplimiento, el MINEM procederá a hacer líquida la garantía otorgada y encargará al PROFONANPE la ejecución dicho plan. El Decreto Supremo N° 005-2021-EM ha excluido la posibilidad de que la ejecución se encargue a otra entidad pública o privada, que sí contemplaba el Decreto Supremo N° 023-2018-EM.

Por otro lado, respecto a las eventuales sanciones administrativas³⁶, se tiene por ejemplo, que sin perjuicio de cualquier medida cautelar o correctiva que pueda determinar el OEFA, el no presentar el Plan de Abandono en función a la fecha de vencimiento del Contrato, es calificado como una infracción leve, que puede acarrear una multa de hasta 100 Unidades Impositivas Tributarias (UIT); que, si en el marco del procedimiento de evaluación de la solicitud de aprobación del Plan de Abandono, la empresa petrolera presenta un Plan de Abandono que no incluya la totalidad de las actividades, instalaciones y medidas vinculadas a impactos ambientales negativos identificadas en resoluciones administrativas por el OEFA, se le imputará una infracción muy grave, que se sanciona con una multa de hasta 30,000 UIT; el no ejecutar el abandono en sí mismo conforme al plan aprobado también se considera una infracción muy grave, sancionable con una multa de hasta 15,000 UIT. Si el infractor no cumple con las medidas cautelares o correctivas impuestas, el OEFA además puede imponer multas coercitivas hasta por 100 UIT, duplicando sucesiva e ilimitadamente el monto de la última multa coercitiva impuesta, hasta que se cumpla con la medida administrativa ordenada.

4.3. Disposiciones contractuales

Respecto a la fase de abandono, varios de los Contratos de Licencia y Servicio en vigor solo hacen referencia a la obligación general del Contratista de cumplir con la Ley General del Ambiente, el RPAAH y normas complementarias. A su vez, varias de las garantías corporativas presentadas a PERUPETRO S.A. ("PERUPETRO") se circunscriben a la ejecución de programas (mínimos) de trabajo y de los programas anuales de explotación.

No obstante, a partir de la aprobación del RPAAH-3, PERUPETRO ha ido incorporando mayores disposiciones con respecto a las obligaciones de abandono en sus Contratos.

36 Conforme a las tipificaciones aprobadas por Resoluciones N° 035-2015-OEFA-CD, N° 006-2018-OEFA y N° 00014-2020-OEFA-CD.

Por ejemplo, en el Contrato de Licencia del Lote XXIX, suscrito en el año 2015, se indica que “cuando el Contratista deje de operar algún pozo, equipo e instalación, o termine alguna actividad de exploración y/o explotación (...) será responsable de elaborar y ejecutar el plan de abandono o instrumento ambiental correspondiente, al término de estas actividades”; asimismo, se incluyen cláusulas específicas sobre el abandono en función a la fecha de vencimiento del Contrato. A su vez, la garantía corporativa en dicho contrato abarca “todas sus obligaciones conforme al referido Contrato, incluyendo la ejecución de los programas mínimos de trabajo (...) y los programas anuales de trabajo (...), así como el estricto cumplimiento de la normatividad técnica y ambiental aplicable.”. Disposiciones similares se encuentran en los Contratos celebrados con Anadarko en el 2017 y con Tullow en el 2019 y 2020, en los que expresamente se indica que el Contratista será responsable de realizar, por su propia cuenta y costo, todas las actividades de abandono hasta la emisión de la opinión favorable por parte de la autoridad competente en materia de fiscalización ambiental, inclusive después del vencimiento del plazo de vigencia del Contrato.

4.4. Esquema peruano de garantía

Las disposiciones legales y contractuales antes citadas, en menor o mayor grado, han pretendido hacer frente a los diferentes riesgos que el Estado peruano ha detectado podría haber en materia de cumplimiento de obligaciones de abandono. Desde el riesgo de que el Contratista demore o nunca llegue a presentar el respectivo Plan de Abandono, no atienda las observaciones realizadas, demore su ejecución, no lo ejecute conforme a lo planeado o que nunca lo realice, entre otros.

Frente a un escenario de fin del ciclo de vida del proyecto de hidrocarburos (porque corresponde soltar un área, se han agotado los yacimientos, se ha alcanzado el límite económico o simplemente se está ante un supuesto de terminación del Contrato), bajo la regulación expuesta, actualmente el Estado tiene la expectativa de que, ya sea por buena fe o ante la amenaza de ser sancionados, los Contratistas cumplan con elaborar sus planes de abandono, subsanen oportunamente las observaciones y, que con el interés de que éstos sean aprobados, cumplan con presentar una garantía de fiel cumplimiento. En ese sentido, la regulación del sector hidrocarburos se ha aferrado a la presentación de una carta fianza en los últimos años de vida del proyecto³⁷. Ello, a pesar de que la Ley General del Ambiente (2005) da la flexibilidad de que se garanticen las actividades de abandono mediante uno o varios de los instrumentos contemplados en la LGSF. Si bien las exposiciones de motivo de las normas revisadas no ahondan en razones, lo más probable es que sea por costumbre (se ha ido simplemente abundando en el esquema de garantía aprobado en 1993), por ser un esquema ya asumido por las empresas petroleras y el sistema financiero, y por la liquidez e inmediatez de ejecución de las cartas fianzas.

También se espera que los Contratistas procuren cumplir con la ejecución de sus planes de abandono de modo que aprovechen el beneficio de liberación parcial de sus garantías, eviten que la misma sea ejecutada, y no se arriesguen a medidas coercitivas o sanciones administrativas.

37 La exigibilidad de presentar la carta fianza puede ocurrir incluso luego que el Contratista ya hubiera devuelto el área (en casos de terminación anticipada de Contrato o cuando por alguna razón el procedimiento de aprobación del Plan de Abandono Total se extiende más allá del plazo del Contrato).

A su vez, dependiendo de los acuerdos contenidos en el respectivo Contrato, eventualmente PERUPETRO podría demandar a su Contratista (y su garante corporativo) por incumplimiento contractual y buscar resarcimiento por los daños ocasionados.

Empero, la realidad es que todas las medidas antes mencionadas pueden resultar insuficientes frente a empresas con limitados recursos³⁸ o que, de un análisis costo-beneficio, concluyen que les resulta más oneroso realizar las actividades de abandono tal como les pide la autoridad ambiental, que la(s) multa(s) que tengan que pagar, el valor de la garantía que se les va a ejecutar y los costos de defensa (o elusión) legal frente al Estado. En ese sentido, los riesgos más gravosos que existen en relación con las obligaciones de abandono y que ninguna de las normas antes citadas ha tratado, ni tampoco han sido considerados en los Contratos, son la posibilidad que el Contratista no cuente con recursos económicos o financieros suficientes, que decida someterse o sea sometido a un procedimiento concursal, o que opte por disolverse y liquidarse para eludir sus obligaciones. Son circunstancias que podrían suceder tanto antes de que llegue a presentar el Plan de Abandono, como durante su evaluación o su ejecución.

En ese sentido, cabe cuestionar si el Estado peruano hace bien en recién demandar una garantía de abandono para las actividades de hidrocarburos del upstream en el momento en que existe mayor riesgo de elusión. Tal vez sería más propicio exigir un fondo de ahorros para el abandono, un fondo individual o colectivo en garantía, una carta fianza desde el inicio de las operaciones cuyo valor vaya ajustándose en función a las instalaciones in situ pendientes de abandonar o a las reservas remanentes u otra alternativa que permita mitigar mejor el referido riesgo.

5. Alternativas de regulación para el futuro en el sector hidrocarburos

Frente a lo comentado hasta este punto, es importante revisar qué medidas alternativas o complementarias podrían considerarse para garantizar que el Estado no tenga que solventar a futuro actividades de abandono (o al menos reducir ese riesgo económico). Aunque los costos de abandono de los campos en Perú pueden no alcanzar las enormes cantidades gestionadas en el Mar del Norte³⁹, no son proyectos baratos. Además, siendo que actualmente se están explorando áreas en aguas profundas, puede darse el caso que a futuro también se afronten retos similares.

5.1. Experiencias internacionales

Es necesario considerar que no existe un estándar ni fórmula perfecta para afrontar los riesgos vinculados a la fase de abandono (Cameron, 1999). Frente a la creciente presión por parte de las organizaciones ambientales internacionales, el progresivo (e incierto)

38 El que una empresa petrolera haya sido calificada por PERUPETRO para la celebración de un Contrato de ningún modo puede ser tomado como una garantía de que dicha empresa mantendrá su salud económica, ni que tendrá los bolsillos suficientemente grandes durante todo el ciclo de vida del proyecto de hidrocarburos. La economía de las empresas puede ser afectada por diferentes circunstancias en el tiempo, tales como decisiones de inversión, volatilidad del precio del crudo, valor de sus acciones, etc.

39 Los costos de decommissioning en el Mar del Norte son muy afectados por la lejanía y crudeza del ambiente en que se desarrollan las actividades (Abbagnara, 2016). Solo en la plataforma continental de Reino Unido, para los próximos diez años (2021-2030) se prevé un gasto de alrededor de £ 15 mil millones en actividades de abandono, que representarían alrededor del 10% de inversiones totales en la industria, de los cual el 49% serviría para el abandono de 1,616 pozos y 14% para el retiro de instalaciones (especialmente plataformas) (OGUK, 2021),

incremento de los costos de abandono, y según las características propias a la industria en cada país, los gobiernos han optado por diferentes mecanismos para garantizar económicamente el adecuado y oportuno abandono.

Ahora bien, se debe reconocer de plano que la mayoría de los instrumentos de garantía financiera tienen un costo significativo para las empresas petroleras; sin embargo, es muy importante para los Estados tener la seguridad de que los recursos financieros estarán oportunamente disponibles para cubrir los costos de abandono y evitar situaciones en las que se cubran saldos con los fondos del tesoro público (Banco Mundial, 2010).

A continuación, se exponen las reglas para el aseguramiento del abandono que han adoptado algunos países:

a) Brasil

Brasil, en sus Contratos de Concesión, requiere una garantía de desmantelamiento y abandono, a partir de la fecha de inicio de producción, por el valor equivalente al costo previsto para el abandono de la infraestructura instalada. Dicha garantía puede materializarse en una fianza de cumplimiento, una carta de crédito, un fondo de provisión financiera u otras formas de garantía aceptadas por la Agencia Nacional del Petróleo, Gas Natural y Biocombustibles ("ANP"). La garantía deberá ser presentada por el Concesionario por un monto suficiente para cubrir el costo estimado del desmantelamiento y abandono de la infraestructura ya existente o cubrir el monto calculado de acuerdo con la ley aplicable. Cabe indicar que en ese país el valor de la garantía puede ser aumentado o reducido en el tiempo, a solicitud del Concesionario o de la propia ANP, ante eventos que alteren el costo de las operaciones de abandono (ANP, 2019).

En el caso de fondos de provisión financiera, el Concesionario debe presentar periódicamente a la ANP la documentación de respaldo de los aportes realizados, así como informar el saldo actualizado del fondo (ANP, 2019, p. 75). La ANP podrá auditar el procedimiento adoptado por el Concesionario en la gestión del fondo. Si luego de realizadas todas las operaciones de abandono queda un saldo, éste será para el beneficio exclusivo del Concesionario.

Tal como sucede en Perú, la provisión de la garantía no exime al Concesionario de la obligación de ejecutar todas las operaciones requeridas para el abandono del campo por su propia cuenta y riesgo.

No obstante, cabe indicar que, a diferencia de Perú, las obligaciones de abandono a cargo de empresas petroleras privadas son relativamente nuevas en Brasil. Recién en 1998 se extinguió el monopolio que tuvo Petrobras durante varias décadas para explorar y explotar hidrocarburos en ese país. Por tanto, aún es muy temprano para pronunciarse sobre la eficacia de sus exigencias de abandono (Pereira, 2016, p. 286).

b) Canadá

Canadá se rige bajo un sistema federal, donde sus provincias tienen cierta autonomía regulatoria. En este caso, se toma como referencia la regulación de Alberta, por ser la provincia con una industria petrolera más madura.

Allá, si un Licenciario incumple con realizar el abandono de sus pozos y otras instalaciones, la autoridad puede realizarlo y luego repetir contra el Licenciario u otros que hayan tenido o tengan participación en la instalación de hidrocarburos, para que le reembolsen los costos. Asimismo, se prevé expresamente que, si se transfiere una licencia para operar un pozo, el nuevo Licenciario asume toda

la responsabilidad por el control y posterior abandono del pozo y los costos correspondientes. Respecto a las actividades de remediación en sí mismas, se considera responsable tanto al propietario de la sustancia que causó el impacto ambiental negativo, como a los anteriores propietarios y cualquier persona que hubiera estado o esté a cargo de dicha sustancia, o de su gestión o control (Harvie, 2016, p. 292).

A fines de la década de 1980, las autoridades de Alberta empezaron a preocuparse por la gran cantidad de pozos que amenazaban con quedar huérfanos, es decir, pozos con propietarios insolventes o sin financiamiento para realizar el abandono. Para adelantarse al riesgo que representaban estos pasivos inminentes, la industria y el Energy Resources Conservation Board de Alberta (ERCB) acordaron crear un fondo para pozos huérfanos (Orphan Well Fund - OWF) que asumiría y financiaría las operaciones de abandono si un Licenciatario no estuviera en la capacidad. El esquema se basa en que cada Licenciatario pague una tasa anual para financiar el OWF, proporcional a su parte de la responsabilidad potencial bruta de toda la industria; a cambio, la ERCB no ejerce su autoridad legal para perseguir a los Licenciarios históricos por las responsabilidades en las que incurrieron sus sucesores por no financiar y ejecutar el abandono (Dixon & Downey, 2020).

Para determinar el nivel de riesgo que representa cada Licenciatario se instauró un programa de calificación de gestión de riesgos (Liability Management Rating), basado en la calificación de responsabilidad del Licenciatario (Licensee Liability Rating – LLR). Conforme a éste, los activos y pasivos del Licenciatario son periódicamente monitoreados por la autoridad mediante una fórmula establecida en la regulación. Dicha fórmula busca estimar la capacidad del Licenciatario para cumplir con sus obligaciones al final del proyecto. El resultado de esta evaluación no solo afecta la capacidad de un Licenciatario para obtener una nueva licencia, sino que también limita la capacidad de las partes para transferir licencias en el curso de adquisiciones, desinversiones y otras transacciones corporativas (Dixon & Downey, 2020).

Si en algún punto el total de los Deemed Liabilities (la suma de los costos de abandono y restauración de todos los pozos y facilidades del Licenciatario), superan los activos estimados, el Licenciatario debe proveer una garantía financiera (efectivo o carta de crédito) por la diferencia entre los activos y pasivos estimados. Esto también será un requisito para que se le autorice ceder su licencia. Si el Licenciatario incumple con sus obligaciones de abandono de pozos, la autoridad puede ejecutar la garantía para realizar dicho abandono (Harvie, 2016, p. 291)⁴⁰.

El esquema descrito tiene como propósito evitar que los costos de abandonar y remediar los pozos, instalaciones o tuberías comprendidos en dicho programa sean asumidos por los ciudadanos si el Licenciatario responsable se extinguiera, y también busca minimizar el riesgo de que queden pozos huérfanos, como consecuencia de Licenciarios carentes de fondos para financiar el abandono.

c) Colombia

En el país vecino, el Contratista está en el deber de garantizar la disponibilidad de los

40 Para mayor detalle, ver la Directiva N° 006/2016 de Alberta Energy Regulator, disponible en: <https://static.aer.ca/prd/documents/directives/Directive006.pdf>

recursos requeridos para la ejecución de las actividades inherentes al Programa de Abandono de Pozos y de restitución ambiental de las Áreas Asignadas en Producción. En esa línea, el Contratista debe entregar para aprobación de la Agencia Nacional de Hidrocarburos ("ANH"), dentro de los 12 meses siguientes a la Declaración de Comercialidad de cada Área de Producción, una Garantía del Fondo de Abandono debidamente constituida (ya sea carta de crédito standby o fideicomiso en garantía), efectuando el registro contable correspondiente, certificado por el Revisor Fiscal. La fórmula cómo se calcula el valor de la garantía se muestra en la [Tabla 1](#).

La presentación o ejecución, total o parcial, de la Garantía del Fondo de Abandono no exime al Contratista del deber de ejecutar oportuna, eficaz y eficientemente todas las operaciones de Abandono en cada Área Asignada en Producción, a su costo y bajo su exclusivo riesgo, ni tampoco limita el derecho de la ANH a reclamar la indemnización completa por todas las pérdidas, daños y perjuicios ocasionados por causas imputables al Contratista (ANH, 2020).

d) Estados Unidos de Norteamérica (EEUU)

En EEUU, quienes instalen una plataforma o perforen un pozo, quienes reinterven gan un pozo previamente taponado, los arrendatarios (lessees), titulares de derechos de explotación y titulares de un derecho de paso (por ejemplo, para un ducto de conexión con la plataforma) son solidariamente responsables de las obligaciones de desmantelamiento y abandono (Canales & Otilar, 2016, p. 432-436).

Para operaciones en tierra en terrenos federales, se requiere a los arrendatarios u operadores, antes de proceder con el abandono, presentar una garantía o fianza personal por el monto suficiente para garantizar el cumplimiento de las obligaciones de abandono, incluyendo el taponamiento de pozos, limpieza del área y remediación de tierras y aguas superficiales afectadas negativamente.

Lamentablemente se ha concluido que las garantías presentadas por las empresas en general son insuficientes y no reflejan apropiadamente el nivel de riesgo que representaba cada operación. En el 2018 en promedio las garantías eran por aproximadamente US\$ 2,122 por pozo, que distaba mucho de los costos promedio de remediación que van desde US\$ 20.000 a US\$ 145.000 por pozo en tierra en dicho país (James & Pullman, 2020, p. 7).

Para operaciones costa afuera, en aguas bajo control federal, se requiere una fianza general y una fianza complementaria que varía según la revisión anual que se efectúa de la responsabilidad de abandono del arrendatario y una evaluación de su situación financiera.

A nivel de regulación estatal, muchos estados recaudan tarifas o un recargo de producción de los operadores específicamente para la remediación de pozos abandonados. Por ejemplo, "Pennsylvania agrega un recargo a las tarifas de solicitud de permisos de perforación, mientras que Texas agrega un recargo por limpieza al impuesto estatal sobre la producción de petróleo. La Junta de Recursos Energéticos de Oklahoma remedia los sitios de pozos abandonados utilizando contribuciones voluntarias de la industria que representan el 0.1% de las ventas de petróleo y gas." (CNH)

e) México

En los más recientes Contratos para la Exploración y Extracción de Hidrocarburos bajo la modalidad de Producción Compartida en Aguas Someras (CNH, 2018, p. 48-52), se prevé que, una vez aprobado el Plan de Desarrollo por la Comisión Nacional de Hidrocarburos de México (“CNH”), el Contratista deberá abrir un fideicomiso de inversión, cuyo fin sea crear una reserva para financiar las operaciones de abandono en el área contractual⁴¹. Para ello, el Contratista realizará aportes anuales por el valor que se muestra en la Tabla 1. El modelo de contrato mexicano inclusive prevé la posibilidad de que los recursos del fideicomiso sean invertidos de modo de poder generar mayor valor⁴².

Además, expresamente se indica que la responsabilidad del Contratista de cumplir con los trabajos de abandono es independiente a que existan o no fondos suficientes en el fideicomiso.

Por otro lado, una vez que la CNH certifique el total cumplimiento de las obligaciones de abandono, todo recurso remanente en el fondo será entregado al Fondo Mexicano del Petróleo para la Estabilización y el Desarrollo^{43 44}. A su vez, en caso la CNH solicitara al Contratista abstenerse de llevar a cabo operaciones de abandono específicas con respecto a determinadas instalaciones, incluyendo pozos, el Contratista deberá entregar las instalaciones al tercero que la CNH determine y entregar al Fondo cualquier saldo remanente en el fideicomiso de abandono, siendo que a partir de ese momento el Contratista es considerado relevado de cualquier futura obligación en relación con el uso y abandono de dichas instalaciones

f) Noruega

El Ministerio de Petróleo y Energía de Noruega tiene la posibilidad de exigir a los Licenciarios que provean garantías de cumplimiento de sus obligaciones en cuanto a las actividades petroleras (entendido de manera amplia, no solo referida al abandono). Es más, si estima que la garantía presentada es insuficiente, tiene la facultad para requerir garantías adicionales. Puede ser tanto una garantía corporativa, carta de crédito u otras.

41 Ello sin perjuicio de cualquier otro requerimiento impuesto por la Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos en México, de conformidad con las normas aplicables.

42 “El fiduciario del Fideicomiso de Abandono deberá invertir los recursos recibidos disponibles en instrumentos financieros emitidos por instituciones financieras, corporaciones o gobiernos con calificaciones crediticias de grado de inversión cuya vigencia no exceda el momento en que dichos recursos sean requeridos para fundear las actividades de Abandono de conformidad con las políticas de inversión establecidas por el fideicomitente” (cláusula 18.3) (CNH, 2018, p. 48-49)

43 Se trata de un fideicomiso público, administrado por Banco de México como fiduciario y en el que la Secretaría de Hacienda y Crédito Público actúa como fideicomitente. Fue creado a partir de la Reforma Constitucional de México en el 2013 para garantizar el manejo responsable y transparente de los ingresos petroleros. Para más información: <https://www.fmped.org.mx/>

44 En el Modelo de Contrato publicado para la Tercera Convocatoria de la Ronda 3, enfocada en áreas terrestres, se preveía que los recursos remanentes serían entregados al Contratista. Sin embargo, esta ronda fue cancelada, sin que se adjudicara contrato alguno (CNH, 2018B).

Allá las empresas petroleras están obligadas a presentar su plan de abandono entre cinco y dos años antes de la fecha esperada de cese de sus actividades o del comienzo del uso alternativo de las instalaciones.

Por otro lado, la regulación noruega prevé que, si una empresa cede su participación en una licencia, dicha empresa se mantendrá alternativamente (i.e. en segundo orden) obligada a responder financieramente por los costos de abandono, ya sea frente a sus ex co-Licenciatarios o frente al Estado en caso el cesionario no cumpla con su parte de obligación⁴⁵. Esta regla ha llevado a que los cedentes suelen requerir la celebración de un Acuerdo de Garantía de Abandono (Decommissioning Security Agreement – DSA), conforme al cual el cesionario se compromete a indemnizar al primero por cualquier costo de abandono que la autoridad le impute.

La Asociación Noruega de la Industria Petrolera ha elaborado dos modelos de DSA. Uno basado en la provisión de una carta de crédito que cubre el valor actual y futuro de los costos estimados de abandono; y otro modelo en el que se da la oportunidad al cesionario de presentar inicialmente una garantía corporativa, pero que, si la calificación crediticia de la casa matriz es menor a cierto nivel, el cesionario debe reemplazarla por la carta de crédito.

g) Reino Unido

En Reino Unido no existe una obligación legal para las empresas de aprovisionar o constituir anticipadamente fondos para el abandono⁴⁶. Conforme a la Sección 38A del Petroleum Act (1998), las empresas petroleras recién deben presentar una garantía de cumplimiento a razón de la presentación o aprobación del plan de abandono para instalaciones costa afuera⁴⁷, que puede materializarse ya sea mediante carga sobre una cuenta bancaria u otro activo, un depósito de dinero, fianza o garantía de fiel cumplimiento, póliza de seguro o carta de crédito.

La Secretaría de Estado del Departamento de Energía y Cambio Climático (“DECC”) está facultada por el Petroleum Act (1998) para requerir a una amplia gama de personas, bajo responsabilidad solidaria, que le presenten el plan de abandono y también exigirles la ejecución del plan aprobado (Secciones 29 y 30): al operador - o a quien gestione la instalación o su estructura principal-, a los co-Licenciatarios y a las partes del Acuerdo de Operación Conjunta (Joint Operating Agreement – JOA), a los anteriores operadores o Licenciatarios, a las anteriores partes del JOA, a cualquier persona que posea algún interés en la instalación que no sea como garantía de préstamo y a cualquier empresa asociada con cualquiera de los

45 Según Bakken, Kristenen, & Navestad (2016, p. 407), la disposición antes comentada fue incluida en el 2009 ante un contexto en el que varias empresas petroleras pequeñas y financieramente débiles habían adquirido licencias para la producción de hidrocarburos, en tiempos donde un gran número de instalaciones estaban siendo abandonadas o estaban por entrar a la fase de abandono. Las autoridades consideraban que el riesgo de incumplimiento de las obligaciones de abandono había aumentado.

46 De acuerdo con Aldersey-Williams (2016, p. 87), el régimen tributario en Reino Unido desmotiva que se aprovisionen fondos para el abandono, dado que la deducción tributaria no se reconoce hasta que los gastos en decommissioning sean efectivamente realizados.

47 La mayoría de los proyectos de hidrocarburos en Reino Unido se realizan costa afuera, especialmente en el Mar del Norte.

anteriores. La responsabilidad es perpetua y puede mantenerse incluso después de que se ha completado el proyecto de abandono (West, Pugh, Stockley, & Pires, 2011).

Según Paterson (2011, p. 307) el objetivo de este enfoque, expresado sin rodeos, es asegurar que sea quien sea que pague la factura del decommissioning de las instalaciones no sea el contribuyente británico. En esa misma línea, Hammerson & Antonas (2016) resaltan que el objetivo es disuadir a las casas matrices de pretender eludir su responsabilidad permitiendo que sus subsidiarias se declaren insolventes. Además, en caso de desaprobación del plan de abandono o incumplimiento de los responsables de presentar uno, la DECC puede preparar e imponer el plan (Petroleum Act, 1998, sec 33). Asimismo, en caso la DECC considere que la persona responsable no tiene la capacidad técnica y financiera para cumplir con las responsabilidades de abandono, puede exigir que se brinden mayores garantías (Petroleum Act 1998, sec. 38.4)⁴⁸.

Ante esta última posibilidad y con el fin de mitigar los riesgos de una responsabilidad extensa y superpuesta entre las empresas, la industria de petróleo y gas británica trabajó en su propio modelo de Decommissioning Security Agreement – DSA⁴⁹. Bajo dicho acuerdo, cada participante acepta depositar efectivo, cartas fianzas o pólizas de caución, aunque más comúnmente cartas de crédito o fianzas de la casa matriz o de una afiliada, en un fideicomiso. Ese fideicomiso luego servirá para pagar los costos de abandono cuando llegue el momento. Ojo, la ley no exige la suscripción del DSA, sino que es un instrumento privado que ha sido desarrollado para mitigar las cargas del abandono entre las partes interesadas y especialmente de los licenciatarios históricos.

De acuerdo con West et al. (2011) y Aldersey-Williams (2008, p. 88), existe evidencia de que tanto la DECC como los co-licenciatarios (partes de un JOA) requieren la celebración del DSA como condición para consentir la transferencia de participaciones o de las licencias en sí mismas.

Por otro lado, si bien ante la inacción del (o los) responsable(s) la DECC puede asumir las labores correspondientes, luego repetirá contra el responsable (o todos o cualquiera de los responsables) la suma total incurrida, más intereses. Como se ha indicado, la DECC tiene un importante poder de recuperación, por lo que la red de responsabilidad puede ampliarse para incluir a cualquier persona a quien se le haya enviado un requerimiento conforme a la Sección 29 (incluso aquellos a los que anteriormente se les hubiera retirado el requerimiento de la Sección 29) y empresas afiliadas.

h) Uruguay

Conforme al más reciente modelo de contrato publicado por la Administración Nacional de Combustibles, Alcohol y Portland (ANCAP), el Contratista debe abrir una cuenta bancaria, en la que se depositarán los fondos para cubrir los costos de

48 A partir de la aprobación del Energy Act del 2008, la DECC puede requerir garantías en cualquier punto de la vida de un proyecto.

49 Paterson comenta algunos de los inconvenientes vinculados a estos acuerdos (2011, p. 318-319).

abandono, a partir del año que el operador prevé que la producción acumulada del área será mayor que el 50% del total estimado de Reservas Recuperables de Hidrocarburos (ANCAP, 2020). Los depósitos serán por el monto que resulte de la fórmula descrita en la [Tabla 1](#).

Una vez terminado o resuelto el Contrato, el Contratista debe transferir a la ANCAP la parte de los fondos que no se hubiese utilizado. Si los fondos acumulados en la cuenta bancaria fueran insuficientes para cubrir los costos de abandono, entonces el Contratista tendrá la obligación de aportar por su cuenta la cantidad faltante. Si al término del Contrato, existiesen Reservas remanentes que justificasen que ANCAP decidiera continuar con el proceso de producción, provocando la postergación de las tareas de abandono de los pozos e instalaciones en uso, el Contratista deberá presentar al Comité de Administración una evaluación de los costos que, al momento de la terminación del Contrato, representan el abandono de dichas instalaciones.

i) Indonesia

A partir del año de inicio de la producción comercial, los contratistas de los Contratos de Producción Compartida (Production Sharing Contracts - PSC) deben aportar a un fondo para abandono y restauración de sitios. Los aportes al fondo se calculan en función a los costos estimados de las actividades posoperativas incluidas en un plan presentado ante la Comisión Especial para las Actividades Comerciales de Exploración y Explotación de Hidrocarburos (SKK Migas) y deben depositarse en una cuenta conjunta entre SKK Migas y el contratista en un banco estatal de Indonesia.

Para un PSC que considera el mecanismo de recuperación de costos (Cost Recovery PSC), los fondos asignados se tratan como costos operativos recuperables. Para un PSC de división bruta (Gross Split PSC), los fondos asignados corren a cargo del contratista y éste puede deducirlos al calcular su impuesto sobre la renta.

Si el PSC expira y las actividades posoperativas se han completado, el Estado retendrá cualquier saldo restante en los fondos (Cost Recovery PSC) o se los devolverá al contratista (Gross Split PSC) (Global Business Guide, 2018).

Tabla 1 - Ejemplos de Valorización de Garantías de Abandono

<p>COLOMBIA (ANH, 2020)</p>	<p>MÉXICO (CNH, 2018)</p>	<p>URUGUAY (ANCAP, 2020)</p>
<p>Al finalizar cada año calendario durante el Período de Producción el valor del Fondo de Abandono debe corresponder al resultado de aplicar la fórmula siguiente:</p> $[P/R] * C$	<p>Se deberá depositar un cuarto (1/4) de la Aportación Anual al término de cada trimestre. La Aportación Anual será determinada conforme a la siguiente fórmula:</p> $AA_i = \text{Máximo } [0, (PAE_i/RR) * CAE - IA_i]$	<p>(i) Depósitos trimestrales, según la siguiente fórmula:</p> $FA_i = CA * (NP_i - EUR * 0,5) / (EUR * 0,5) - FAA_i$
<p>Donde:</p> <p>P: es la Producción acumulada de Hidrocarburos de la respectiva Área Asignada en Producción, desde la fecha en que se hubiera iniciado la Producción en la misma y hasta el 31 de diciembre del Año para el cual se realiza el cálculo;</p>	<p>Donde:</p> <p>PAE_i: Producción estimada en el Campo para el Año de cálculo.</p> <p>PR: Reservas remanentes probadas (1P) al inicio del Año del Cálculo, calculadas hasta lo que ocurra primero: (i) la terminación del Contrato; o (ii) el Año que se estima terminarán las actividades de Abandono del campo.</p>	<p>Donde:</p> <p>CA: Total de Costos de Abandono Estimado Actualizado (US\$)</p> <p>NPI: Producción Acumulada hasta el comienzo del trimestre i (Barriles Equivalentes)</p>
<p>R: es el volumen de las reservas probadas desarrolladas de Hidrocarburos del Área Asignada en Producción, hasta el 31 de diciembre del año para el cual se realiza el cálculo, más producción acumulada (P).</p>	<p>CAE: Monto remanente de los Costos de Abandono al inicio del Año del cálculo, estimado conforme al Plan de desarrollo aprobado, según sea modificado. Dicho monto remanente se calculará como la diferencia entre el monto global de los Costos de Abandono que sea estimado sobre la base de los Costos de Abandono futuros para el Campo desde el Año del cálculo hasta lo que ocurra primero entre: (i) la terminación natural del Contrato, o (ii) el Año en</p>	<p>EUR: Total Estimado de Reservas Recuperables (Barriles Equivalentes)</p> <p>FAAi: Total de sumas pagadas al Fondo de Abandono con anterioridad al trimestre i (US\$)</p>
<p>C: es el costo estimado actualizado de las operaciones de Abandono del Área Asignada en Producción. Cuando se trate de reajustes anuales, el valor de C se reducirá en el monto de los costos de Abandono ya invertidos en tales actividades</p>		<p>(ii) Depósito de ciento veinticinco mil dólares (US\$ 250,000) (costa adentro) por Año si el monto calculado según (i) resultara menor a esa cifra.</p>

que se estima se terminarán las actividades de Abandono en el Campo, según estudios técnicos realizados por el Contratista y aprobados por la CNH, menos el saldo acumulado en el Fideicomiso de Abandono al iniciar el Año de Cálculo (AAA_{t-1}).

IA_t : Interés generado en el Fideicomiso en el Año de Cálculo, siguiendo la siguiente fórmula:

$$IA_t = r_t * AAA_{t-1}$$

Donde:

r_t = Es la tasa de interés aplicable al saldo del Fideicomiso de Abandono.

AAA_t = Es el saldo acumulado en el Fideicomiso de Abandono al terminar el Año de cálculo, definido de la siguiente forma:

$$AAA_t = AAA_{t-1} + AA_t + IA_t - S_{t-1}$$

Donde:

S_{t-1} = Es el monto total retirado del Fideicomiso de Abandono durante el Año de cálculo para financiar actividades de Abandono realizadas en el mismo Año.

5.2. Garantías en el sector minero

De acuerdo con el Banco Mundial (2010, p. T1-21), los marcos regulatorios relacionados con el *decommissioning* de campos petroleros parecen menos desarrollados que en el sector minero en los países ricos en recursos. Por eso resulta pertinente revisar a grandes rasgos cómo se garantizan las actividades de cierre en el sector minero, sin que ello implique asimilar los niveles de complejidad ni de riesgos asociados⁵⁰. Asimismo, se debe tener en cuenta que, a diferencia de los Contratos de Hidrocarburos, las concesiones mineras no tienen un plazo máximo de vigencia, sino que se mantendrán en vigor en tanto se cumpla con el pago periódico de un derecho y se acrediten niveles de producción mínima.

Conforme a la Ley que Regula el Cierre de Minas (2003) y su Reglamento (2005), el Plan de Cierre de Minas es presentado como máximo al año de haberse aprobado el respectivo Estudio de Impacto Ambiental, siendo que se prevé que será ejecutado de manera progresiva. Los titulares de la actividad minera están obligados a constituir una garantía que cubra el costo estimado del Plan de Cierre de Minas (abarcando las medidas de rehabilitación para los períodos de operación de cierre final y post cierre)⁵¹. De acuerdo con las normas antes mencionadas, la empresa minera puede materializar dicha garantía mediante una o varias de las siguientes modalidades:

- (i) Cartas fianzas, pólizas de caución, seguros y otras contempladas en la LGSF.
- (ii) En efectivo, mediante depósito de dinero en las instituciones financieras.
- (iii) Fideicomisos en garantía (sobre efectivo, administración de flujo, bienes muebles e inmuebles, valores negociables, etc.)
- (iv) Aquellas previstas en el Código Civil (e.g. fianza solidaria de tercero), a satisfacción de la autoridad competente.

Asimismo, conforme a la Resolución Ministerial N° 515-2006-MEM-DM, los titulares de actividades mineras pueden constituir un patrimonio fideicomitado sobre las unidades de negocio que conforman una "Inversión Forestal" sobre tierras de su propiedad o de

50 En este artículo no se desarrollan las disposiciones referidas al abandono total de proyectos eléctricos pues son bastante similares a las que regían en el sector hidrocarburos bajo el RPAAH-3, modificado por Decreto Supremo N° 023-2018-EM; por tanto, no brindan puntos sustanciales de comparación.

51 Conforme al artículo 8 del Reglamento de la Ley que Regula el Cierre de Minas (2008), la presentación del Plan de Cierre de Minas es una obligación exigible a todo titular de actividad minera que se encuentre en operación sea en la fase de desarrollo minero o de producción; asimismo, es exigible al titular que realice exploración con labores subterráneas que impliquen la remoción de grandes volúmenes de material. Conforme al artículo 47, el titular de actividad minera no podrá desarrollar las operaciones antes indicadas, si no ha constituido previamente la garantía. En caso de proyectos en ejecución, la no constitución de la garantía correspondiente es causal de paralización de las actividades hasta por un plazo máximo de 2 años. Vencido dicho plazo, si no se hubiera constituido la garantía indicada, el titular de actividad minera quedará obligado a ejecutar inmediatamente las medidas establecidas en su Plan de Cierre de Minas aprobado, sin perjuicio de las demás acciones legales aplicables.

terceros sin cubierta boscosa, afectándolo a favor del MINEM⁵².

Conforme al artículo 51 del Reglamento de la Ley que Regula el Cierre de Minas (2005), el monto de la garantía se calcula restando al valor total del Plan de Cierre de Minas los montos correspondientes al cierre progresivo - con excepción del importe de las medidas de cierre progresivo que se estén ejecutando tardíamente, los cuales no se descuentan -, los montos de cierre que se hubieren ya ejecutado y el monto de las garantías constituidas que hubiere sido actualizado. La garantía se constituye con aportes anuales, resultantes de la división del monto de la garantía entre el número de años de vida útil que le restan a la unidad minera.

En ese sentido, conforme se ejecuten las medidas de cierre progresivo comprometidas en el Plan de Cierre de Minas respecto a áreas, labores o instalaciones específicas, el titular de actividad minera podrá solicitar la modificación del tipo o reducción del monto de la garantía que se hubiera establecido y la eventual devolución de excedentes.

Asimismo, cuando se hayan ejecutado todas las medidas comprometidas en el Plan de Cierre de Minas y se emita el Certificado de Cierre Final, será el fin de la obligación de mantener una garantía. Además, conferirá al titular de actividad minera el derecho a requerir la devolución del saldo de la garantía, si fuera el caso, sin perjuicio de la asignación correspondiente que deba efectuarse para el mantenimiento de las medidas de post-cierre.

5.3. Instrumentos y garantías para abandono

Como se ha expuesto, en el mundo existe una gran variedad de garantías para el *decommissioning*, tales como depósitos en efectivo, fianzas, fondos, garantías corporativas, cartas de crédito, etc. Sin embargo, cada una de ellas tiene sus propias ventajas y desventajas, tanto para el Estado como para la empresa petrolera.

Así, por ejemplo, países como México, Uruguay o Indonesia emplean la figura de los fondos o aprovisionamientos para el abandono. La idea de este mecanismo es que, a partir de cierto momento de la vida del campo de petróleo o gas (generalmente cuando ya se estén generando ganancias), la empresa petrolera empiece a hacer aportes y que estos se vayan acumulando (e inclusive en algunos casos invirtiendo), de tal modo que, al final de la vida del campo, los recursos del fondo estén disponibles para pagar los costos de abandono (Open Oil, 2012, p. 111). Es decir, la idea es que la empresa vaya ahorrando parte de sus ingresos para que después pueda hacer frente a los costos de abandono. Para determinar cuánto dinero debe ser puesto en el fondo, la empresa normalmente debe preparar un plan de abandono y luego actualizarlo de manera regular, siendo que los costos se actualizan a valores presentes (Open Oil, 2012, p. 111).

Aunque la contribución a fondos de abandono asegura al Estado que el dinero estará disponible (y en cierta medida protegido) y los aportes pueden no ser exorbitantes (dependiendo de la fórmula de cálculo), inmovilizan capital que de otro modo podría ser

52 Conforme al artículo 1 del Reglamento para Garantizar los Planes de Cierre de Minas con Fideicomiso de Inversión Forestal (2006), se entiende por "Inversión Forestal" a la actividad que tiene por objeto la instalación, administración, conservación y protección de plantaciones forestales para efectos de la producción y el aprovechamiento de los recursos que se obtengan, la industrialización de tales recursos forestales, de acuerdo con el principio del uso adecuado y sostenible de los recursos naturales renovables.

empleado en inversiones adicionales.

Frente a dicha desventaja, en otras jurisdicciones como Colombia, en lugar de necesariamente poner efectivo en un fondo, a partir de la declaratoria de comercialidad la compañía garantiza la disponibilidad de recursos para el abandono a través de otros mecanismos, como la letra de crédito stand by. Sin embargo, el otorgamiento de esta garantía puede implicar reducir la capacidad crediticia de la empresa.

También se tienen países, como Brasil y Reino Unido, y el propio sector minero peruano, donde se da a la empresa un abanico de alternativas para garantizar ante la autoridad que se realizará efectivamente el abandono.

Luego de evaluar los sistemas de garantía financieras más comunes, el Banco Mundial incluyó las siguientes conclusiones en un instructivo elaborado para brindar asistencia a los gobiernos para el desarrollo de regulación respecto a las actividades de decommissioning.

Tabla 2 - Análisis de Instrumentos de Garantía Financiera
(Banco Mundial, 2010, p. T3-8) (traducción libre)

Instrumento	Ventaja	Desventaja
Trust Fund (Fideicomiso)	<ul style="list-style-type: none"> • Tangible para el gobierno. • Los fondos excedentes restantes después de concluida la restauración son devueltos al operador. • Su establecimiento no es costoso (en algunas experiencias). • Usado para abandono sin comisiones bancarias 	<ul style="list-style-type: none"> • En algunas experiencias, incómodos requisitos administrativos. • Puede contener fondos insuficientes en caso de abandono prematuro.
Insurance Policy (Póliza de Seguro)	<ul style="list-style-type: none"> • Económico de establecer. • Menos requisitos administrativos 	<ul style="list-style-type: none"> • Su validez está condicionada al pago anual de una prima. • Es posible que el operador no pueda pagar si está inactivo. • No está disponible en algunas jurisdicciones.
Third Party Guarantee (fianza o caución)	<ul style="list-style-type: none"> • A veces es económico de establecer (1 a 1,5% del importe de la garantía). • Respaldo por institución financiera. • Transparente, flexible. 	<ul style="list-style-type: none"> • Las instituciones financieras consideran el valor de la fianza como parte de capital de trabajo, por lo que puede reducir la disponibilidad de fondos operativos
Irrevocable Letter of Credit (Carta de Crédito)	<ul style="list-style-type: none"> • Económico de establecer. 	<ul style="list-style-type: none"> • Puede ser retirado unilateralmente por el prestamista. • Puede restringir otras formas de crédito.

<p>Cash Deposit (Depósito en efectivo)</p>	<ul style="list-style-type: none"> • El gobierno tiene control directo sobre los fondos. • El efectivo se devuelve a la empresa a la finalización del abandono 	<ul style="list-style-type: none"> • Puede que no sea razonable / aceptable para operaciones grandes. • Carga financiera para el operador. • Pérdida potencial de fondos depositados. • Los reguladores deben tener un sistema para garantizar que los fondos depositados se segreguen para el propósito previsto.
<p>Soft Options (garantías corporativas, garantías mobiliarias, fondos de amortización, etc.)</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Sin costos directos. • Relativamente económicas. 	<ul style="list-style-type: none"> • No brindan el mismo nivel de seguridad que otros métodos.

Ahora bien, como se denota de la revisión de los esquemas regulatorios tomados como referencia, las garantías financieras no son el único mecanismo que tienen los Estados para asegurarse que no tengan que asumir la carga del incumplimiento del abandono. Los gobiernos también pueden expandir el círculo de los posibles agentes responsables (por ejemplo, no solo considerar al Operador – o el Contratista-, sino a cualquier persona que podría haberse beneficiado de la actividad de hidrocarburos), tal como lo han hecho en mayor o menor medida EEUU, Reino Unido, Canadá y Noruega; solicitar información de manera anticipada o en cualquier momento sobre los planes de abandono y acerca de las fuentes de financiación; monitorear la salud financiera de las empresas petroleras responsables, solicitar a las empresas que tengan interés en una licencia que celebren acuerdos especiales para garantizar el abandono; imponer un plan de abandono, etc. (Meza Lomonaco, 2013)

5.4. Algunos apuntes para la adopción de instrumentos

Como se ha señalado anteriormente, cada país desarrolla sus esquemas en base a su propia institucionalidad, esquema legal, historia, nivel de prospectividad e intereses. Por tanto, no es intención de este artículo fomentar que el Perú calque alguno de los instrumentos antes descritos. El objetivo es brindar bases para una discusión acerca de si el esquema que se tiene actualmente es el óptimo, si se debiera complementar con alguna otra medida, o si, ante los riesgos identificados, sería conveniente variarlo.

En opinión de la autora, las empresas no solo deben poder asegurar sus obligaciones con cartas fianza, sino que la posibilidad de otorgar otros mecanismos de garantía financiera debe dejarse abierta a la evaluación del MINEM. Las contribuciones periódicas a fondos, fideicomisos o cuentas de depósito en garantía, etc., son instrumentos creativos que también pueden servir al fin último de asegurar la disponibilidad de fondos para el decommissioning.

Una posibilidad podría ser eximir de la obligación de presentar cartas fianzas para

la aprobación del Plan de Abandono Total si es que el Contratista ya cuenta con un fideicomiso en administración o en garantía para el abandono del área por un monto equivalente a los costos estimados del abandono, en el que incluya al MINEM (u otra entidad) como co-beneficiario.

También resulta importante considerar las ventajas que traería para el Estado el contar con garantías anticipadas, es decir, que no se presenten recién al final del ciclo de vida del proyecto de hidrocarburos. Un esquema de ese tipo reduciría considerablemente los riesgos derivados de situaciones de insolvencia de las empresas petroleras, de transferencia de participaciones o de posición contractual a empresas de bolsillos pequeños, o de elusión de responsabilidades financieras. A su vez, resulta interesante el mecanismo que aplica Canadá al evaluar periódicamente la salud económica de sus licenciarios, de modo que, si nota indicios de mayor riesgo, activa el requerimiento de presentar una garantía financiera, aun cuando todavía no se haya llegado a la fase de abandono del proyecto.

Alineado a lo anterior, tal vez el MINEM debiera darse un mayor ámbito de discreción para evaluar el nivel de garantía que sea adecuado para cada caso y no ceñirse al valor del setenta y cinco (75%). Criterios como el historial de buen desempeño del Contratista, la calificación de riesgo financiero externo, la progresión diligente en las actividades de abandono (mediante planes de abandono parcial), la tenencia de participación en otros lotes, etc., podrían tomarse en consideración para dotar de mayor flexibilidad al régimen actual. Puede que hasta sea posible desarrollar una fórmula que mida los riesgos y costos vinculados para determinar la cobertura más adecuada.

Ahora bien, un cambio mayor en la legislación sería el ampliar la esfera de responsabilidades respecto al abandono, como han hecho Reino Unido o Noruega. Previsiblemente una medida de ese tipo no sea bien acogida por la industria local; con todo, resultaría razonable si es que el Estado estimara un alto riesgo de evasión e incumplimiento de obligaciones de abandono por parte de las empresas en operación.

Por otro lado, habrá quienes propugnen que PERUPETRO debe complementar o incluso ir más allá de la regulación con la inclusión de mayores obligaciones y cargas a nivel contractual. Sin embargo, en opinión de la autora, si bien es saludable que los Contratos hagan referencia cruzada a la legislación aplicable al abandono y hasta puedan establecer instrumentos complementarios, reflejando congruencia en los intereses del Estado, no deben convertirse en el instrumento principal de regulación. Como señalan Antonas & Hammerson (2016, p. 50), las obligaciones de abandono contenidas exclusivamente en un contrato no son suficientes e inclusive pueden ser contraproducentes.

Es relevante considerar que algunos Contratos son celebrados inclusive antes que se inicie cualquier actividad exploratoria en el área. Sería imposible en ese momento predecir cuáles van a ser los alcances del trabajo de abandono que el Contratista tendrá que realizar a futuro. Además, durante el plazo de vigencia del Contrato, las políticas y regulaciones van a naturalmente sufrir cambios, las reservas van a ser recalculadas, los costos a lo mejor escalarán, habrá posiblemente cesiones de participación o de posición contractual, la tecnología evolucionará y se encontrarán nuevas alternativas de uso para los yacimientos agotados y para las instalaciones empleadas. Bajo ese contexto, incluir disposiciones específicas en un Contrato no es el mejor instrumento de política para adaptarse a las circunstancias. Aun si se dan modificaciones contractuales para actualizar las condiciones, las mismas no tendrían efectos sobre el pasado, salvo que se acuerde lo

contrario en cada caso. En ese sentido, el desarrollo normativo brinda un mayor grado de flexibilidad para adaptarse al futuro.

Más importante aún, el máximo remedio contractual frente al incumplimiento de obligaciones (i.e. la terminación del Contrato) resulta vacuo cuando se trata de obligaciones de abandono, especialmente cuando se habla de un yacimiento maduro, con reservas cercanas a su depletación. Para ese entonces, el producto físico (respecto al cual el Estado ha otorgado derecho para explorar y explotar) ya habrá sido monetizado y las utilidades habrán sido reinvertidas en otros proyectos o repartidas entre los accionistas o socios.

Adicionalmente, la resolución del Contrato puede tener un efecto indeseado para el Estado, pues deriva en que los inmuebles, instalaciones de energía, campamentos, medios de comunicación, ductos y demás bienes de producción necesarios para la continuación de las operaciones sean transferidos al Estado en virtud del artículo 71 de la Ley Orgánica de Hidrocarburos (1993) y con ello, la responsabilidad por el cuidado y custodia de los bienes. Ahora bien, buscar demandar al Contratista por daños contractuales, puede ser un remedio alternativo, sin embargo, será un reto de cuantificarlo y probarlo (Hammerson & Antonas, 2016).

Por otro lado, es importante no perder de vista el esquema institucional que se tiene en Perú. Por ejemplo, a diferencia de lo que ocurre otros países, donde la agencia firmante de los contratos es una institución pública que también tiene a cargo la evaluación, la aprobación y hasta la supervisión de los planes de abandono, en el Perú son tres instituciones distintas las que intervienen, PERUPETRO en la determinación de las condiciones contractuales, el MINEM en la definición del contenido y evaluación de los planes de abandono y el OEFA en la fiscalización de su ejecución.

Ahora bien, algo que sí podría hacer PERUPETRO es establecer condiciones particulares para que proceda una cesión de participación o de posición contractual, especialmente en los últimos años de vigencia del Contrato. En ese sentido, podría computarse un estimado de los gastos previsibles para el abandono al momento de evaluar la capacidad económica del cesionario (si es que no se hubiera ya constituido un fondo u otro tipo de garantía anticipada). Otra alternativa, sería exigir, como condición para acceder a cualquier cesión, que el cedente y el cesionario suscriban acuerdos similares a los DSA de Reino Unido o Noruega, de modo tal que se otorguen garantías mutuas de que efectivamente se cumplirá con las obligaciones de abandono; y que en los JOA se incluyan disposiciones expresas respecto a cómo los Co-Contratistas (en caso de consorcios) van a garantizar la plena ejecución de sus obligaciones de abandono.⁵³

Por otra parte, si bien no ha sido materia de análisis en este artículo, resultará importante no perder de vista las normas penales. Tanto las empresas petroleras como sus ejecutivos

53 Ninguna de las opciones comentadas debiera relevar a PERUPETRO de que, como parte de una gestión diligente de sus Contratos, haga un seguimiento periódico del estado de salud económica de sus Contratistas. La evaluación debiera ser directamente respecto a la persona jurídica constituida en el Perú y solo de manera residual respecto a sus casas matrices, pues estas últimas son garantes y no los sujetos obligados. Si existieran indicios razonables de mayor exposición a riesgos de incumplimiento contractual, los Contratos debieran prever la posibilidad que PERUPETRO exija la presentación de garantías complementarias al esquema base establecido.

debieran ser condenados si el incumplimiento de las obligaciones de abandono pone en alto riesgo o afecta gravemente el medio ambiente o la salud de las personas. Como señalan Hammerson & Antonas (2016), es probable que ello promueva mayor diligencia que cualquier amenaza de demanda por daños.

Finalmente, es importante no perder de vista que el decommissioning no debe ser visto exclusivamente como una carga y potencial problema. Esta fase de los proyectos puede dar ocasión al desarrollo de una industria especializada que contribuya en el dinamismo de la economía (como ya ocurre en el Golfo de México o en el Mar del Norte). Asimismo, se abre la posibilidad de contribuir con los objetivos de descarbonización si es que se facilita el reúso o reciclaje de las instalaciones de producción para el desarrollo de otras industrias (e.g. proyectos de generación de energías renovables), o se usan los yacimientos agotados para captura y almacenamiento de CO².

6. Conclusiones

Ante los miles de pozos e instalaciones que se están acercando al fin de su vida útil en el mundo y ante un escenario de acelerada transición energética, el decommissioning es un tema candente en boga, tanto respecto a los retos técnicos que conlleva, como a sus aspectos económicos, financieros, políticos y regulatorios.

Puesto que por muchos años no se regularon las obligaciones de abandono, aún existen cientos de pozos y otras instalaciones mal abandonadas en el territorio peruano. En muchos casos, los costos para su adecuado sellado, desmantelamiento, retiro, limpieza y restauración tendrán que ser asumidos financieramente por el Estado.

A partir de dicha problemática, ya existe normativa sectorial que procura mitigar el riesgo que a futuro se generen “nuevos pasivos” y que el Estado sea dejado una vez más con la carga y costos de su abandono y remediación. El marco legal actual claramente prevé que, ya sea por el próximo vencimiento del plazo del Contrato, suelta de área, terminación anticipada del Contrato o mandato del OEFA, las empresas petroleras deben presentar un Plan de Abandono Total y que deben garantizarlo. Asimismo, PERUPETRO ha ido incluyendo disposiciones específicas en los Contratos de hidrocarburos.

Sin embargo, la regulación vigente queda corta frente a situaciones en las que, llegado el momento de elaborar, gestionar o ejecutar el Plan de Abandono Total, las empresas petroleras carezcan de los recursos económicos o financieros necesarios para cumplir con sus obligaciones de abandono, estén en situación de insolvencia, hayan entrado en un proceso concursal, o inclusive opten por disolverse y liquidarse.

Si bien no existen fórmulas legales perfectas para afrontar los riesgos vinculados a la fase de abandono, países como Brasil, Canadá, Colombia, EEUU, México, Reino Unido, Noruega, Uruguay e Indonesia están implementando diferentes mecanismos que pueden servir como punto de referencia para proponer mejoras legislativas y contractuales en Perú. A su vez, reconociendo las diferencias a nivel de riesgos con la industria minera, se aprecia que existe un esquema que brinda mayor variedad y flexibilidad en lo que respecta al otorgamiento de garantías que aquel que rige actualmente en el sector hidrocarburos.

Finalmente, es seguro que las prácticas legales y contractuales seguirán evolucionando y progresando a razón de la casuística que se vaya presentado internacionalmente en

temas de abandono, por lo que es previsible una tendencia similar en Perú.

Referencias bibliográficas:

- Abbagnara, F. (19 de diciembre de 2016). An overview on the decommissioning process in the oil & gas [Una mirada al proceso de abandono en el sector de petróleo y gas]. Obtenido de Lexology: <https://www.lexology.com/library/detail.aspx?g=06ad2b58-2646-4cbf-9c5f-f5de60145a41>
- Aldersey-Williams, J. (2008). The decommissioning cost provision deed: facilitating asset transfers on the UKCS [La escritura de provisión de costos de desmantelamiento: facilitando las transferencias de activos en la Plataforma Continental de Reino Unido]. *International Energy Law Review*(5).
- Aldersey-Williams, J. (2016). Decommissioning Security [Garantía de Abandono]. En M. Hammerson, & N. Antonas (Edits.), *Oil and Gas Decommissioning: Law, Policy and Comparative Practice [Abandono en la Industria del Petróleo y Gas: Leyes, Política y Práctica Comparada]* (Segunda ed., p. 87-98). Surrey, Reino Unido: Global Law and Business.
- ANCAP. (2020). Anexo M: Modelo de Contrato para el Otorgamiento de Áreas para la Exploración - Explotación de Hidrocarburos en Áreas Continentales (Onshore). Régimen para la Sección de Empresas de Operaciones Petroleras para la Exploración y Explotación de Hidrocarburos en la República Oriental del Uruguay (Ronda Uruguay Abierta). Obtenido de <https://exploracionyproduccion.ancap.com.uy/innovaportal/file/7262/1/ronda-uruguay-abierta---bases-y-modelo-de-contrato.pdf>
- ANH. (Julio de 2020). Minuta de Contrato E&P Continental - Adenda No. 15. Proceso Permanente de Asignación de Áreas. Colombia. Obtenido de <http://www.anh.gov.co/Asignacion-de-areas/Documentos%20PPAA/Minuta%20de%20Contrato%20E%26P%20Continental.%20Adenda%20No.%2015.pdf>
- ANP. (2019). Draft of Concession Agreement for Exploration and Production of Oil and Gas [Proyecto de Contrato de Concesión para la Exploración y Producción de Petróleo y Gas]. Brasil. Obtenido de http://rodadas.anp.gov.br/arquivos/Oferta_Permanente/Consulta-Audiencia/cap25-19/minuta-contrato-op.docx
- Bakken, E., Kristenen, M., & Navestad, K. (2016). Norway. En M. Hammerson, & N. Antonas (Edits.), *Oil and Gas Decommissioning: Law, Policy and Comparative Practice [Abandono en la Industria del Petróleo y Gas: Leyes, Política y Práctica Comparada]* (Segunda ed., p. 401-413). Surrey, Reino Unido: Global Law and Business.
- Banco Mundial. (Marzo de 2010). Towards Sustainable Decommissioning and Closure of Oil Fields and Mines: A Toolkit to Assist Government Agencies. Instructivo. Obtenido de Open Knowledge: <https://openknowledge.worldbank.org/bitstream/handle/10986/16964/827200WP0decom00Box379864B00PUBLIC0.pdf?sequence=1&isAllowed=y>
- Barclay, I., Pellenbarg, J., Tettero, F., Pleiffer, J., Slater, H., Staal, T., . . . Whitney, C.

(Primavera de 2002). The beginning of the end: a review of abandonment and decommissioning practices [El principio del fin: Revisión de las prácticas de abandono y desmantelamiento]. *Oilfield Review*, 28-41. Obtenido de: http://oilproduction.net/files/p28_41.pdf

Bolaños, R. (2017). Reseña Histórica de la Exploración por Petróleo en las Cuencas Costeras del Perú. (SGP, Ed.) *Boletín de la Sociedad Geología del Perú*, 112, 13. Obtenido de <http://tramite.ingemmet.gob.pe/BusquedaGeodoc/images/biblioteca/BSGP-112-1.pdf>

Cameron, P. (1999). Tackling the Decommissioning Problem [Afrontando el Problema del Abandono]. *Natural Resources & Environment*, 14(2), 121-126.

Canales, E., & Otilar, S. (2016). United States. En M. Hammerson, & N. Antonas (Edits.), *Oil and Gas Decommissioning: Law, Policy and Comparative Practice [Abandono en la Industria del Petróleo y Gas: Leyes, Política y Práctica Comparada]* (Segunda ed., p. 415-445). Surrey, Reino Unido: Global Law and Business.

CNH. (27 de junio de 2018). Contrato para la Exploración y Extracción de Hidrocarburos bajo la Modalidad de Producción Compartida en Aguas Someras - Área Contractual AS-B-57(Contrato N° CNH-R03-L01-AS-B-57/2018). Colombia. Obtenido de https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/339096/Contrato_CNH-R03-L01-AS-B-57-2018.pdf

CNH. (17 de Abril de 2018B). Modelo Individual - Contrato para la Exploración y Extracción de Hidrocarburos bajo la Modalidad de Licencia en Zonas Terrestres Convencionales y No Convencionales. Ronda 3 - Terrestres - Tercera Convocatoria - Bases de la Licitación CNH-R03-L03/2018. Obtenido de <https://rondasmexico.gob.mx/media/3947/17-abr-18.pdf>

CNH. (s.f.). Abandono. 11. Obtenido de <https://cnh.gob.mx/media/14189/2-abandono-analisis-internacional.pdf>

CNPC Perú S.A. (Mayo de 2019). Plan de Abandono por Vencimiento del Contrato del Lote X. Capítulo 1 - Generalidades. Obtenido de https://www.minem.gob.pe/minem/archivos/CAP%201_%20Generalidades.pdf

Comisión de Pueblos Andinoamazónicos, Afroperuanos, Ambiente y Ecología. (17 de mayo de 2006). Dictamen recaído en el Proyecto de Ley N° 11366/2004-CR. Obtenido de [http://www2.congreso.gob.pe/Sicr/TraDocEstProc/TraDoc_condoc_2006.nsf/d99575da99ebf305256f2e006d1cf0/aed2baadde6e1abc0525720a000d1388/\\$FILE/00454.pdf](http://www2.congreso.gob.pe/Sicr/TraDocEstProc/TraDoc_condoc_2006.nsf/d99575da99ebf305256f2e006d1cf0/aed2baadde6e1abc0525720a000d1388/$FILE/00454.pdf)

Congreso Constituyente Democrático (1993, 30 de diciembre). Constitución Política del Perú. Diario oficial El Peruano. [http://spijlibre.minjus.gob.pe/CLP/contenidos.dll/CLPlegcargen/coleccion00000.htm/tomo03051.htm/sumilla03052.htm?f=templates\\$fn=document-frame.htm\\$3.0#JD_Constitucion_1993](http://spijlibre.minjus.gob.pe/CLP/contenidos.dll/CLPlegcargen/coleccion00000.htm/tomo03051.htm/sumilla03052.htm?f=templates$fn=document-frame.htm$3.0#JD_Constitucion_1993)

Congreso de la República. (1990, 8 de setiembre). Código del Medio Ambiente y los Recursos Naturales. Decreto Legislativo N° 613. Diario oficial El Peruano. <http://spijlibre.minjus.gob.pe/CLP/contenidos.dll/CLPperuhistorico/coleccion00000>

[htm/tomo00182.htm/sumilla00186.htm](http://tomo00182.htm/sumilla00186.htm)

Congreso de la República. (1991, 13 de noviembre). Ley Marco para el Crecimiento de la Inversión Privada. Decreto Legislativo N° 757. Diario oficial El Peruano. <http://spijlibre.minjus.gob.pe/CLP/contenidos.dll/CLPlegcargen/coleccion00000.htm/tomo03250.htm/a%C3%B1o69749.htm/mes72671.htm/dia72879.htm/sector72880.htm/sumilla72888.htm>

Congreso de la República (1996, 9 de diciembre). Ley del Sistema Financiero y del Sistema de Seguros y Orgánica de la Superintendencia de Banca y Seguros. Ley N° 26702. Diario oficial El Peruano. [http://www2.congreso.gob.pe/sicr/cendocbib/con4_uibd.nsf/8CEF5E01E937E76105257A0700610870/\\$FILE/26702.pdf](http://www2.congreso.gob.pe/sicr/cendocbib/con4_uibd.nsf/8CEF5E01E937E76105257A0700610870/$FILE/26702.pdf)

Congreso de la República. (2003, 14 de octubre). Ley de Cierre de Minas. Ley N° 28090. Diario oficial El Peruano. <http://spijlibre.minjus.gob.pe/CLP/contenidos.dll/CLPlegcargen/coleccion00000.htm/tomo03250.htm/a%C3%B1o158672.htm/mes172181.htm/dia172872.htm/sector172873.htm/sumilla172874.htm>

Congreso de la República. (2004, 8 de junio). Ley Marco del Sistema Nacional de Gestión Ambiental. Ley N° 28245. Diario oficial El Peruano. <http://spijlibre.minjus.gob.pe/CLP/contenidos.dll/CLPlegcargen/coleccion00000.htm/tomo03250.htm/a%C3%B1o177126.htm/mes187515.htm/dia188035.htm/sector188036.htm/sumilla188037.htm>

Congreso de la República. (2005, 15 de octubre). Ley General del Ambiente. Ley N° 28611. Diario oficial El Peruano. <http://spijlibre.minjus.gob.pe/CLP/contenidos.dll/CLPlegcargen/coleccion00000.htm/tomo03250.htm/a%C3%B1o202523.htm/mes221394.htm/dia222262.htm/sector222263.htm/sumilla222264.htm>

Congreso de la República. (2006, 9 de setiembre). Ley que autoriza crédito suplementario en el presupuesto del sector público para el Año Fiscal 2006 y dicta otras medidas. Ley N° 28880. Diario oficial El Peruano. <https://www.presidencia.gob.pe/normas/Ley%2028880%20%28Reestructuraci%C3%B3n%29.pdf>

Congreso de la República. (2007, 17 de noviembre). Ley que regula los pasivos ambientales del subsector hidrocarburos. Ley N° 29134. Diario oficial El Peruano. http://www.minem.gob.pe/archivos/legislacion-63z69u3791z7z37c5e9a-Ley_29134_Ley_que_regula_los_pasivos_ambientales_del_subsector_hidrocarburos.pdf

Congreso de la República. (2015, 7 de mayo). Ley del Fondo de Contingencia para Remediación Ambiental. Ley N° 30321. Diario oficial El Peruano. <https://busquedas.elperuano.pe/normaslegales/ley-que-crea-el-fondo-de-contingencia-para-remediacion-ambie-ley-n-30321-1234091-1/>

DGAAH. (Enero de 2021). Nuevo Reglamento de la Ley N° 29134, Ley que Regula los Pasivos Ambientales del Subsector Hidrocarburos, Decreto Supremo N° 033-2020-EM (Presentación Power Point). Obtenido de http://www.minem.gob.pe/minem/archivos/Nuevo%20RPASH_Evento_26_01_21.pdf

DGAH. (2020). Informe N° 002-2020/MINEM/DGAAH. Informe de Gestión Mensual - Diciembre de 2019. Obtenido de <https://www.minem.gob.pe/minem/>

archivos/file/DGAAH/INFORME%20DE%20GESTION/12%20Informe%20de%20Gesti%C3%83%C2%B3n%20Mensual%20del%20mes%20de%20Diciembre.pdf

- Dixon, E., & Downey, B. (2020). Chapter 15 - Canada. En A. W. Eduardo G. Pereira (Ed.), *The Regulation of Decommissioning, Abandonment and Reuse Initiatives in the Oil and Gas Industry: From Obligations to Opportunities* [La Regulación del Abandno de las Iniciativas de Reuso en la Indsutria de Petróleo y Gas: De Obligaciones a Oportunidades]. Países Bajos: Kluwer Law International B.V.
- DTI. (junio de 2007). *Decommissioning Offshore Energy Installations: A Consultation Document* [Abandono de Instalaciones Energéticas Costa Afuera: Documento de Consulta]. 81. Reino Unido. Obtenido de <https://webarchive.nationalarchives.gov.uk/20090505151456/http://www.berr.gov.uk/consultations/page39781.html>
- Falconer, C. (2016). Preface [Prefacio]. En M. Hammerson, & N. Antonas (Edits.), *Oil and Gas Decommissioning: Law, Policy and Comparative Practice* [Abandono en la Industria del Petróleo y Gas: Leyes, Políticas y Práctica Comparada] (Segunda ed., p. 1). Surrey, Reino Unido: Global Law and Business.
- Falconer, C., & Wicks, C. (2016). *Decommissioning and the Offshore Oil and Gas Cycle* [Abandono y el Ciclo de Vida de los Proyectos de Petróleo y Gas en Altamar]. En M. Hammerson, & N. Antonas (Edits.), *Oil and Gas Decommissioning: Law, Policy and Comparative Practice* [Abandono de la Industria del Petróleo y Gas: Leyes, Políticas y Práctica Comparada] (Segunda ed., p. 7-20). Surrey, Reino Unido: Gloabl Law and Business.
- Global Business Guide. (20 de marzo de 2018). Obtenido de Legal Updates | New Abandonment and Site Restoration Obligations Upstream Oil and Gas Activities [Actualización Legal: Nuevas Obligaciones para el Abandono y Resturación de Sitio para las Actividades de Exploración y Explotación de Hidcarburos]: http://www.gbgingonesia.com/en/main/legal_updates/new_abandonment_and_site_restoration_obligations_upstream_oil_and_gas_activities.php
- Gómez Apac, H. (2013). El Deber Jurídico de Restauración Ambiental. En OEFA, *El nuevo enfoque de la fiscalización ambiental* (p. 201 - 225). Lima: Editorial Rhodas.
- Hammerson, M., & Antonas, N. (2016). Introduction to UK petroleum law and practice [Introducción al derecho y práctica petrolera en Reino Unido]. En M. Hammerson, & N. Antonas (Edits.), *Oil and Gas Decommissioning: Law, Policy and Comparative Practice* [Abandono en la Industria del Petróleo y Gas: Leyes, Política y Práctica Comparada] (p. 45-66). Surrey, Reino Unido: Global Law and Business.
- Harvie, A. (2016). Canada. En M. Hammerson, & N. Antonas (Edits.), *Oil and Gas Decommissioning: Law, Policy and Comparative Practice* [Abandono en la Industria del Petróleo y del Gas: Leyes, Política y Práctica Comparada] (Segunda ed., p. 287-299). Surrey, Reino Unido: Global Law and Business.
- James, R., & Pullman, S. (6 de Junio de 2020). *Oil Regulation 2020: United States* [Regulación del Petróleo 2020: Estados Unidos de América]. Pillsbury. Obtenido de <https://www.pillsburylaw.com/images/content/1/3/134594/Oil-Regulation-2020-US.pdf>

- La Comunidad Petrolera. (19 de octubre de 2011). Obtenido de ¿Quieres Comprar una Plataforma Petrolera?: <https://lacomunidadpetrolera.com/2011/10/%C2%BFquieres-comprar-una-plataforma-petrolera.html>
- La República. (28 de mayo de 2019). Evolución de la producción de petróleo [Infografía]. Obtenido de Evolución de la producción de petróleo: <https://larepublica.pe/economia/1339421-evolucion-produccion-petroleo-infografia/>
- Meza Lomonaco, N. (2013). How to Finance Decommissioning in the Offshore Petroleum Industry?: The Role and Importance of Decommissioning Funds [¿Cómo financiar el Abandono en la Industria del Petróleo Mar Afuera?...]. CEPMLP Annual Review(16), 26. Obtenido de <https://www.dundee.ac.uk/download/17301/media>
- MINAM. (2009, 25 de setiembre) Reglamento de la Ley N° 27446, Ley del Sistema Nacional de Evaluación de Impacto Ambiental. Decreto Supremo N° 019-2009-MINAM. Diario oficial El Peruano. <http://spijlibre.minjus.gob.pe/CLP/contenidos.dll/CLPlegcargen/coleccion00000.htm/tomo03250.htm/a%C3%B1o298883.htm/mes313425.htm/dia314948.htm/sector314954.htm/sumilla314955.htm>
- MINEM. (1978, 3 de octubre). Reglamento de Seguridad en la Industria del Petróleo. Resolución Ministerial N° 0664-78-EM/DGH. http://www.osinerg.gob.pe/newweb/uploads/GFH/PREGUNTAS/RM%200664_78_EM_DGH_Reglamento%20de%20Seguridad.pdf
- MINEM. (1993, 12 de noviembre). Reglamento para la Protección Ambiental de las Actividades de Hidrocarburos. Decreto Supremo N° 046-93-EM. Diario oficial El Peruano. <http://spijlibre.minjus.gob.pe/CLP/contenidos.dll/CLPperuhistorico/coleccion00000.htm/tomo00189.htm/a%C3%B1o26984.htm/mes27529.htm/dia27551.htm/sector27554.htm/sumilla27555.htm>
- MINEM (2005, 16 de agosto). Reglamento para el Cierre de Minas. Decreto Supremo N° 033-2005-EM. Diario oficial El Peruano. http://spijlibre.minjus.gob.pe/CLP/contenidos.dll/CLPlegcargen/coleccion00000.htm/tomo03250.htm/a%C3%B1o202523.htm/mes217600.htm/dia218525.htm/sector218534.htm/sumilla218536.htm#JD_DS033-2005-EM_anexo
- MINEM (2006, 3 de marzo). Reglamento para la Protección Ambiental en las Actividades de Hidrocarburos. Decreto Supremo N° 015-2006-EM. Diario oficial El Peruano. <http://spijlibre.minjus.gob.pe/CLP/contenidos.dll/CLPperuhistorico/coleccion00000.htm/tomo00189.htm/a%C3%B1o39660.htm/mes39807.htm/dia39816.htm/sector39819.htm/sumilla39820.htm>
- MINEM (2006, 4 de noviembre). Reglamento para Garantizar los Planes de Cierre de Minas con Fideicomiso de Inversión Forestal. Resolución Ministerial N° 515-2006-MEM-DM. Diario oficial El Peruano. <http://spijlibre.minjus.gob.pe/CLP/contenidos.dll/CLPlegcargen/coleccion00000.htm/tomo03250.htm/a%C3%B1o227559.htm/mes251173.htm/dia251434.htm/sector251462.htm/sumilla251465.htm>
- MINEM (2014, 12 de noviembre). Reglamento para la Protección Ambiental en las Actividades de Hidrocarburos. Decreto Supremo N° 039-2014-EM. Diario oficial

El Peruano. <http://spijlibre.minjus.gob.pe/CLP/contenidos.dll/CLPlegcargen/coleccion00000.htm/tomo03250.htm/a%C3%B1o413548.htm/mes434547.htm/dia435405.htm/sector435421.htm/sumilla435422.htm>

MINEM (2018, 12 de noviembre). Modificación del Reglamento para la Protección Ambiental en las Actividades de Hidrocarburos. Decreto Supremo N° 023-2018-EM. Diario oficial El Peruano. [http://spijlibre.minjus.gob.pe/CLP/contenidos.dll?f=id\\$id=peru%3Ar%3A27eb918\\$cid=peru\\$t=document-frame.htm\\$an=JD_023-2018-EM1\\$3.0#JD_023-2018-EM1](http://spijlibre.minjus.gob.pe/CLP/contenidos.dll?f=id$id=peru%3Ar%3A27eb918$cid=peru$t=document-frame.htm$an=JD_023-2018-EM1$3.0#JD_023-2018-EM1)

MINEM. (2018). Exposición de Motivos del Decreto Supremo N° 023-2018-EM. Obtenido de <http://spij.minjus.gob.pe/Graficos/Peru/2018/Setiembre/07/EXP-DS-023-2018-EM.pdf>

MINEM (2019, 2 de diciembre). Relación Priorizada de Sitios Impactados por Actividades de Hidrocarburos de las cuencas de los ríos Corrientes, Pastaza y Tigre. Resolución Ministerial N° 376-2019-MINEM/DM. <https://www.gob.pe/institucion/minem/normas-legales/363679-376-2019-minem-dm>

MINEM. (2020, 29 de diciembre). Reglamento de la Ley N° 29134, Ley que Regula los Pasivos Ambientales del Subsector Hidrocarburos. Decreto Supremo N° 033-2020-EM. Diario oficial El Peruano. <http://spijlibre.minjus.gob.pe/CLP/contenidos.dll/CLPlegcargen/coleccion00000.htm/tomo03250.htm/a%C3%B1o572328.htm/mes591697.htm/dia593697.htm/sector593715.htm/sumilla593717.htm>

MINEM. (2021, 25 de febrero). Cuarta Actualización del Inventario de Pasivos Ambientales del Subsector Hidrocarburos. Resolución Ministerial N° 048-2021-MINEM/DM. <https://www.gob.pe/id/institucion/minem/normas-legales/1722211-048-2021-minem-dm>

MINEM (2021, 9 de marzo). Modificación del Reglamento para la Protección Ambiental en las Actividades de Hidrocarburos. Decreto Supremo N° 005-2021-EM. Diario oficial El Peruano [http://spijlibre.minjus.gob.pe/CLP/contenidos.dll/CLPlegcargen/coleccion00000.htm/tomo03250.htm/a%C3%B1o594318.htm/mes598199.htm/dia598659.htm/sector598680.htm/sumilla598681.htm?f=templates\\$fn=document-frame.htm\\$3.0#JD_005-2021-EM2](http://spijlibre.minjus.gob.pe/CLP/contenidos.dll/CLPlegcargen/coleccion00000.htm/tomo03250.htm/a%C3%B1o594318.htm/mes598199.htm/dia598659.htm/sector598680.htm/sumilla598681.htm?f=templates$fn=document-frame.htm$3.0#JD_005-2021-EM2)

Nixon, B. (Abril de 2014). Financial Challenges in Decommissioning [Retos Financieros del Abandono]. *Oil & Gas Financial Journal*, 24-27.

Noriega, F. (1962). Historia de la Industria del Petróleo en el Perú: Desde sus comienzos hasta la fecha. Obtenido de <http://www.osinerg.gob.pe/newweb/uploads/GFH/Historia%20del%20Petroleo%20Peru.pdf>

OEFA. (octubre de 2016). La identificación de Pasivos Ambientales del Subsector Hidrocarburos. Obtenido de https://www.oefa.gob.pe/?wpfb_dl=20078

OEFA. (2017, 12 de octubre). Reglamento del Procedimiento Administrativo Sancionador del Organismo de Evaluación y Fiscalización Ambiental. Resolución de Consejo Directivo N° 027-2017-OEFA. <http://spijlibre.minjus.gob.pe/CLP/contenidos.dll/CLPlegcargen/coleccion00000.htm/tomo03248.htm/a%C3%B1o491669.htm/>

mes510844.htm/dia511629.htm/sector511668.htm/sumilla511669.htm

- OEFA. (2020, 30 de julio). Resolución de Consejo Directivo N° 00014-2020-OEFA-CD. <http://spijlibre.minjus.gob.pe/CLP/contenidos.dll/CLPlegcargen/coleccion00000.htm/tomo03250.htm/a%C3%B1o572328.htm/mes582005.htm/dia583713.htm/sector583756.htm/sumilla583757.htm>
- OGUK. (2021). Decommissioning Insight 2020 [Información sobre el Abandono 2020]. Obtenido de <https://oilandgasuk.co.uk/wp-content/uploads/2019/11/Decommissioning-Insight-2020-OGUK.pdf>
- Open Oil. (2012). Oil Contracts: How to read and understand them [Contratos Petroleros: Cómo leerlos y entenderlos].
- OSINERGMIN. (6 de Diciembre de 2011). Oficio N° 16206-2011-OS/GFHL-UPPD. Obtenido de <http://www4.congreso.gob.pe/PUBPEDIDOS/ORS-REG-0801-2011.pdf>
- OSINERGMIN. (Mayo de 2012). Planificación Estratégica para la Gestión de Sitios Contaminados. Perú. Obtenido de <https://pdfcoffee.com/osinergmin-hidrocarburos--pdf-free.html>
- Paterson, J. (2011). Decommissioning of Offshore Oil and Gas Installations [Abandono de Instalaciones Costa Afuera de Petróleo y Gas]. En G. Gordon, J. Paterson, & E. Üsenmez (Edits.), *Oil and Gas law - Current Practice and Emerging Trends* (2da Edición ed., p. 285 - 329). Dundee University Press.
- PCM - Comisión Multisectorial. (10 de marzo de 2015). Matriz de Acciones del Acta de Lima. Lima. Obtenido de <https://www.minam.gob.pe/oaas/wp-content/uploads/sites/49/2017/04/19-Acta-M2-10.03.15.pdf>
- Parlamento de Reino Unido (1998, 11 de junio). Petroleum Act. Chapter 17. <https://www.legislation.gov.uk/ukpga/1998/17/contents>
- Pereira, E. G. (2016). Brazil. En M. Hammerson, & N. Antonas (Edits.), *Oil and Gas Decommissioning: Law, Policy and Comparative Practice* [Abandono en la Industria del Petróleo y Gas: Leyes, Política y Práctica Comparada] (Segunda ed., p. 275-286). Surrey, Reino Unido: Global Law and Business.
- PERUPETRO. (7 de julio de 2010). Actividades de Exploración y Explotación de Hidrocarburos en el Perú. Obtenido de <https://www.perupetro.com.pe/wps/wcm/connect/corporativo/3f0ce56e-5bb9-4a12-b1ae-b64602e6bbdd/ActividadesdeExploracionyExploraciondeHidrocarburosenelPeru09.07.10.pdf?MOD=AJPERES>
- PERUPETRO. (2021). Estadísticas de Petróleo. Obtenido de http://www.perupetro.com.pe/wps/portal/corporativo/PerupetroSite/estadisticas/producci%C3%B3n%20hidrocarburos/petr%C3%B3leo/!ut/p/z1/04_Sj9CPyKssy0xPLMnMz0vMAfljo8zi_YxcTTw8TAy93AN8LQwCTUJcvEKADPMQU_1wsAIDHMDRQD8Kt35DHxOofhwKAo3MKNIPUHBFjPvxKljC771w_ShCSq

- PETROPERÚ. (2011). Informe Sustentatorio de Contratación Directa DESO-857-2011. Obtenido de http://docs.seace.gob.pe/mon/docs/procesos/2011/002433/007667_01_CME-93-2011-OFP_PETROPERU-INSTRUMENTO%20QUE%20APRUEBA%20LA%20COMPRA%20DIRECTA.pdf
- Presidencia de la República. (23 de agosto de 2006). Exposición de motivos del Proyecto de Ley N° 00065/2006-PE. Obtenido de [http://www2.congreso.gob.pe/Sicr/TraDocEstProc/TraDoc_condoc_2006.nsf/d99575da99ebf305256f2e006d1cf0/581123f0df292b02052571d5005e1908/\\$FILE/00065.PDF](http://www2.congreso.gob.pe/Sicr/TraDocEstProc/TraDoc_condoc_2006.nsf/d99575da99ebf305256f2e006d1cf0/581123f0df292b02052571d5005e1908/$FILE/00065.PDF)
- PROFONANPE. Actas de Sesiones de la Junta de Administración del Fondo de Contingencia para la Remediación Ambiental. <https://profonanpe.org.pe/proyectos/fondo-de-contingencia-para-remediacion-ambiental/>
- Sánchez Mejía, Glodomiro. (setiembre de 2004). Exposición de Motivos del Proyecto de Ley N° 00454-2006-CR. Obtenido de [http://www2.congreso.gob.pe/Sicr/TraDocEstProc/TraDoc_condoc_2006.nsf/d99575da99ebf305256f2e006d1cf0/aed2baadde6e1abc0525720a000d1388/\\$FILE/00454.pdf](http://www2.congreso.gob.pe/Sicr/TraDocEstProc/TraDoc_condoc_2006.nsf/d99575da99ebf305256f2e006d1cf0/aed2baadde6e1abc0525720a000d1388/$FILE/00454.pdf)
- Supreme Court of Canada (2019, 31 de enero) Orphan Well Association v. Grant Thornton Ltd., 5. Obtenido de <https://scc-csc.lexum.com/scc-csc/scc-csc/en/item/17474/index.do>
- SCHLUMBERGER. (2008). Explorando las Profundidades del Perú. Obtenido de <http://minem.gob.pe/minem/archivos/file/institucional/publicaciones/biblioteca/hidrocarburos/libro.html>
- Talamantes, A. (Abril de 2013). Overview of PEMEX's 3rd Round Model Service Contract [Revisión del Modelo de Contrato de Servicio de la Tercera Ronda de PEMEX]. Newsletter, King & Spalding LLP. Obtenido de <https://www.kslaw.com/blog-posts/overview-pemexs-3rd-round-model-service-contract>.
- Tribunal Constitucional. (2005, 1 de abril). Expediente N° 0048-2004-PI/TC. <https://tc.gob.pe/jurisprudencia/2005/00048-2004-AI.pdf>
- West, T., Pugh, W., Stockley, P., & Pires, P. (2011). Decommissioning of Oil and Gas Facilities [Abandono de Instalaciones de Petróleo y Gas]. Rocky Mountain Mineral Law Foundation(22), 20.
- Wisely, N. (2011). Acquisitions and Disposals of Upstream Oil and Gas Interests [Adquisición y Disposición de Participaciones en Proyectos de Exploración y Explotación de Petróleo y Gas]. En G. Gordon, J. Paterson, & Ü. Emre (Edits.), Oil and Gas Law - Current Practice and Emerging Trends. (Segunda ed., p. 523-549). Dundee University Press.