

TRABAJO DE INVESTIGACIÓN FINAL

Hidrocarburos, pasivos ambientales y
remediación en Argentina.

Autor/es:

Bertoncelj, Alenka Marija - LU: 1152370

Montenegro, Juana - LU: 1149014

Orellana, Giuliano - LU: 1149976

Carrera:

Licenciatura en Administración de Empresas

Tutor/es:

Jablonka, Patricia Edith

Año:

2025

Declaración de originalidad

Por la presente, declaramos que el siguiente Trabajo de Investigación Final es producto de nuestra elaboración original, y que no ha sido presentado con anterioridad para la obtención de otro título o certificación en esta u otra institución educativa. Confirmamos que este es nuestro propio trabajo y el uso de todo el material de otras fuentes ha sido debida e íntegramente reconocido. Nos responsabilizamos por la autenticidad y originalidad del trabajo presentado, aceptando las posibles consecuencias en caso de incumplimiento.

Agradecimientos

En primer lugar, nos gustaría expresar un sincero reconocimiento a nuestra estimada tutora Patricia Edith Jablonka, por su paciencia, orientación y consejos durante este cuatrimestre. Su amplia experiencia y dedicación han sido clave para el desarrollo de este proyecto.

En segundo lugar, a nuestros entrevistados, Daniel Ignacio Coria, Lucía Pujana y Óscar Cretini, por su colaboración y predisposición que fueron fundamentales para llevar a cabo esta investigación y enriquecerla con su valiosa perspectiva. Asimismo, extendemos nuestro agradecimiento a todas las personas que respondieron la encuesta y dedicaron parte de su tiempo para contribuir al trabajo presentado.

Finalmente, a nuestras familias, por ser pilares fundamentales, por su amor y apoyo incondicional en todo momento.

Índice

RESUMEN	6
ABSTRACT	7
Introducción	8
Justificación	11
Marco teórico	13
Capítulo 1: Industria de hidrocarburos y su desempeño socioeconómico	13
1.1. Caracterización de la industria hidrocarburífera argentina.....	13
1.1.1. Panorama general de la industria hidrocarburífera argentina y su rol en la matriz energética.....	13
1.1.2. Etapas de la cadena de valor de la industria hidrocarburífera.....	16
1.1.3. Tipos de hidrocarburos: convencionales y no convencionales en la industria hidrocarburífera argentina.....	21
1.2. Factores económicos.....	24
1.2.1. Generación de empleo e inversión.....	24
1.2.2. Aporte al PBI y balanza comercial.....	28
1.2.3. Incentivos fiscales y subsidios.....	30
1.3. Factores sociales.....	33
1.3.1. Percepción social frente a la industria hidrocarburífera.....	34
1.3.2. Calidad de vida.....	36
1.3.3. Participación ciudadana.....	37
Capítulo 2: Impactos ambientales derivados de la actividad extractiva de hidrocarburos..	40
2.1. Generación de pasivos ambientales por hidrocarburos.....	40
2.2. Contaminación de suelo, agua y aire por hidrocarburos.....	44
Capítulo 3: Gestión de la remediación ambiental de hidrocarburos	48
3.1. Remediación efectivamente realizada en Argentina.....	48
3.2. Costos y financiamiento de la remediación de pasivos hidrocarburíferos.....	51
3.3. Tecnologías limpias adoptadas.....	54
3.4. Control y fiscalización ambiental.....	57
Metodología de la investigación	63
Fundamentación metodológica	63
Trabajo de campo	65
Capítulo 4: Análisis de los Resultados de los Instrumentos de Recolección de Datos	69
4.1 Análisis de datos recogidos mediante entrevistas a expertos.....	69
4.1.1 Entrevista a Daniel Ignacio Coria.....	69
4.1.2 Entrevista a Lucía Pujana.....	72
4.1.3 Entrevista a Óscar Cretini.....	76

4.1.4 Análisis semántico de Osgood.....	87
4.2 Análisis de los resultados de la encuesta realizada a personas clave del sector hidrocarburífero...	91
4.3 Estudio de Caso Documental: Pasivos Ambientales de Repsol-YPF en Argentina.....	100
4.4 Triangulación de los instrumentos.....	107
CONCLUSIÓN.....	110
BIBLIOGRAFÍA.....	114
ANEXOS.....	124
Anexo 1: Encuesta realizada a personas clave.....	124
Anexo 2: Entrevistas a especialistas.....	126
Anexo 3 : Links de las entrevistas.....	179

Índice de figuras

Figura 1 - Cuadro Metodológico.....	68
Figura 2 - Cuadro comparativo de visiones.....	81
Figura 3 - Valoración Osgood de las entrevistas según el peso relativo de factores económicos y ambientales.....	88
Figura 4 - Peso asignado a los factores económicos y ambientales en las decisiones del sector hidrocarburífero según especialistas entrevistados.....	89
Figura 5 - Matriz de Osgood: posicionamiento de las percepciones de los especialistas según peso e inclinación económica/ambiental.....	90
Figura 6 - Recuento de Edad.....	92
Figura 7 - Recuento de áreas de desempeño profesional/académico.....	93
Figura 8 - Recuento de percepciones sobre el rol económico de la industria hidrocarburífera argentina, frente a las consideraciones ambientales.....	94
Figura 9 - Distribución de percepción sobre el peso relativo de los factores económicos y ambientales en las decisiones del sector hidrocarburífero argentino.....	96
Figura 10 - Nivel de percepción sobre el impacto de los costos de remediación en la viabilidad económica de proyectos hidrocarburíferos.....	97
Figura 11 - Nivel de percepción sobre el carácter preventivo o reactivo de la remediación ambiental en el sector hidrocarburífero.....	98
Figura 12 - Nivel de percepción sobre el impacto en inversiones frente a un endurecimiento de los controles ambientales.....	99
Figura 13 - Provincias con actividad de Repsol-YPF (1999-2012).....	104
Figura 14 - Cuadro de pasivos ambientales por provincia.....	106

RESUMEN

La presente investigación analiza la relación entre el rol socioeconómico de la industria hidrocarburífera argentina, los impactos ambientales derivados de su actividad extractiva y la gestión de la remediación de los pasivos ambientales. La investigación es de carácter descriptivo y exploratorio adoptando un diseño metodológico mixto, que combina herramientas cualitativas como análisis documental, estudio de caso de Repsol-YPF, entrevistas semiestructuradas y análisis semántico de Osgood; y herramientas cuantitativas mediante una encuesta estructurada y análisis estadístico descriptivo.

Los resultados muestran que la percepción social de la industria se encuentra fuertemente influenciada por los beneficios económicos, lo que tiende a invisibilizar los riesgos y daños ambientales acumulados. Asimismo, se observa una remediación ambiental desigual entre provincias, ausencia de un inventario nacional de pasivos, debilidades en el control estatal y una tendencia a trasladar la responsabilidad hacia el Estado y las comunidades. El estudio concluye que fortalecer la gobernanza ambiental y la política de remediación es clave para equilibrar el desarrollo económico con la protección ambiental.

Palabras clave: hidrocarburos, pasivos ambientales, remediación, percepción social, extractivismo, control y fiscalización, beneficios económicos.

ABSTRACT

This research analyzes the relationship between the socio-economic role of Argentina's hydrocarbon industry, the environmental impacts derived from its extractive activities, and the management of environmental liabilities. The study is descriptive and exploratory, employing a mixed-methods design that integrates qualitative tools-documentary analysis, a case study of Repsol-YPF, semi-structured interviews, and Osgood semantic analysis and quantitative tools through a structured survey and descriptive statistical analysis.

Findings indicate that social perceptions of the industry are strongly shaped by its economic benefits, which tend to obscure accumulated environmental risks and damage. The study also identifies unequal remediation efforts across provinces, the absence of a national inventory of environmental liabilities, weaknesses in state oversight, and a tendency to shift responsibility onto the State and local communities. The research concludes that strengthening environmental governance and remediation policies is essential to balance economic development with environmental protection.

Keywords: hydrocarbons, environmental liabilities, remediation, social perception, extractivism, oversight and enforcement, economic benefits.

Introducción

Para poder comenzar con la investigación es fundamental aclarar los conceptos de hidrocarburos, pasivos ambientales y remediación. Términos claves para entender y analizar la problemática que desarrollaremos en este apartado.

El recurso sobre el que se organiza esta industria son los hidrocarburos, recursos naturales no renovables, entendidos en química orgánica como compuestos formados únicamente por átomos de carbono e hidrógeno, que constituyen la base de los combustibles fósiles, que son el petróleo y gas natural, utilizados masivamente en la matriz energética mundial y nacional.

Los pasivos ambientales pueden entenderse como daños ambientales que no han sido objeto de recomposición, son impactos que permanecen en el territorio luego de finalizadas las actividades productivas y que continúan implicando riesgos para los ecosistemas y las comunidades. Esta definición se articula con la perspectiva del Programa Nacional para la Gestión de Sitios Contaminados (PROSICO), que identifica la existencia de suelos, aguas superficiales y subterráneas y sedimentos contaminados sin medidas adecuadas de saneamiento como un problema que supone riesgos sanitarios y ambientales a largo plazo, y que requiere la identificación, evaluación y gestión de los sitios contaminados (Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible, 2019).

Frente a estos pasivos, adquiere relevancia la noción de remediación ambiental. La remediación comprende el conjunto de acciones destinadas a eliminar o reducir los contaminantes presentes en suelos, aguas o aire hasta niveles que aseguren la protección de la salud humana y la integridad de los ecosistemas, mediante distintas tecnologías de tratamiento (Ministerio del Ambiente, 2014; Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible, 2019).

A continuación se presentan la problemática, la hipótesis y las preguntas de investigación que orientan el desarrollo de nuestro trabajo.

Problemática: La percepción positiva sobre los beneficios económicos de la industria extractiva invisibiliza el impacto negativo de la contaminación ambiental generada por esta actividad.

Hipótesis: “La percepción de la industria extractiva de hidrocarburos en Argentina se explica por factores económicos que se priorizan frente a los impactos ambientales sin remediación.”

Pregunta de investigación: ¿Cómo se articula la relación entre el desempeño socioeconómico de la industria hidrocarburífera argentina, los impactos ambientales derivados de su actividad y la gestión de la remediación de los pasivos ambientales?

Preguntas específicas:

- ¿Cómo se caracteriza el desempeño socioeconómico de la industria hidrocarburífera argentina considerando su rol en la matriz energética?
- ¿Qué impactos ambientales se asocian a la actividad extractiva de hidrocarburos en Argentina y cómo son percibidos por los actores relevantes?
- ¿Cómo se gestiona en Argentina la remediación ambiental de los pasivos hidrocarburíferos y en qué medida los costos de remediación se incorporan en las decisiones de inversión y en los instrumentos de política pública?

Objetivo General: Analizar la relación entre el rol económico de la industria hidrocarburífera argentina y la gestión de la remediación de los pasivos ambientales que genera, considerando sus impactos ambientales y el marco regulatorio vigente.

Objetivos específicos:

- Analizar el desempeño socioeconómico de la industria hidrocarburífera argentina, atendiendo a su participación en la matriz energética, su aporte al empleo, PBI, comercio exterior, inversión y estructura de incentivos.
- Identificar los principales impactos ambientales derivados de la actividad extractiva de hidrocarburos en Argentina, con énfasis en la generación de pasivos ambientales y la contaminación de suelo, agua y aire.
- Analizar la gestión de la remediación ambiental de pasivos hidrocarburíferos en Argentina, considerando el grado de remediación efectivamente realizada, los costos y mecanismos de financiamiento, la adopción de tecnologías limpias y la capacidad de control y fiscalización estatal.

Justificación

La investigación propuesta resulta necesaria porque se sitúa en la encrucijada entre un sector económico estratégico para la Argentina y un conjunto de impactos ambientales acumulados que ponen en tensión el modelo de desarrollo vigente. La industria hidrocarburífera, cumple un rol central en la matriz energética, en la balanza comercial y en la recaudación fiscal del país (Secretaría de Política Económica y Planificación del Desarrollo, 2016; Arceo, Bersten y Wainer, 2022). Estudios recientes muestran que más del 80% de la energía consumida en Argentina proviene de fuentes fósiles, con una fuerte participación del gas natural y del petróleo, lo que refuerza la centralidad de los hidrocarburos en la estructura productiva y en las discusiones sobre transición energética (Blanco y Keesler, 2022; Escenarios Energéticos 2030, 2017). En este contexto, comprender cómo se percibe socialmente la industria extractiva hidrocarburífera y qué peso tienen en esa percepción los beneficios económicos frente a los impactos ambientales se vuelve clave para evaluar la sustentabilidad del modelo actual.

Nosotros queremos identificar de manera sistemática cómo se construyen las percepciones sobre la industria extractiva hidrocarburífera en Argentina y hasta qué punto esos imaginarios priorizan los factores económicos frente a los impactos ambientales sin remediación. La hipótesis que guía este trabajo, propone precisamente iluminar esa tensión entre desarrollo económico, daños ambientales y derechos colectivos.

Los resultados de esta tesis pueden beneficiar a distintos grupos. Para los organismos públicos responsables de la política energética y ambiental, el estudio puede servir para revisar los instrumentos de regulación, control y fiscalización, incorporando de forma más explícita las percepciones sociales y las demandas de justicia ambiental en torno a la industria extractiva de

hidrocarburos. Para las empresas del sector, conocer en qué medida su legitimidad social se apoya en beneficios económicos y en qué medida se ve erosionada por la existencia de pasivos no remediados que puede orientar a estrategias de gestión ambiental, transparencia y responsabilidad social más consistentes con el marco jurídico vigente y las expectativas de las comunidades. Finalmente, para las comunidades locales y organizaciones de la sociedad civil, la investigación ofrece un marco analítico que permite visibilizar las tensiones entre desarrollo económico, daño ambiental y derechos, fortaleciendo las herramientas argumentativas para exigir políticas que prioricen la remediación y la protección de los bienes comunes.

En síntesis, la investigación es importante y necesaria porque se propone explicar por qué, en el caso de la industria extractiva de hidrocarburos en Argentina, los factores económicos tienden a ser priorizados en las percepciones sociales frente a los impactos ambientales sin remediación, y qué implicaciones tiene ello para la gobernanza ambiental y el ejercicio efectivo del derecho a un ambiente sano.

Marco teórico

Capítulo 1: Industria de hidrocarburos y su desempeño socioeconómico

1.1. Caracterización de la industria hidrocarburífera argentina

Antes de analizar en detalle los factores económicos, sociales y ambientales vinculados a la industria hidrocarburífera, resulta necesario situar en el contexto más amplio del sistema energético. En esta sección se presenta un panorama general de la matriz energética argentina y del lugar que ocupan el petróleo y, especialmente, el gas natural dentro de ella. Esto permite dimensionar por qué los hidrocarburos siguen siendo considerados un sector estratégico para el funcionamiento de la economía nacional y para el debate sobre la transición energética.

1.1.1. Panorama general de la industria hidrocarburífera argentina y su rol en la matriz energética

La industria hidrocarburífera se inscribe dentro del conjunto de actividades energéticas que sostienen el funcionamiento de las economías modernas. A nivel global, la matriz primaria continúa fuertemente dominada por los combustibles fósiles: en 2017, alrededor del 81 % de la energía consumida en el mundo provino de petróleo, gas natural y carbón, de acuerdo con datos de la Agencia Internacional de Energía (IEA) citados por el Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible de la Nación en el Informe del Estado del Ambiente 2020 (Ministerio de Ambiente, 2020). Esta alta dependencia explica que, pese al avance de las energías renovables, el debate sobre la transición energética siga atravesado por tensiones entre seguridad de abastecimiento, costo de la energía y reducción de emisiones.

En este contexto global, Argentina se caracteriza por una matriz fuertemente basada en hidrocarburos, con un peso especialmente elevado del gas natural. Morales (2021), retomando información del portal educativo oficial Energías de mi país, con contenidos aportados por Fundación YPF, señala que el gas natural representa aproximadamente el 52 % de la matriz energética nacional, mientras que el carbón casi no tiene participación. Esta particularidad diferencia a Argentina de otros países donde el carbón sigue siendo una fuente relevante, y se interpreta como una ventaja relativa en términos de emisiones, dado que el gas es un combustible más limpio que el carbón en términos de dióxido de carbono por unidad de energía producida (educ.ar – Fundación YPF, s. f., citado en Morales, 2021).

La centralidad de los hidrocarburos no se limita al consumo final de energía, sino que atraviesa a buena parte del aparato productivo. La cadena de valor hidrocarburífera argentina comprende, según Morales (2021), cuatro grandes etapas:

1. Extracción (que incluye exploración, perforación y producción de petróleo y gas).
2. Transporte desde la boca de pozo hasta las plantas procesadoras.
3. Procesamiento y refinación, donde se obtienen combustibles líquidos, gas procesado y otros derivados.
4. Distribución y venta de los productos finales.

Esta estructura integrada permite que, una vez extraídos, los hidrocarburos se destinen tanto al mercado interno como a la exportación. De acuerdo con datos del entonces Ministerio de Hacienda citados por Morales (2021), los hidrocarburos producidos en Argentina se orientan principalmente a gas distribuido por redes (39 %), combustibles líquidos (36 %) y generación de electricidad (19 %), mientras que el resto se destina a gas licuado de petróleo (GLP) y otros

productos primarios. Esto evidencia que el sector no solo provee combustibles para el transporte, sino que es insumo clave para la generación eléctrica, la industria y el consumo residencial y comercial.

La importancia de la industria hidrocarburífera en el sistema energético argentino también se vincula con la dificultad de sustituir rápida y completamente a los combustibles fósiles por fuentes renovables. Morales (2021) destaca que la infraestructura de generación eléctrica del país sigue siendo altamente dependiente de la energía térmica, que representa alrededor del 72 % de la generación, frente a un 23 % de la hidroelectricidad y un 4 % de la energía nuclear (Ruggiero et al., 2017, citados en Morales, 2021). Aunque la participación de fuentes renovables no convencionales (eólica y solar) viene creciendo en los últimos años, todavía no alcanza niveles que permitan prescindir del gas natural como soporte del sistema eléctrico y como combustible de respaldo ante la intermitencia de las renovables.

Desde una perspectiva de desarrollo, esta centralidad de los hidrocarburos plantea una doble dimensión. Por un lado, garantizar el acceso a gas y petróleo sigue considerándose condición necesaria para sostener la actividad económica y la calidad de vida, en línea con el enfoque de “seguridad, disponibilidad y sustentabilidad” de los sistemas energéticos que recupera el propio Estado argentino (Desarrollo sustentable de los recursos energéticos, s. f., citado en Morales, 2021). Por otro lado, la continuidad de un modelo energético intensivo en combustibles fósiles entra en tensión con los compromisos climáticos asumidos por el país y con las exigencias de la transición energética.

En síntesis, la industria hidrocarburífera en Argentina puede entenderse como un sector estratégico por tres razones principales:

- Su peso predominante en la matriz energética, especialmente a través del gas natural.
- Su rol como proveedor de insumos para el transporte, la electricidad y múltiples ramas industriales.
- Su carácter de base material para el crecimiento económico, al tiempo que representa un desafío para la agenda de descarbonización y gestión ambiental.

1.1.2. Etapas de la cadena de valor de la industria hidrocarburífera

La industria hidrocarburífera suele describirse como una cadena de valor integrada, compuesta por tres grandes segmentos: upstream, midstream y downstream. Esta clasificación permite ordenar las actividades según su ubicación en el proceso de producción, transporte y transformación de petróleo y gas, así como identificar qué tipo de inversiones, actores e impactos económicos y ambientales predominan en cada etapa (International Energy Agency [IEA], 2018; U.S. Energy Information Administration [EIA], 2023).

Desde una perspectiva estructural, el segmento upstream comprende las actividades de prospección, exploración y producción de hidrocarburos. El midstream agrupa el transporte, almacenamiento y procesamiento primario. Por último, el downstream abarca la refinación, transformación industrial y distribución final de combustibles y derivados. Aunque se presentan de forma separada, en la práctica conforman un sistema interdependiente en el que decisiones tomadas en el tramo inicial afectan la rentabilidad, la disponibilidad de energía y el perfil ambiental del conjunto de la industria (IEA, 2018; CEPAL, 2013).

- a) **Upstream:** prospección, exploración y producción

El segmento upstream es el punto de partida de la cadena hidrocarburífera y se caracteriza por ser intensivo en capital y riesgo. Incluye tres grandes fases:

1. Prospección y estudios preliminares:

En esta etapa se realizan estudios geológicos y geofísicos (cartografía, análisis de cuencas, estudios de superficie) para identificar regiones con potencial hidrocarburífero. El uso de técnicas sísmicas 2D y 3D permite construir imágenes del subsuelo y estimar la presencia de trampas estructurales o estratigráficas donde podrían acumularse petróleo y gas (EIA, 2023). Se trata de una fase de alto riesgo exploratorio ya que gran parte de los proyectos no llega a producción, pero esta etapa define la base de recursos sobre la que luego se construyen las decisiones de inversión.

2. Exploración y perforación de pozos:

Cuando los estudios preliminares son favorables, se pasa a la perforación de pozos exploratorios, cuyo objetivo es confirmar la existencia de hidrocarburos, su volumen y calidad. En esta fase se emplean equipos de perforación de alta complejidad tecnológica y se analizan parámetros como presión, permeabilidad y porosidad de las rocas reservorio (Yergin, 2011; EIA, 2023). El resultado de la exploración permite clasificar los descubrimientos como comercialmente viables o no, lo que condiciona la decisión de avanzar hacia el desarrollo del yacimiento. Los costos hundidos son elevados, por lo que el riesgo de fracaso tiene un peso central en los modelos de negocio.

3. Desarrollo del yacimiento y producción:

Una vez comprobado que el descubrimiento es comercial, se diseña el plan de desarrollo del campo, que incluye la perforación de pozos de desarrollo, la instalación de sistemas de recolección y tratamiento primario y la infraestructura básica para operar el

yacimiento (oleoductos de recolección, baterías, plantas separadoras de gas y petróleo, etc.). En esta fase se produce el flujo continuado de petróleo y gas desde el subsuelo hasta la superficie. Las decisiones técnicas, como el número de pozos, los métodos de recuperación primaria o secundaria y la vida útil proyectada del campo, afectan tanto la curva de producción como la magnitud de los futuros pasivos ambientales, incluidos los sitios que eventualmente requerirán remediación al cierre del yacimiento (IEA, 2018).

Dentro del upstream se concentran algunos de los principales impactos ambientales directos de la industria hidrocarburífera: alteración del suelo por caminos y locaciones, potencial contaminación de aguas superficiales y subterráneas por derrames o mala gestión de lodos de perforación, emisiones de metano y CO₂ asociadas a venteo, quema o fugas, y afectación de ecosistemas frágiles cuando los proyectos se desarrollan en áreas sensibles (PNUMA, 2012; CEPAL, 2013). Esto explica por qué las discusiones sobre licencia social, estándares de remediación y regulación ambiental suelen centrarse, en primera instancia, en las etapas iniciales de la cadena.

b) **Midstream:** transporte, procesamiento primario y almacenamiento

El segmento midstream articula la producción en boca de pozo con los centros de consumo o exportación. Incluye principalmente:

- Transporte por oleoductos y gasoductos: desde los yacimientos hasta plantas de tratamiento, refinerías o terminales de exportación.
- Plantas de separación y procesamiento primario: donde se acondiciona el gas natural (remoción de impurezas, separación de líquidos del gas natural) y se estabiliza el crudo para su transporte.

- Instalaciones de almacenamiento: tanto en terminales terrestres como en puertos, que permiten gestionar los flujos de oferta y demanda (EIA, 2023; IEA, 2018).

Desde el punto de vista ambiental, el midstream también presenta desafíos relevantes: riesgos de derrames en oleoductos, fugas de metano en gasoductos, impactos sobre áreas atravesadas por la infraestructura lineal (fragmentación de hábitats, servidumbres de paso) y posibles conflictos con comunidades locales por el trazado de ductos y terminales. Estos aspectos son centrales para comprender cómo los pasivos ambientales pueden generarse no solo en el área de extracción, sino también a lo largo de las rutas de transporte.

c) **Downstream:** refinación, transformación y distribución de combustibles

El segmento downstream comprende las actividades de refinación del petróleo crudo, procesamiento del gas natural y comercialización de combustibles y derivados. Entre las principales operaciones se encuentran:

- Refinación de petróleo: separación y transformación del crudo en productos como naftas, gasoil, querosén, fuel oil, GLP y otros derivados. Este proceso incluye destilación fraccionada, craqueo, reformado y otras unidades de conversión que determinan la calidad y el tipo de productos obtenidos (EIA, 2023).
- Procesamiento y distribución de gas natural: acondicionamiento del gas para su inyección en redes de transporte y distribución, eventualmente licuefacción (GNL) para exportación, y entrega a consumidores industriales, comerciales y residenciales.
- Red de estaciones de servicio y distribución mayorista: abastecimiento al transporte, la industria y otros sectores productivos.

Desde la parte ambiental, el downstream se asocia a emisiones atmosféricas (óxidos de azufre, óxidos de nitrógeno, partículas, compuestos orgánicos volátiles) provenientes de refinerías y plantas de procesamiento, así como a riesgos de accidentes en terminales y estaciones de servicio. A diferencia del upstream, donde los impactos se concentran en los sitios de extracción, aquí los efectos se distribuyen cerca de centros urbanos e industriales, con implicancias directas en calidad del aire y salud pública (PNUMA, 2012).

El recorrido por las etapas de la cadena de valor de la industria hidrocarburífera permite comprender que se trata de un sistema altamente integrado, donde cada tramo se apoya en el anterior y condiciona al siguiente. Desde la prospección y exploración hasta la refinación y distribución final de combustibles, las decisiones tecnológicas, de localización y de diseño de infraestructura no solo definen la viabilidad operativa de los proyectos, sino también el tipo, la magnitud y la localización de los impactos ambientales que se generan a lo largo del ciclo de vida de la actividad. En este sentido, los riesgos de contaminación del suelo y del agua, las emisiones de gases y los pasivos asociados a instalaciones, ductos y plantas de procesamiento no son eventos aislados, sino consecuencias estructurales de cómo está organizada la cadena hidrocarburífera.

Al mismo tiempo, el análisis de estos tres segmentos muestra que los pasivos ambientales pueden originarse en cualquier punto de la cadena y no únicamente en el área de extracción: caminos, oleoductos, gasoductos, plantas de separación, refinerías y estaciones de servicio pueden dejar impactos que, si no son gestionados adecuadamente, se acumulan en el territorio y requieren procesos de remediación complejos.

1.1.3. Tipos de hidrocarburos: convencionales y no convencionales en la industria hidrocarburífera argentina

La caracterización de la industria hidrocarburífera argentina requiere distinguir entre hidrocarburos convencionales y no convencionales, ya que cada tipo presenta particularidades geológicas, técnicas y ambientales que influyen en la forma en que se exploran, producen y gestionan sus impactos. Esta diferenciación se basa principalmente en las propiedades de las rocas reservorio, la permeabilidad del medio poroso y las tecnologías necesarias para extraer el recurso (EIA, 2018; Giani, 2013).

a) Hidrocarburos convencionales

En los yacimientos convencionales, el petróleo y el gas se acumulan en rocas reservorio permeables (areniscas, carbonatos) cubiertas por una roca sello que impide la migración vertical de los fluidos. A lo largo de la historia de la industria, este tipo de yacimientos fue el principal objetivo de la exploración petrolera, tanto en Argentina como a nivel internacional (Yergin, 2011).

En estos sistemas, el hidrocarburo ha migrado desde la roca generadora hacia estructuras trampas (estructurales o estratigráficas) donde se acumula. Una vez perforado el reservorio, el fluido puede fluir a través de los poros interconectados hacia el pozo gracias a la presión natural del yacimiento. Según describe Giani (2013), para este tipo de pozos se utilizan habitualmente equipos de fractura de menor potencia y las operaciones de estimulación son eventuales, realizadas principalmente cuando el pozo comienza a declinar, con el objetivo de mantener o recuperar niveles de producción aceptables.

En el caso argentino, los yacimientos convencionales han sido históricamente la base del desarrollo hidrocarburífero, con cuencas como la Neuquina, Golfo San Jorge, Austral y Cuyana concentrando la mayor parte de la producción de petróleo y gas durante décadas. En estas cuencas se aplicó la tecnología tradicional de perforación vertical y se trabajó sobre reservorios relativamente “clásicos”, con porosidad y permeabilidad suficientes para permitir el flujo del recurso sin requerir intervenciones masivas de fractura hidráulica (Giani, 2013; Yergin, 2011).

Desde el punto de vista técnico-ambiental, los yacimientos convencionales presentan impactos vinculados a la ocupación de superficie, la construcción de locaciones, caminos, oleoductos de recolección y la gestión de lodos de perforación y aguas de producción. Sin embargo, la intensidad de insumos y la escala de las operaciones de estimulación suelen ser menores que en el caso de los no convencionales, lo que implica desafíos ambientales de naturaleza similar pero, en muchos casos, de menor magnitud por unidad de pozo intervenido (PNUMA, 2012).

b) Hidrocarburos no convencionales

Los hidrocarburos no convencionales incluyen distintas categorías: shale oil y shale gas (contenidos en lutitas), tight gas y tight oil (en areniscas o carbonatos de muy baja permeabilidad), metano de capas de carbón (coalbed methane) y otros recursos que no pueden producirse de manera rentable con los métodos convencionales (EIA, 2018).

En estos yacimientos, el fluido se encuentra alojado en rocas muy compactas, con poros de tamaño microscópico y escasa conectividad entre ellos. Giani (2013) explica que, en el caso de los hidrocarburos no convencionales, la roca madre funciona al mismo tiempo como generadora y reservorio, con capas delgadas de amplia extensión areal y baja permeabilidad.

Esto obliga a recurrir a técnicas de perforación horizontal y a la fractura hidráulica de alta presión para crear canales artificiales que permitan que el gas o el petróleo fluyan hacia el pozo.

A diferencia de los yacimientos convencionales, donde las fracturas pueden ser puntuales y con equipos relativamente modestos, en los no convencionales se emplea un número mucho mayor de bombas de fractura, con potencias significativamente superiores y la inyección de grandes volúmenes de agua, arena y aditivos químicos para generar múltiples etapas de fracturación a lo largo de la rama horizontal del pozo (Giani, 2013). Este tipo de operación se ha convertido en el sello distintivo del desarrollo de formaciones como Vaca Muerta, en la cuenca Neuquina, que posicionó a Argentina entre los países con mayores recursos estimados de hidrocarburos no convencionales a escala mundial (Giani, 2013; Forni, 2021).

Forni (2021), en un estudio sobre Vaca Muerta, describe que los pozos no convencionales en esa formación suelen perforarse a profundidades de varios miles de metros, combinando un tramo vertical y una rama horizontal de longitud considerable, sobre la cual se aplican múltiples etapas de fractura. Este esquema de desarrollo permite contactar una mayor superficie de la roca generadora, aumentando la productividad del pozo, pero también implica una mayor intensidad de intervenciones por unidad de superficie, así como una logística compleja en términos de agua, arena y gestión de residuos industriales.

En el plano técnico, la explotación de hidrocarburos no convencionales requiere una infraestructura específica:

- Equipos de perforación capaces de ejecutar pozos direccionales y horizontales.
- Flotas de fractura con alta potencia instalada para inyectar fluidos a elevadas presiones.

- Sistemas de manejo de agua para abastecer las operaciones de fractura y gestionar los retornos de agua de flujo (“flowback”) y las aguas de producción.
- Instalaciones de recolección y tratamiento primario adaptadas a la alta declinación inicial de la producción típica de estos pozos (Forni, 2021; EIA, 2018).

Esta combinación de factores hace que la frontera entre lo convencional y lo no convencional no sea únicamente geológica, sino también tecnológica: son los métodos de extracción, la escala de las operaciones de fractura y la intensidad de insumos los que definen, en la práctica, el carácter no convencional de estos recursos (EIA, 2018).

1.2. Factores económicos

La expansión de la industria hidrocarburífera no sólo tiene implicancias energéticas, sino que también configura uno de los pilares económicos del modelo extractivo argentino. En esta sección se analizan los efectos de la actividad sobre la inversión y el empleo, atendiendo tanto al marco normativo que la impulsa como a la forma en que se distribuyen sus beneficios en el territorio. El foco está puesto en cómo los regímenes de promoción, la llegada de inversión extranjera directa y la creación de puestos de trabajo-directos e indirectos-reconfiguran las economías regionales, en particular a partir del desarrollo de los hidrocarburos no convencionales.

1.2.1. Generación de empleo e inversión

La expansión de la industria hidrocarburífera argentina se consolidó a partir de la sanción de la Ley de Hidrocarburos N.º 17.319 (1967) y sus modificaciones posteriores, en particular la

Ley 27.007 (2014), que introdujo incentivos fiscales y estabilidad regulatoria para las inversiones no convencionales, especialmente en la formación de Vaca Muerta. Este marco normativo buscó garantizar condiciones previsibles para el capital privado y atraer inversión extranjera directa (IED) orientada al desarrollo de la producción de gas y petróleo, tanto convencional como no convencional (CEPAL, 2023). Estas políticas, que incluyen beneficios impositivos, regalías diferenciadas y facilidades para la importación de equipos, promovieron la participación de grandes empresas transnacionales y consolidaron a Argentina como un actor relevante dentro del mercado energético regional (BID, 2021).

De acuerdo con la Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL, 2023), los flujos de inversión hacia el sector energético argentino se incrementaron de manera significativa en la última década, impulsados por el desarrollo de los hidrocarburos no convencionales en la Cuenca Neuquina. La concentración de la inversión en esta región configura un patrón productivo territorialmente focalizado, con fuertes implicancias sobre el empleo y la infraestructura regional. Este modelo de desarrollo ha dado lugar a enclaves productivos en los cuales la actividad se articula principalmente con el mercado externo y con una limitada integración local (BID, 2021).

La IED en el sector energético argentino ha mostrado un comportamiento cíclico, asociado a los cambios en los precios internacionales del crudo y el gas, así como a las condiciones macroeconómicas internas. Según la CEPAL (2023), la IED vinculada a la energía y a los hidrocarburos representa una de las principales fuentes de financiamiento externo de la región, con alta volatilidad asociada a los precios internacionales y a las expectativas de rentabilidad. No obstante, la dependencia tecnológica de las filiales extranjeras y la alta

proporción de bienes de capital importados limitan la creación de encadenamientos productivos nacionales (BID, 2021).

En términos de empleo, los datos del Banco Interamericano de Desarrollo (BID, 2021) y la CEPAL (2023) muestran que el sector hidrocarburífero mantiene una participación baja en el empleo formal total, aunque con altos niveles de remuneración y productividad. El empleo directo generado por la industria se estima en torno al 2 % del total nacional, concentrado principalmente en las provincias de Neuquén, Chubut, Mendoza y Santa Cruz. Este perfil responde al carácter altamente tecnificado y capital-intensivo de la actividad, donde las operaciones requieren grandes volúmenes de inversión y poca mano de obra permanente (BID, 2021).

A pesar de ello, el impacto indirecto sobre el empleo es más significativo. El Banco Interamericano de Desarrollo (BID, 2021) señala que las actividades asociadas al transporte, la logística, los servicios petroleros y la construcción generan un efecto multiplicador sobre la economía local, particularmente en las regiones donde se desarrollan grandes proyectos extractivos. En el caso de Vaca Muerta, por ejemplo, se han consolidado clústeres de servicios especializados, talleres de mantenimiento y actividades terciarias conexas, que amplían el tejido productivo regional. Sin embargo, estos empleos suelen ser de carácter temporal y dependen de los ciclos de inversión del sector, lo que genera una fuerte variabilidad en la estabilidad laboral regional (CEPAL, 2023).

Distintos análisis sobre las cadenas de valor de los recursos naturales en América Latina señalan que las actividades extractivas, entre ellas los hidrocarburos, presentan en general una integración nacional limitada, con fuerte dependencia de insumos tecnológicos, maquinarias y

servicios especializados importados. Este patrón se traduce en vínculos hacia atrás débiles con proveedores locales y en vínculos hacia adelante concentrados en etapas de procesamiento básico, más que en industrias de mayor valor agregado (CEPAL, 2023; BID, 2021). En el caso argentino, estos diagnósticos se reflejan en la estructura del sector hidrocarburífero, donde la baja diversificación productiva y la dependencia tecnológica restringen la generación de encadenamientos productivos amplios y sostenidos (CEPAL, 2023).

Actualmente, la mayor parte de la producción argentina se destina al mercado externo o a la refinación básica, con escaso desarrollo de industrias de alto valor agregado, como la petroquímica avanzada o la producción de fertilizantes y plásticos (CEPAL, 2023). Este fenómeno limita el potencial de generación de empleo calificado y perpetúa una estructura productiva dependiente de la exportación de materias primas energéticas.

Asimismo, el BID (2021) subraya que la alta concentración de la inversión en el sector extractivo con baja integración local conlleva el riesgo de consolidar enclaves productivos desconectados de la economía regional, reproduciendo desigualdades territoriales y limitando los beneficios para las comunidades locales. En este sentido, la expansión del empleo indirecto no necesariamente implica una mejora sostenida del bienestar, ya que los puestos generados suelen ser de carácter estacional o tercerizado.

En síntesis, la revisión del apartado de “Generación de empleo e inversión” dentro de la dimensión económica permite observar que, aunque el marco normativo vigente, encabezado por la Ley de Hidrocarburos y sus reformas, ha sido eficaz para atraer inversión y consolidar polos de desarrollo energético, el impacto en la creación de empleo formal y en la diversificación productiva sigue siendo limitado. La IED ha dinamizado regiones específicas, pero no ha logrado

articular cadenas de valor amplias ni reducir la dependencia tecnológica y de importaciones. En este contexto, se muestra que el reto principal para el sector hidrocarburífero argentino reside en reorientar la inversión hacia un modelo más inclusivo y territorialmente equilibrado, que promueva la generación de empleo calificado, la integración de proveedores locales y el desarrollo industrial asociado.

1.2.2. Aporte al PBI y balanza comercial

La industria hidrocarburífera argentina ocupa un lugar destacado en la economía nacional al combinar su rol productivo con el de generadora de divisas, aunque con ciertos matices críticos. Tal como lo indica Deloitte (2025), las actividades de extracción de crudo, gas y servicios asociados generaron en 2024 un valor agregado bruto estimado en US\$20.2 miles de millones, equivalente aproximadamente al 3,4 % del PBI nacional. Esto refleja que, aunque la contribución relativa al producto interno bruto no es dominante, su peso no puede considerarse marginal.

El aporte de este sector a la balanza comercial es igualmente relevante. Según Deloitte (2025), de las exportaciones totales de Argentina por valor de US\$79.7 miles de millones en 2024, el petróleo y gas representaron alrededor de US\$8.53 miles de millones, es decir, cerca del 11 % de las exportaciones nacionales. Esta cifra señala que la industria hidrocarburífera es un actor clave en la generación de divisas y que su fortaleza resulta determinante para la estabilidad de la balanza de pagos.

En el plano nacional, el adelanto del desarrollo de recursos no convencionales, especialmente la formación de Vaca Muerta, ha incrementado las expectativas de crecimiento exportador y sustitución de importaciones energéticas. Deloitte (2025) destaca que Vaca Muerta

impulsa el “boom” del gas y el petróleo argentinos, permitiendo proyectar un cambio estructural en términos energéticos. Sin embargo, esto exige inversiones adicionales en infraestructura de transporte y procesamiento para traducirse en mejoras plenas para la balanza comercial.

Desde una perspectiva comparada, la región latinoamericana ofrece un contraste relevante. Las economías centradas en hidrocarburos o recursos naturales suelen exhibir una participación de valor agregado extractivo más elevada en sus PBI, pero al mismo tiempo enfrentan mayores riesgos. La Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL, 2023) advierte que los países que dependen de la exportación de recursos naturales enfrentan la denominada “doble paradoja”: crecimiento impulsado por recursos, pero con escasa diversificación productiva y elevada vulnerabilidad a la volatilidad de los precios internacionales. En este sentido, Argentina presenta una contribución menor al PBI respecto de otros países con federaciones energéticas más desarrolladas, lo que sugiere que aun con crecimiento, el efecto estructural es limitado.

En este contexto, el análisis del impacto de la industria hidrocarburífera puede abordarse desde una mirada estructural. Deloitte (2025) subraya que, aunque la producción de gas y petróleo de formaciones como Vaca Muerta está impulsando el crecimiento energético, la falta de infraestructura para transporte, refinación y almacenamiento limita el potencial del país para convertir sus recursos en un desarrollo económico más amplio. A su vez, CEPAL (2023) advierte que esta situación es característica de las economías extractivas de la región, donde la dependencia de los commodities energéticos genera ingresos en divisas, pero no siempre se traduce en diversificación productiva ni en la creación de cadenas de valor industrial.

En resumen, la sección de “Aporte al PBI y balanza comercial” del sector hidrocarburífero argentino muestra un perfil mixto: por un lado, es una fuente relevante de valor agregado y divisas; por otro, su capacidad de traducir ese peso en diversificación productiva y mayor encadenamiento local aún es moderada. El desafío para Argentina radica en la articulación de políticas que integren esta industria con el resto del tejido productivo, procurando que el crecimiento exportador se convierta en desarrollo industrial.

1.2.3. Incentivos fiscales y subsidios

El régimen de incentivos fiscales en el sector hidrocarburífero argentino tiene una larga trayectoria que se remonta a la ya mencionada Ley de Hidrocarburos (1967), la cual estableció el marco regulatorio general para la exploración y explotación de petróleo y gas en el país. A lo largo de las décadas, sucesivas reformas, como la Ley 26.154 (2006) y la Ley 27.007 (2014), incorporaron beneficios fiscales, estabilidad regulatoria y mecanismos de promoción de inversiones con el objetivo de garantizar el abastecimiento energético y atraer inversión privada nacional y extranjera (CEPAL, 2023; BID, 2021).

La Ley 27.007, en particular, modificó el régimen de concesiones para incluir los hidrocarburos no convencionales, introduciendo ventajas tributarias y plazos de explotación ampliados. Además, estableció un esquema de estabilidad fiscal por 10 años para los proyectos de inversión aprobados, con la posibilidad de repatriación de utilidades y facilidades para la importación de bienes de capital. Según la Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL, 2023), estos instrumentos se alinean con una tendencia regional orientada a ofrecer

seguridad jurídica y condiciones tributarias favorables para captar capitales en sectores estratégicos como la energía.

Otro instrumento relevante ha sido el Decreto 929/2013, que creó el Régimen de Promoción de Inversión para la Explotación de Hidrocarburos, orientado a grandes proyectos con inversiones superiores a 1.000 millones de dólares. Este decreto permitió a las empresas beneficiarias exportar libremente una parte de su producción sin retenciones, garantizando el acceso al mercado cambiario para la repatriación de utilidades (BID, 2021). Esta política buscó asegurar la rentabilidad de las inversiones en contextos de alta volatilidad macroeconómica, consolidando al país como un destino atractivo para las empresas petroleras internacionales.

En materia de subsidios, el Plan Gas ha sido una herramienta clave para sostener la producción interna y reducir la dependencia de importaciones energéticas. Implementado inicialmente en 2013 y relanzado en 2020 como Plan Gas.Ar, este programa otorga precios estímulo a la producción de gas natural, garantizando a las empresas productoras una compensación entre el precio de mercado y un precio objetivo fijado por el Estado. De acuerdo con el Banco Interamericano de Desarrollo (2021), estos incentivos permitieron mantener la actividad en los yacimientos maduros y acelerar el desarrollo de Vaca Muerta, aunque también representaron un alto costo fiscal, absorbido principalmente por el Tesoro Nacional y por los subsidios energéticos incluidos en el gasto público.

En paralelo, informes del Instituto Argentino de la Energía “General Mosconi” (IAE, 2022) señalan que los subsidios energéticos han representado una proporción significativa del gasto público nacional durante los últimos años, con una tendencia creciente en términos reales. Según el IAE, en 2022 los subsidios energéticos superaron los 305 mil millones de pesos

acumulados al primer trimestre, con un aumento interanual superior al 190 % respecto de 2021, impulsados principalmente por las transferencias destinadas a la contención tarifaria y a la producción de gas y electricidad. Si bien estas políticas resultaron esenciales para sostener la oferta energética y moderar el impacto social de las tarifas, el informe advierte que su sostenimiento implica un alto costo fiscal y que la falta de segmentación puede distorsionar las señales del mercado e incrementar la dependencia del financiamiento público (Instituto Argentino de la Energía “General Mosconi”, 2022).

Desde una perspectiva crítica, la CEPAL (2023) y el BID (2021) advierten que los regímenes de incentivos en América Latina, incluido el argentino, enfrentan el desafío de equilibrar la atracción de inversiones con la sostenibilidad fiscal y el desarrollo productivo. En el caso argentino, la estabilidad tributaria y los beneficios a la importación han favorecido el ingreso de capitales, pero no siempre se tradujeron en un fortalecimiento del entramado productivo local ni en una ampliación significativa de la base tributaria. Diversos estudios sobre cadenas de valor en sectores de recursos naturales señalan que muchos de los proyectos incentivados mantienen baja integración nacional y un uso intensivo de insumos y servicios importados, lo que limita el efecto multiplicador sobre la economía interna (CEPAL, 2023; BID, 2021).

Asimismo, los incentivos al sector energético suelen generar un trade-off entre competitividad e ingresos públicos. Por un lado, los estímulos resultan necesarios para sostener inversiones de alto riesgo y largo plazo; por otro, reducen la capacidad del Estado de captar rentas en momentos de bonanza, especialmente cuando los precios internacionales del crudo y el gas son elevados (BID, 2021). Este dilema se agrava por la dificultad de establecer mecanismos

contracíclicos que ajusten las regalías o los tributos según las variaciones del mercado internacional.

Un aspecto adicional es la asimetría regional en la distribución de los beneficios fiscales. Las provincias productoras como Neuquén, Chubut y Santa Cruz, obtienen ingresos directos a través de regalías, pero gran parte de los beneficios de los programas de promoción y subsidios recaen sobre las empresas operadoras y los consumidores finales, más que sobre el desarrollo local. En este sentido, la CEPAL (2023) destaca la importancia de vincular los incentivos con metas explícitas de diversificación productiva y transición energética, de modo que los recursos públicos invertidos se traducen en capacidades industriales y tecnológicas sostenibles.

En síntesis, el análisis de los incentivos fiscales y subsidios en el sector hidrocarburífero argentino revela una estrategia orientada a mantener la competitividad y la estabilidad de las inversiones, pero con limitaciones estructurales en términos de impacto fiscal y desarrollo territorial. Las herramientas como el régimen de estabilidad tributaria, el Plan Gas.Ar y los beneficios a la importación cumplieron un rol central en la expansión del sector, aunque persisten desafíos para garantizar que estas políticas se traduzcan en un mayor retorno económico y social. En el futuro, será clave rediseñar los esquemas de incentivos incorporando criterios de eficiencia fiscal, integración productiva y sostenibilidad ambiental, para evitar que los beneficios se concentren exclusivamente en la rentabilidad empresarial y fortalezcan, en cambio, la capacidad del país para avanzar hacia un modelo energético más equitativo y diversificado.

1.3. Factores sociales

La industria extractiva constituye una de las actividades económicas más relevantes a nivel global debido a su capacidad de generar ingresos, fomentar el empleo y abastecer insumos esenciales a múltiples industrias. Sin embargo, también se caracteriza por su complejidad, ya que involucra múltiples dimensiones de impacto que trascienden lo meramente económico. La percepción social, la calidad de vida y la participación ciudadana representan un factor importante en la industria extractiva y por ello es pertinente comprender su rol frente a la misma.

1.3.1. Percepción social frente a la industria hidrocarburífera

La percepción positiva de la actividad hidrocarburífera se sostiene principalmente en su aporte al crecimiento económico, la generación de divisas y la creación de empleo directo e indirecto. El discurso estatal y empresarial tiende a reforzar esta imagen, destacando el rol del sector energético como motor del desarrollo nacional y herramienta de soberanía (Banco Interamericano de Desarrollo BID, 2018).

No obstante, la aceptación social de la actividad también se explica por la falta de alternativas productivas en muchas provincias. Allí, la industria extractiva se presenta como una oportunidad de progreso y modernización frente al estancamiento de otras ramas (Bachiller, 2019).

Por otro lado, la percepción negativa proviene de los impactos acumulativos sobre el ambiente y la calidad de vida de las comunidades. Scandizzo (2018) advierte que la expansión del fracking, una técnica de extracción no convencional que consiste en la fractura hidráulica de formaciones rocosas mediante la inyección de agua, arena y productos químicos a alta presión, con el fin de liberar gas y petróleo atrapados en el subsuelo, ha intensificado los conflictos ambientales, particularmente en torno al uso del agua, la contaminación del aire y la gestión de

pasivos. Estos conflictos no solo responden a daños ecológicos concretos, sino también a la percepción de asimetrías de poder entre las empresas, el Estado y las poblaciones locales. La limitada transparencia en los procesos de control y la falta de información pública sobre accidentes o derrames, de los cuales ampliaremos más adelante, alimentan una narrativa de desconfianza hacia el sector (Lucero, 2024).

En este contexto, la licencia social para operar entendida como el grado de aceptación que las comunidades otorgan a un proyecto se ha convertido en un indicador clave para comprender la legitimidad de la industria extractiva. A diferencia de la licencia legal, la licencia social se construye a través de la confianza, la transparencia y la percepción de justicia distributiva. Cuando los beneficios económicos no se distribuyen equitativamente o los costos ambientales recaen sobre los sectores más vulnerables, esa licencia se erosiona (Schweitzer & Valiente, 2018).

La percepción social, entonces, refleja la contradicción central del extractivismo argentino: mientras el discurso público enfatiza la generación de riqueza y empleo, en la práctica los impactos ambientales y las desigualdades sociales debilitan su legitimidad. Como señala Svampa (2019), el conflicto no radica solo en los daños ecológicos, sino en la percepción de que el modelo prioriza la rentabilidad a corto plazo por encima del bienestar colectivo y la sostenibilidad futura.

Se argumenta, por lo tanto, que el modelo de acumulación capitalista subordina sistemáticamente el bienestar social y la integridad ambiental a la necesidad de lucro y la obtención de divisas (Riff 2016). Como bien explica Milano:

“La percepción social en Argentina está irremediablemente polarizada. Si bien un segmento de la sociedad civil y del discurso hegemónico impulsa la industria extractiva como un "motor de crecimiento" y una fuente de un fuerte efecto multiplicador económico en regiones con pocas alternativas productivas, esta visión choca frontalmente con la oposición (Milano et al, 2018 Riff 2015).

1.3.2. Calidad de vida

La calidad de vida en las regiones vinculadas a la industria extractiva e hidrocarburífera es un indicador que permite evaluar si los beneficios económicos prometidos por el modelo realmente se traducen en bienestar social. En teoría, el auge petrolero debería mejorar los ingresos, generar empleo estable y favorecer el desarrollo local. Sin embargo, la evidencia empírica muestra una realidad ambivalente: el crecimiento económico convive con desigualdades territoriales, deterioro ambiental y una dependencia estructural de la actividad (Bachiller, 2019).

En provincias como Neuquén, Chubut o Santa Cruz, la expansión de Vaca Muerta y de otras cuencas extractivas ha incrementado los ingresos fiscales y la inversión en infraestructura, pero también ha generado presiones inflacionarias, encarecimiento del suelo y conflictos por el acceso al agua y la vivienda (Lucero, 2024). Estas dinámicas revelan que la riqueza derivada de la explotación hidrocarburífera no siempre se distribuye equitativamente, sino que tiende a concentrarse en determinados grupos empresariales y segmentos laborales calificados.

A nivel ambiental, el impacto directo sobre la calidad de vida es innegable. Scandizzo (2018) documenta casos de contaminación por hidrocarburos, afectación de napas y emisiones tóxicas que alteran la salud y las condiciones de habitabilidad en zonas cercanas a pozos. Estos problemas generan una pérdida de confianza en las instituciones encargadas del control ambiental y profundizan el malestar social. La falta de remediación adecuada y de monitoreos públicos refuerza la percepción de que los costos ecológicos son externalizados sobre las comunidades, mientras las rentas quedan en manos del Estado y las corporaciones (BID, 2018). Tal como señala Lucero (2024), las políticas energéticas argentinas han priorizado la expansión productiva y la captación de divisas por encima de la planificación socioambiental, reproduciendo desequilibrios estructurales que afectan la cohesión comunitaria.

1.3.3. Participación ciudadana

La participación ciudadana, en el ámbito de la industria extractiva de hidrocarburos, constituye un componente esencial para garantizar la transparencia, la justicia ambiental y la legitimidad de las decisiones públicas. No obstante, en Argentina este principio enfrenta serias limitaciones debido a la debilidad institucional y la asimetría de poder entre el Estado, las empresas y las comunidades locales. Aunque la Ley General del Ambiente (N.º 25.675) establece la participación como instrumento de la política ambiental nacional, su implementación práctica en el sector hidrocarburífero ha sido irregular, con procesos que suelen carecer de carácter vinculante y mecanismos efectivos de control ciudadano (BID, 2018).

A diferencia de lo que ocurre en sectores industriales más diversificados, en los territorios petroleros el Estado suele cumplir un doble rol contradictorio: promotor del desarrollo extractivo y, simultáneamente, autoridad de fiscalización ambiental. Esta superposición de funciones genera

conflictos de interés que debilitan la confianza pública. Según Lucero (2024), en provincias como Neuquén y Río Negro las audiencias públicas por proyectos de fracking se desarrollan con escasa difusión y sin acceso libre a los estudios de impacto ambiental, lo que impide una deliberación informada.

En la mayoría de los casos, la consulta ciudadana se reduce a una formalidad administrativa más que a una instancia de co-gestión ambiental. El Banco Interamericano de Desarrollo (2018) advierte que la ausencia de participación temprana en los proyectos extractivos genera desconfianza y eleva los costos sociales de los conflictos, afectando incluso la viabilidad económica de las inversiones. De esta forma podemos observar que la participación no es tan solo un trámite administrativo obligatorio, sino que también una condición de sostenibilidad que afecta al propio sistema productivo. Sin embargo, el discurso oficial frecuentemente reduce la problemática a un tema de comunicación o aceptación social, sin abordar las causas estructurales que se oponen a esta.

En términos políticos, la participación ciudadana en el sector hidrocarburífero refleja la tensión entre la concentración del Estado como impulsor del crecimiento económico y la demanda social de control democrático sobre los bienes comunes. Esta contradicción se expresa en un modelo de gobernanza donde la información se concentra y las consecuencias tienden a limitarse. Como sostienen Schweitzer y Valiente (2018), mientras más se profundiza el modelo extractivo, más se restringen los espacios de decisión colectiva, lo que reproduce una relación vertical entre poder económico y ciudadanía.

El análisis de la dimensión social en la industria extractiva e hidrocarburífera argentina permite observar una tensión persistente entre el crecimiento económico y la sustentabilidad

ambiental. Se puede observar que, si bien la actividad contribuye a la generación de divisas, empleo y desarrollo territorial, la dependencia de los recursos naturales tiende a consolidar un modelo de desarrollo basado en la rentabilidad inmediata, en detrimento de la planificación ambiental y la equidad social (Svampa y Viale, 2014; Bachiller, 2019).

Capítulo 2: Impactos ambientales derivados de la actividad extractiva de hidrocarburos

La problemática de los pasivos ambientales en la industria hidrocarburífera constituye uno de los núcleos más sensibles del debate sobre los costos reales del modelo extractivo argentino. Más allá de los beneficios económicos asociados a la actividad, la acumulación histórica de pozos abandonados, piletas de lodos, suelos contaminados e instalaciones en desuso expresa una "deuda ecológica que persiste en el territorio mucho después de finalizada la explotación. En esta sección se analiza cómo se generan estos pasivos, cuáles son sus principales características en el caso argentino y de qué manera la falta de políticas integrales de cierre, remediación y asignación de responsabilidades ha permitido que estos legados ambientales se consoliden como un problema estructural que afecta a comunidades, ecosistemas y al propio Estado.

2.1. Generación de pasivos ambientales por hidrocarburos

La generación de pasivos ambientales en la explotación hidrocarburífera constituye uno de los principales problemas estructurales del modelo extractivo argentino. Los pasivos pueden ser: pozos abandonados, piletas de almacenamiento, suelos impactados, instalaciones obsoletas y residuos acumulados sin tratamientos. Como muestran Burucua y Rodríguez López (2015), los pasivos se consolidan como legados ambientales persistentes derivados de décadas de actividad sin regulaciones estrictas de cierre ni obligaciones claras de remediación.

Los pasivos ambientales en hidrocarburos se explican en gran medida por la ausencia histórica de controles y políticas públicas eficaces. Ello permitió la acumulación de sitios

degradados sin procesos de recomposición, que hoy representan riesgos potenciales para la vida y la salud de las poblaciones cercanas y, a largo plazo, para la sociedad en su conjunto.

Durante gran parte del siglo XX, la actividad hidrocarburífera se desarrolló sin normativas específicas de clausura o restauración, lo que generó extensas áreas con infraestructuras en desuso y terrenos impactados por las operaciones previas. En el territorio argentino persisten innumerables pasivos ambientales de la explotación convencional de hidrocarburos que, aún habiendo sido probados y reconocido en documentos oficiales, no han sido todavía remediados, lo que implica una deuda ambiental que recae sobre las comunidades locales y el Estado (Burucua & Rodríguez López, 2015). Muchos de estos sitios contienen restos de hidrocarburos, aguas aceitosas, metales pesados o lodos industriales, cuya permanencia prolongada incrementa su peligrosidad como fuentes de riesgo ambiental.

En cuencas como la Neuquina y el Golfo San Jorge, la acumulación de pasivos se remonta a principios del siglo XX. Allí se han documentado pozos inactivos sin sellado adecuado y piletas de decantación cuyo contenido permanece expuesto, convirtiéndolos en focos de contaminación si no se interviene. La falta de intervenciones sistemáticas para su clausura y el deterioro por exposición prolongada a la intemperie incrementan el riesgo ambiental con el paso del tiempo. De este modo, los pasivos no solo condensan daños del pasado, sino que proyectan una amenaza hacia el futuro, al quedar sujetos a procesos de degradación física y pérdida de control institucional.

Diversos estudios subrayan que la gestión de pasivos ambientales hidrocarburíferos requiere, como condición básica, un inventario de sitios degradados, su evaluación en función del riesgo que representan para la salud y el ambiente y pautas de priorización que permitan

identificar las situaciones más críticas. En Argentina, sin embargo, pese a casi un siglo de explotación de hidrocarburos, aún no se ha implementado un inventario que permita conocer cuáles son las áreas más afectadas, cuáles se encuentran abandonadas o sin remediar y cuáles son los impactos que generan sobre las comunidades cercanas (Burucúa & Rodríguez López, 2015). Esta falta de información sistemática limita la capacidad de planificación estatal, dificulta la asignación de responsabilidades y restringe la participación social en la vigilancia ambiental.

Se suma la complejidad en la atribución de responsabilidades por daños ambientales antiguos, debido a la sucesión de concesiones, privatizaciones, fusiones empresarias y cambios en la titularidad de los yacimientos. En numerosos casos, los pasivos quedan “huérfanos” desde el punto de vista jurídico, sin un sujeto obligado a remediar, lo que refuerza la tendencia a que sea el Estado quien asuma los costos de la recomposición ambiental o que los daños permanezcan sin tratar (Burucúa & Rodríguez López, 2015). Desde una perspectiva de justicia ambiental, esto implica que las comunidades que habitan en territorios hidrocarburíferos soportan los riesgos y las restricciones de uso del espacio, mientras los beneficios económicos de la actividad se concentraron históricamente en otros actores.

La distinción entre hidrocarburos convencionales y no convencionales tiene implicancias directas para la generación de pasivos ambientales y para la forma en que debería planificarse la gestión ambiental de la industria. En los yacimientos no convencionales, la necesidad de realizar múltiples fracturas en un mismo pozo, el uso intensivo de agua y arena y la perforación de un gran número de pozos por área implican una ocupación del territorio y una densidad de infraestructura (plataformas, caminos, ductos de recolección, plantas de tratamiento) diferente de la de los yacimientos convencionales. Estudios sobre Vaca Muerta muestran que un pozo típico de shale puede requerir del orden de 50.000 m³ de agua a lo largo de su vida útil, concentrando la

mayor parte de ese consumo en los primeros meses y generando importantes volúmenes de aguas residuales que deben ser captadas, almacenadas, transportadas y tratadas para evitar impactos sobre suelos y acuíferos (Forni et al., 2021).

Estos rasgos incrementan el número potencial de sitios que, si no se gestionan adecuadamente durante la operación y al momento del abandono, pueden transformarse en pasivos ambientales: locaciones con suelos impactados, piletas y estanques de almacenamiento, instalaciones superficiales obsoletas, áreas de disposición de lodos y repositorios de residuos. Informes técnicos sobre reservorios no convencionales en América Latina señalan que estos desarrollos demandan una logística e infraestructura más intensiva que los reservorios convencionales, lo que vuelve más compleja la gestión de agua, residuos y emisiones a lo largo del ciclo de vida del proyecto (ARPEL, 2016).

En contraste, los yacimientos convencionales suelen presentar operaciones menos intensivas en términos de número de pozos por área y de insumos empleados por unidad de hidrocarburo producido, aunque comparten problemas estructurales como la gestión de aguas de producción, el cierre y abandono de pozos y la posible generación de pasivos si no se aplican medidas adecuadas de mitigación y remediación. La coexistencia, en Argentina, de cuencas maduras convencionales y un fuerte desarrollo de no convencionales en Vaca Muerta hace que el sistema hidrocarburífero combine lógicas productivas diferentes, pero atravesadas por un mismo interrogante: qué porción de las infraestructuras y de los sitios hoy operativos terminará engrosando el stock de pasivos si no se planifican desde el inicio el cierre, la restauración y la asignación de responsabilidades (Burucúa & Rodríguez López, 2015; Forni et al., 2021).

En el caso argentino, la coexistencia de ambas categorías, con cuencas maduras convencionales y un fuerte desarrollo de no convencionales en Vaca Muerta, hace que la industria hidrocarburífera combine lógicas productivas diferentes dentro de un mismo entramado institucional y territorial.

Finalmente, diversos estudios coinciden en que la expansión reciente del sector, especialmente en yacimientos no convencionales como Vaca Muerta, corre el riesgo de reproducir y profundizar los patrones históricos de acumulación de pasivos si no se fortalecen los estándares de gestión de residuos, abandono de pozos y cierre de instalaciones. La elevada densidad de pozos, ductos e instalaciones superficiales asociada a la explotación no convencional proyecta la posibilidad de nuevos pasivos futuros si no se incorporan tempranamente criterios de prevención, planificación del cierre y restauración integral del territorio (Burucúa & Rodríguez López, 2015).

En síntesis, la generación de pasivos ambientales constituye una deuda ecológica acumulada que limita el desarrollo sostenible y profundiza la conflictividad territorial en zonas hidrocarburíferas.

2.2. Contaminación de suelo, agua y aire por hidrocarburos

La contaminación ambiental asociada a la explotación hidrocarburífera comprende un conjunto de impactos operativos y directos, diferentes de los pasivos históricos, que se producen durante la perforación, extracción, transporte y tratamiento de hidrocarburos. Estos procesos alteran la calidad del suelo, el agua y el aire y generan riesgos sanitarios para poblaciones

humanas y ecosistemas, tal como muestran los estudios recientes sobre Vaca Muerta y otras cuencas petroleras del país (Scandizzo, 2018)

Una de las principales fuentes de contaminación es el manejo de las aguas de producción y otros efluentes líquidos, que contienen hidrocarburos, sales, metales y aditivos químicos. Cuando estas aguas se derraman o infiltran pueden alcanzar napas y acuíferos, comprometiendo la disponibilidad y calidad del recurso hídrico. En el caso de Loma La Lata, en Neuquén, las comunidades mapuche Paynemil y Kaxipayiñ denunciaron la contaminación crónica a la que estaban expuestas. En 1995 constataron que el agua de las napas de las que se abastecen para consumo era inflamable y luego se confirmó la presencia de hidrocarburos en esas aguas; estudios citados por Scandizzo atribuyeron esa situación a la contaminación de los suelos por derrames y al drenaje desde las piletas de aguas de purga y explotación del yacimiento (Scandizzo, 2018).

En el caso de los hidrocarburos no convencionales en Vaca Muerta, los volúmenes de agua utilizados y retornados incrementan el riesgo de incidentes. El Atlas Ambiental Vaca Muerta estima que un pozo horizontal promedio consume alrededor de 60 millones de litros de agua, y que los pozos más largos superan los 140 millones de litros. A la vez, calcula del orden de 15 millones de litros de agua de retorno tóxica por pozo, que debe ser conducida, almacenada y transportada mediante ductos y camiones, ue debe ser conducida, almacenada y transportada mediante ductos y camiones; en estos sistemas suelen producirse derrames por fallas en equipos, fugas y errores humanos (Observatorio Petrolero Sur [OPSur], 2024).

Los derrames de petróleo y aguas de producción, tanto accidentales como crónicos, representan otro factor crítico de degradación de suelos. El informe de FARN sobre Vaca Muerta

recopila datos de la Secretaría de Ambiente de Neuquén que muestran cómo los incidentes ambientales asociados a la explotación hidrocarburífera no convencional aumentaron junto con la expansión de la actividad: 863 incidentes en 2015, 868 en 2016, 703 en 2017 y 934 en 2018, incluyendo derrames de crudo, fluidos con hidrocarburos y otros residuos (Sosa, 2021).

Los derrames de petróleo y las aguas de producción, tanto accidentales como crónicos, representan otro factor crítico de degradación de suelos. El informe de FARN sobre Vaca Muerta, elaborado por Sosa, recopila datos de la Secretaría de Ambiente de Neuquén que muestran cómo los incidentes ambientales asociados a la explotación hidrocarburífera no convencional aumentaron junto con la expansión de la actividad: 863 eventos en 2015, 868 en 2016, 703 en 2017 y 934 en 2018 (Sosa, 2021). El Atlas Ambiental de Vaca Muerta del Observatorio Petrolero Sur, por su parte, registra que en la zona de Vaca Muerta los incidentes ambientales treparon de 863 en 2015 a 2049 en 2021, lo que equivale a un promedio de 5,6 incidentes por día, los cuales incluyen derrames de crudo, agua de producción, fluidos con hidrocarburos, lodos, productos químicos y fugas de gases, entre otros (OPSur, 2024). De acuerdo con estos estudios, estos incidentes contribuyen a la contaminación de suelos y cursos de agua, la pérdida de fertilidad y el cambio de uso del suelo, generando la pérdida de tierras productivas y condicionando el aprovechamiento futuro de los territorios con fines agrícolas o habitacionales (Sosa, 2021; OPSur, 2024).

La contaminación atmosférica constituye otro componente central del impacto hidrocarburífero. La quema de gas en boca de pozo (flaring), el uso intensivo de combustibles fósiles en equipos de perforación y las emisiones fugitivas de metano contribuyen tanto a la degradación de la calidad del aire local como al cambio climático global. En términos agregados, los datos del Inventario Nacional de Gases de Efecto Invernadero, indican que en 2018 el sector

de energía explicó un 51% de las emisiones netas de GEI de Argentina, por encima de la agricultura y otros sectores (Aneise et al., 2024). En regiones de explotación no convencional, estos aportes se potencian por el incremento de pozos, ductos, plantas de tratamiento y operaciones ligadas a la producción de gas y petróleo.

Además de los impactos estrictamente físicos, diversas investigaciones socioambientales muestran que la expansión hidrocarburífera genera conflictos territoriales y una creciente sensación de vulnerabilidad en las poblaciones que habitan las zonas de explotación (Scandizzo, 2018). En áreas como Vaca Muerta y el Alto Valle, se registran derrames recurrentes de crudo y aguas de producción, tránsito permanente de camiones y equipos vinculados al fracking, ruidos constantes y la presencia de basurales petroleros y plantas de tratamiento de residuos peligrosos, que deterioran la calidad de vida y el ambiente de las comunidades vecinas (OPSur, 2024).

A diferencia de los pasivos ambientales históricos, que corresponden a instalaciones y residuos abandonados y muchas veces inactivos desde el punto de vista productivo, la contaminación operativa vinculada a la explotación de hidrocarburos se caracteriza por su ocurrencia continua y por la acumulación de efectos a lo largo del tiempo. Esto exige sistemas de monitoreo permanente, fiscalización rigurosa y transparencia informativa, así como tecnologías de prevención de derrames, mejora de la integridad de ductos y reducción de emisiones, especialmente de metano. Sin estos instrumentos, la contaminación de suelos, aguas y aire se consolida como un obstáculo estructural para la transición hacia un modelo de desarrollo más sostenible.

Capítulo 3: Gestión de la remediación ambiental de hidrocarburos

En continuidad con el diagnóstico sobre la acumulación histórica de pasivos ambientales hidrocarburíferos, resulta necesario indagar qué respuestas concretas se han puesto en marcha para enfrentar esta problemática. En esta sección se analizan las experiencias más relevantes de remediación en Argentina, los instrumentos de gestión que las enmarcan y las limitaciones que aún persisten para transformar estas acciones en una política pública sostenida.

3.1. Remediación efectivamente realizada en Argentina

La remediación ambiental en la industria hidrocarburífera argentina se inscribe en un contexto marcado por la acumulación histórica de pasivos ambientales generados durante décadas de explotación convencional, tal como se desarrolló en el capítulo anterior. En este apartado, el foco ya no está en describir esos pasivos, sino en analizar las intervenciones efectivamente realizadas para su saneamiento y los marcos de gestión que las hicieron posibles.

En este escenario, el Estado nacional comenzó a desarrollar herramientas de gestión orientadas a la identificación y tratamiento de sitios contaminados. El Programa para la Gestión Ambiental de Sitios Contaminados (PROSICO), creado por la entonces Secretaría de Ambiente y Desarrollo Sustentable, tiene como objetivo producir una herramienta de gestión capaz de identificar, sistematizar, calificar y cuantificar procesos de degradación por contaminación, y de definir estrategias de prevención, control y recuperación de dichos sitios (Secretaría de Ambiente y Desarrollo Sustentable de la Nación, s. f.). El Manual PROSICO enfatiza que, pese a la existencia de información dispersa, “se desconoce la entera magnitud de la problemática”, por lo que uno de los resultados esperados es la elaboración de un inventario nacional de sitios contaminados, la definición de prioridades de intervención y el desarrollo de instrumentos

metodológicos, tecnológicos y jurídicos para la remediación. Aunque el programa abarca diferentes tipos de actividades, los pasivos petroleros forman parte de los sitios contemplados por esta política.

A escala provincial, Mendoza constituye uno de los casos más avanzados en cuanto a remediación de pasivos petroleros. Según la Secretaría de Ambiente y Ordenamiento Territorial, entre 2016 y julio de 2023 se controló el saneamiento del 98,5 % de los pasivos ambientales petroleros originalmente declarados, priorizando aquellos que implican mayor riesgo ambiental. El gobierno provincial informa que, en este proceso, se sanearon mediante procesos biológicos más de 85.000 m³ de suelos contaminados, se intervinieron 397 piletas de perforación, “piletas ecológicas” y se abordaron otros pasivos como cañerías e instalaciones en desuso (Gobierno de Mendoza, 2023). Estos avances se apoyan en un marco normativo específico para la actividad petrolera y en la exigencia de declaraciones juradas de pasivos y planes de remediación en el contexto de la renovación de concesiones. Ilustra que, cuando existe capacidad técnica, fiscalización ambiental y presión regulatoria, es posible alcanzar resultados significativos en la reducción de pasivos hidrocarburíferos.

El perfil de la remediación de pasivos hidrocarburíferos en Argentina se caracteriza por avances puntuales y una implementación desigual entre jurisdicciones. El Manual PROSICO reconoce que, aun cuando diferentes organismos y provincias disponen de información parcial sobre sitios contaminados, a nivel país, lo que revela la ausencia de un inventario nacional consolidado y actualizado (Secretaría de Ambiente y Desarrollo Sustentable de la Nación, s. f.). En la misma línea, Burucúa y Rodríguez López (2015) muestran que incluso en procesos altamente visibles, como la falta de información sistemática y de planes integrales de

saneamiento dificulta la incorporación efectiva de los pasivos hidrocarburíferos en las decisiones de política energética.

En el plano normativo, la gestión de la remediación se apoya en un entramado de instrumentos generales y sectoriales: la Ley General del Ambiente (Ley 25.675), que fija los presupuestos mínimos de protección ambiental, la Ley 24.051 de Residuos Peligrosos, aplicable al manejo de sustancias capaces de contaminar suelo, agua y aire, y la Ley 17.319 de Hidrocarburos, complementada por normativa específica sobre abandono de pozos, piletas de disposición y planes de contingencia.

Esta combinación de avances parciales y vacíos regulatorios genera un escenario en el que las experiencias de remediación son, en general, reactivas y fragmentadas. Burucúa y Rodríguez López (2015) documentan cómo, en distintos momentos, el reconocimiento estatal de pasivos ambientales hidrocarburíferos en provincias como Neuquén, Santa Cruz o Chubut no se tradujo automáticamente en planes de saneamiento financiados y ejecutados a escala, sino en negociaciones puntuales, compensaciones monetarias y compromisos de inversión que no siempre priorizaron la recomposición efectiva de suelos, aguas y ecosistemas afectados.

Desde una perspectiva de gestión, la calidad de las intervenciones de remediación depende de varios factores: la existencia de diagnósticos de línea de base, la evaluación de riesgos para la salud y el ambiente, la selección adecuada de tecnologías (biorremediación de suelos empetroados, confinamiento y macroencapsulado de residuos, tratamiento de aguas subterráneas), y la implementación de programas de monitoreo post-remediación. El caso mendocino muestra que, cuando estos elementos se combinan con auditorías externas y monitoreo sostenido de instalaciones y pozos, es posible reducir significativamente el volumen

de pasivos remanentes y prevenir la generación de nuevos pasivos mediante medidas como la “locación seca” y la obligación de declarar todos los incidentes ambientales (Gobierno de Mendoza).

En síntesis, la remediación efectivamente realizada de pasivos hidrocarburíferos en Argentina evidencia un doble rostro. Por un lado, programas como PROSICO y experiencias provinciales como la de Mendoza demuestran que existen capacidades técnicas, marcos institucionales y tecnologías disponibles para sanear sitios contaminados y reducir riesgos. Por otro lado, la ausencia de un inventario nacional consolidado, la falta de una ley de presupuestos mínimos específica y la fragmentación de las políticas públicas hacen que el volumen de pasivos remediados siga siendo modesto frente a la magnitud de la deuda ambiental acumulada. El desafío central de esta dimensión no es solo multiplicar las intervenciones exitosas, sino lograr que la remediación de pasivos hidrocarburíferos se convierta en una política de Estado sostenida, articulada entre jurisdicciones y alineada con criterios de justicia ambiental y protección de las comunidades afectadas.

3.2. Costos y financiamiento de la remediación de pasivos hidrocarburíferos

La remediación de pasivos ambientales vinculados a la industria hidrocarburífera en Argentina se reconoce como un proceso técnicamente complejo y económicamente costoso, cuyo financiamiento se apoya, en primer lugar, en el principio de responsabilidad por daño ambiental. La Ley General del Ambiente N.º 25.675 establece que “el que cause daño al ambiente será objetivamente responsable de su recomposición”, consagrando los principios de prevención, precautorio y de “quien contamina, paga”, que obligan a los titulares de actividades riesgosas a internalizar los costos de reparación y, cuando la recomposición no sea técnicamente posible, a

asumir las compensaciones sustitutivas que determine la autoridad competente (Ley 25.675, arts. 4, 28 y 29). Sobre esta base, las normas sectoriales de hidrocarburos y la legislación provincial de ambiente exigen estudios de impacto, planes de gestión y compromisos de cierre que incluyen la remediación de suelos, aguas superficiales y subterráneas afectados por derrames o por la operación prolongada de instalaciones.

Desde el punto de vista técnico, se describe la remediación de sitios contaminados con hidrocarburos como una secuencia de etapas que comprende la identificación del sitio, la caracterización del tipo y magnitud de la contaminación, la evaluación de riesgos, el diseño del plan de saneamiento, la ejecución de las medidas (por ejemplo, remoción y disposición de suelos impactados, bombeo y tratamiento de aguas, técnicas de biorremediación o tratamiento in situ) y el monitoreo posterior para verificar la efectividad de las acciones (PNUMA, 2012). Cada una de estas fases demanda servicios profesionales, análisis de laboratorio, equipamiento específico y períodos de intervención prolongados, de modo que los costos totales pueden resultar elevados. El Programa de las Naciones Unidas para el Medio Ambiente subraya que estos costos aumentan de forma significativa cuando la contaminación alcanza acuíferos, ecosistemas sensibles o áreas densamente pobladas, así como cuando se trata de pasivos históricos que permanecieron largos años sin tratamiento, porque se requieren tecnologías más intensivas y controles de largo plazo (PNUMA, 2012).

Un elemento clave para comprender la lógica económica de la remediación es la distinción entre pasivos ambientales recientes, vinculados a operadores actualmente identificables, y pasivos históricos o “huérfanos”, donde la empresa responsable ha cesado sus actividades, se ha transformado o nunca fue claramente determinada. Mientras en los casos recientes el principio de responsabilidad permite exigir que la empresa cubra los costos del

saneamiento, en los pasivos históricos la ausencia de un responsable solvente suele trasladar total o parcialmente los costos al Estado, que debe intervenir para evitar riesgos inaceptables para la salud y el ambiente (PNUMA, 2012). En América Latina, esta problemática ha sido reconocida en el ámbito de las políticas públicas sobre pasivos ambientales. La Guía para priorizar y evaluar proyectos de remediación ambiental: gestión de pasivos mineros, elaborada por la CEPAL, subraya que los pasivos ambientales suelen requerir procesos de remediación técnicamente complejos y de alto costo, lo que obliga a priorizar intervenciones, definir con claridad las responsabilidades y diseñar esquemas de financiamiento adecuados para su ejecución (CEPAL, 2024). Aunque el documento se centra en la minería, los desafíos que describe, necesidad de caracterizar los sitios, evaluar riesgos, estimar costos y asegurar fuentes de financiamiento sostenibles, son análogos a los que aparecen en la gestión de pasivos asociados a la actividad hidrocarburífera.

Las limitaciones técnicas y financieras de muchas jurisdicciones para afrontar por sí solas estos costos motivaron la creación de instrumentos específicos de política pública orientados a apoyar la gestión de sitios contaminados. El Programa para la Gestión de Sitios Contaminados (PROSICO), impulsado por el entonces Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible, tiene entre sus objetivos la identificación y priorización de sitios con contaminación relevante, incluidos aquellos vinculados a hidrocarburos, y la asistencia a las provincias y municipios en el diseño de medidas de gestión y remediación. Los documentos oficiales del programa destacan que PROSICO brinda asistencia técnica y puede articular apoyos financieros, especialmente en situaciones donde no resulta posible imputar de manera efectiva los costos de saneamiento a un responsable privado claramente identificado, lo que implica que una parte del esfuerzo económico recaerá sobre el sector público (Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible, 2020).

Finalmente, la guía de la CEPAL (2024) enfatiza que los proyectos de remediación ambiental requieren evaluaciones económico-financieras y esquemas de financiamiento de mediano y largo plazo, dado que los montos involucrados suelen ser significativos y se ejecutan en varias etapas (diseño, obras, monitoreo posterior). Aplicado al sector hidrocarburífero, este enfoque sugiere que la discusión sobre los costos de remediación no solo remite a tecnologías u obligaciones legales, sino también a la capacidad del Estado y de las empresas para planificar, provisionar y ejecutar recursos suficientes a lo largo de todo el ciclo de vida de los proyectos, de modo que la recomposición ambiental no quede subordinada a coyunturas fiscales o a controversias sobre quién debe asumir el gasto.

3.3. Tecnologías limpias adoptadas

La incorporación de tecnologías limpias en la industria hidrocarburífera argentina constituye un aspecto central para analizar cómo el país busca compatibilizar la expansión económica de un sector estratégico con la reducción de los impactos ambientales que históricamente lo han caracterizado. En un contexto donde la explotación de petróleo y gas se presenta como una palanca clave para aliviar la restricción externa, generar divisas y recursos fiscales, especialmente a partir del desarrollo de Vaca Muerta (Arceo, Bersten & Wainer, 2022; Aneise, 2024), esta misma centralidad económica se ha construido sobre un modelo que generó pasivos ambientales asociados a derrames, piletas mal saneadas, grandes volúmenes de aguas de producción y pozos inactivos sin cierre adecuado, con riesgos para suelos y cursos de agua en distintas cuencas (Burucúa & Rodríguez López, 2015).

En el plano de las políticas y marcos de referencia, la discusión sobre tecnologías limpias se inscribe en una agenda amplia de innovación y sostenibilidad de sectores basados en recursos

naturales. En un estudio sobre cadenas de valor extractivas, muestran que el desarrollo de capacidades tecnológicas en empresas proveedoras depende tanto de esfuerzos internos como de vínculos con otras firmas y con instituciones de ciencia y tecnología, y subrayan que estas interacciones son cruciales para la innovación y el aprendizaje (BID, 2021).

Un insumo específico para entender qué tipo de tecnologías y prácticas se están adoptando en la industria argentina del petróleo y el gas es el informe *Actualización de la contribución de la industria argentina del petróleo y gas a los Objetivos de Desarrollo Sostenible* (2023,) elaborado por el Instituto Argentino del Petróleo y del Gas. El relevamiento identifica, a partir de fichas y entrevistas con 24 empresas, diversas líneas de acción asociadas a los ODS, varias de las cuales refieren a eficiencia en el uso de recursos, reducción de emisiones, economía circular y mejora de la gestión ambiental, ofreciendo un panorama sectorial de las tecnologías y prácticas catalogadas como “más limpias” (Instituto Argentino del Petróleo y del Gas [IAPG], 2023).

En materia de agua y efluentes, el informe del IAPG registra la implementación de mecanismos de eficiencia en el uso del recurso hídrico y programas de tratamiento específico de aguas producidas y efluentes líquidos. Además, se menciona la identificación de riesgos e impactos relacionados con la disponibilidad de agua en las operaciones. Estas medidas incluyen tecnologías de tratamiento y reutilización parcial del agua utilizada en procesos de perforación y producción, así como esquemas de recirculación en contextos de estrés hídrico. Su lógica se orienta a reducir la presión sobre fuentes superficiales y subterráneas y a limitar la descarga de efluentes sin tratamiento adecuado.

En energía y emisiones, el relevamiento identifica como líneas de acción la implementación de sistemas de gestión energética certificados bajo la norma ISO 50001, la modernización e innovación tecnológica de la infraestructura y la incorporación de procesos y equipos más eficientes en términos energéticos y con menor generación de emisiones en la operación (IAPG, 2023).

Otro campo relevante es el de residuos y economía circular. De acuerdo con el IAPG, varias empresas reportan la implementación de tecnologías para optimizar el uso de recursos y programas de economía circular, junto con políticas y procedimientos para el manejo de residuos operacionales y programas de reducción y reciclaje. Estas iniciativas incluyen mejoras en el tratamiento de recortes de perforación, lodos y otros residuos peligrosos generados en el upstream, así como el desarrollo de usos alternativos para ciertos materiales y la reducción de volúmenes enviados a disposición final. Desde la perspectiva de la gestión de pasivos, estas tecnologías, consideradas más limpias, tienen el objetivo de reducir la probabilidad de que los residuos actuales se transformen en pasivos ambientales futuros.

No obstante, diversos estudios críticos advierten que la adopción de tecnologías limpias y mejoras de gestión se da en un contexto de fuertes asimetrías y con importantes limitaciones estructurales. El informe de la Fundación Ambiente y Recursos Naturales (FARN) sobre los impactos del megaproyecto Vaca Muerta muestra que el fuerte aumento en la generación de residuos peligrosos (entre ellos recortes de perforación, lodos base aceite y *flowback*) no fue acompañado por una expansión proporcional de la capacidad de tratamiento, lo que derivó en acopios masivos de residuos sin procesar y en situaciones de colapso de las plantas existentes. El mismo documento subraya la persistencia de información incompleta sobre el destino de los

residuos, la necesidad de balances de masa y registros detallados, y la urgencia de auditorías integrales de pasivos e impactos socioambientales.

La industria hidrocarburífera argentina ha comenzado a incorporar tecnologías y prácticas orientadas a reducir el uso de recursos, disminuir emisiones y mejorar la gestión de residuos y riesgos ambientales, especialmente entre las grandes operadoras y empresas integradas. No obstante, la información disponible indica que estos avances conviven con importantes brechas, como pueden ser las capacidades de tratamiento insuficientes en algunas regiones, déficits de transparencia y monitoreo independiente, y obstáculos estructurales para la innovación en toda la cadena de valor. Aquí el foco está en las estrategias tecnológicas de prevención y mitigación en curso. La evidencia sugiere que, aunque estas tecnologías limpias representan pasos necesarios para reducir la huella ambiental del sector, todavía están lejos de revertir por sí solas los patrones de riesgo y conflictividad socioambiental asociados al modelo hidrocarburífero vigente.

3.4. Control y fiscalización ambiental

La dimensión del control y la fiscalización ambiental constituye un aspecto fundamental para analizar la tensión entre el desarrollo de las actividades extractivas y la protección ecológica en Argentina. Este análisis describe el marco normativo vigente, sus instrumentos esenciales, y examina la evidencia empírica del sistema de control estatal en la gestión y perpetuación de los pasivos ambientales, con especial énfasis en la industria hidrocarburífera, que representa uno de los principales sectores extractivos del país. Este sistema opera a través de mandatos constitucionales, leyes de presupuestos mínimos y herramientas de gestión específicas, complementado por iniciativas de transparencia como el Estándar EITI.

El sistema de control ambiental argentino se fundamenta en la jerarquía constitucional y se estructura a través de diversas Leyes de Presupuestos Mínimos. Estas leyes tienen la función de establecer los principios y directrices básicas que garantizan un estándar uniforme o "piso" de tutela ambiental en todo el territorio nacional. El objetivo es evitar que las provincias, que son las titulares originales de los recursos naturales, reduzcan los estándares de protección fijados por la Nación. Estos presupuestos mínimos son normas que otorgan una tutela ambiental uniforme o común para todo el territorio nacional, buscando imponer las condiciones necesarias para asegurar la protección ambiental, garantizar la dinámica de los sistemas ecológicos, mantener su capacidad de carga y promover el desarrollo sustentable

La principal norma de esta estructura es la Ley N° 25.675, conocida como Ley General del Ambiente (LGA), la cual opera como marco fundamental de la política ambiental y es de orden público. La LGA define los instrumentos esenciales de gestión y control ambiental, entre los que se destacan el Ordenamiento Ambiental del Territorio, la Evaluación de Impacto Ambiental y el sistema de control sobre el desarrollo de las actividades antrópicas. La política ambiental nacional, establecida por esta ley, debe perseguir los siguientes objetivos prioritarios: la protección de recursos ambientales, promover el mejoramiento de la calidad de vida de las generaciones presentes y futuras, en forma prioritaria, y asegurar la conservación de la diversidad biológica, prevenir los efectos nocivos peligrosos de las actividades humanas y establecer un sistema federal de coordinación interjurisdiccional para la implementación de políticas ambientales de escala nacional y regional, que se instrumenta a través del Consejo Federal de Medio Ambiente (COFEMA), en donde se debe organizar e integrar la información ambiental y garantizar el libre acceso de la población a la misma.

También la Ley N° 25.675 define diversos instrumentos clave para la gestión y política ambiental. Estos son el seguro ambiental y el orden de restauración, el Ordenamiento Ambiental del Territorio, la participación ciudadana y la Evaluación de Impacto Ambiental (EIA).

El Ordenamiento Ambiental del Territorio busca desarrollar la estructura de funcionamiento global del territorio de la Nación a través de la coordinación interjurisdiccional, asegurando un uso ambientalmente adecuado de los recursos y la mínima degradación. La participación ciudadana establece el derecho de toda persona a consultar y a opinar en procedimientos administrativos relacionados con la protección del ambiente. Las autoridades deben institucionalizar procedimientos de consultas o audiencias públicas como instancias obligatorias para autorizar actividades que puedan generar efectos negativos y significativos sobre el ambiente. El Seguro Ambiental y Fondo de Restauración exige que toda persona física o jurídica que realice actividades riesgosas para el ambiente deba contratar un seguro de cobertura con entidad suficiente para garantizar el financiamiento de la recomposición de posibles daños. Finalmente la Evaluación de Impacto Ambiental (EIA) se establece como un procedimiento obligatorio de tipo técnico-administrativo para cualquier obra o actividad que pueda degradar significativamente el ambiente. Este proceso concluye con la emisión de una Declaración de Impacto Ambiental (DIA), la cual formaliza la aprobación o el rechazo del estudio ambiental presentado. Es crucial entender que, si bien la EIA es un instrumento que aporta conocimiento para la toma de decisiones, no la reemplaza, y su efectividad radica en la independencia técnica de la autoridad y en el seguimiento riguroso de las medidas propuestas (Basterra & Baez, 2008).

Otro de los pilares del control es la Ley N° 24.061 de Residuos Peligrosos, reglamentada por el Decreto N° 831/1993. Esta regulación busca prevenir que los residuos peligrosos impacten en la salud y contaminen el aire, el agua y el suelo (Argentina. Poder Ejecutivo Nacional, 1993).

Los instrumentos clave de fiscalización incluyen: Registro y Certificación Ambiental en donde las industrias generadoras, transportistas y operadoras de tratamiento o disposición final de residuos peligrosos deben obtener el Certificado Ambiental Anual (CAA) y las plantas existentes al momento de la reglamentación deben cumplir con los requisitos de inscripción y obtención del certificado en los plazos establecidos por la Autoridad de Aplicación Argentina. (Poder Ejecutivo Nacional, 1993). También se realiza una trazabilidad mediante el Manifiesto de Transporte, en donde la autoridad de aplicación diseña un modelo de declaración jurada, el Manifiesto de Transporte, que permite rastrear los residuos desde el generador hasta la disposición final y el generador es el responsable de emitir el manifiesto que consta de copias destinadas al seguimiento y control por parte de las autoridades fiscalizadoras. Y por último, se realizan Mecanismos Económicos de Fiscalización para establecer una Tasa de Evaluación y Fiscalización que debe ser abonada anualmente por todo generador de residuos peligrosos (Argentina. Poder Ejecutivo Nacional, 1993, Art. 16).

En el caso de los hidrocarburos, la LGA se aplica de manera complementaria a la Ley N° 17.319, denominada Régimen Legal para la Exploración y Explotación de Hidrocarburos, constituye la piedra angular del sector hidrocarburífero en la República Argentina. Sancionada en 1967, esta ley establece el marco general para la regulación de la actividad, que comprende la exploración, explotación, industrialización, transporte y comercialización de petróleo y gas, actividades que se encuentran bajo la órbita de la Secretaría de Energía de la Nación (SEN).

La Ley N° 17.319 regula diversos aspectos económicos, administrativos y de control esenciales para la industria como el marco de la Política Energética, que fija que el diseño de las políticas energéticas a nivel federal es responsabilidad del Poder Ejecutivo Nacional. Además, determina que la relación entre las provincias y el sector hidrocarburífero se rige por esta ley y

sus reglamentaciones. Sin embargo, cada provincia puede establecer procedimientos, exigencias y estándares ambientales propios, siempre que no sean inferiores al piso establecido por la normativa nacional.

Es importante notar que, dado el momento histórico en que se dictó la Ley N. 17.319, el ambiente no era considerado un tema de interés central. Por lo tanto, la ley se limitaba a establecer el marco general para la exploración y explotación, haciendo referencia únicamente a la debida diligencia y al uso de técnicas más eficientes.

A pesar de que el diseño normativo es avanzado y busca cubrir el ciclo completo de la actividad extractiva desde la exploración hasta el cierre, su implementación real demuestra ser insuficiente. La ineficacia se manifiesta principalmente a través de la división institucional y el conflicto de intereses, como hemos mencionado anteriormente.

En el sector de hidrocarburos, el control ambiental sufre una dispersión normativa y la función de fiscalización recae casi exclusivamente en la Secretaría de Energía. La prioridad histórica de esta Secretaría ha sido asegurar la producción y el abastecimiento, dejando la preservación ambiental en un lugar secundario. La falta de coordinación con el Ministerio de Ambiente y la preeminencia de objetivos productivos conllevan a una fiscalización que es a menudo más formal que sustantiva. Esto se traduce en inspecciones esporádicas y sanciones escasas (Radovich, s. f.)

Un patrón similar se observó durante el proceso de expropiación de Repsol YPF. El Informe Mosconi (2012) reveló que la empresa había incurrido en una subejecución sistemática de sus obligaciones de gestión ambiental.

A pesar de esta evidencia de daño, el acuerdo de compensación final con Repsol, regulado por la Ley N° 26.932 (2014), incluyó una cláusula de exención de responsabilidad por futuros daños ambientales. Esta decisión política prioriza la estabilidad económica y jurídica de la nueva YPF sobre la reparación del daño histórico, consolidando lo que se interpreta como impunidad corporativa (Rodríguez López & Burucua, 2015).

Además, como describe Zeballos:

“la ineficacia estatal se ve agravada por la falta de transparencia y acceso a la información. Los datos sobre el desempeño corporativo y el cumplimiento de los planes de remediación rara vez son públicos, lo que impide que el control social sea efectivo” (2016). Esto actúa en forma contradictoria a la Ley General de Ambiente que describe la posibilidad de acceder a información y que el Estado realice audiencias públicas e institucionalice procedimientos públicos, ya que se demuestra una falta de transparencia y acceso a la información.

Es por esto que, el sistema de control y fiscalización ambiental argentino presenta una fuerte asimetría entre la solidez de su marco normativo y la fragilidad de su aplicación. La combinación de fragmentación institucional, conflictos de interés, donde el promotor es también fiscalizador, y la falta de transparencia crea un escenario de impunidad ambiental estructural. En esencia, la ineficacia del control ambiental no es un simple error administrativo, sino la consecuencia lógica de un modelo extractivo que privilegia consistentemente la rentabilidad económica por encima de la obligatoria recomposición ambiental.

Metodología de la investigación

Fundamentación metodológica

La presente investigación se enmarca en las ciencias sociales aplicadas y aborda un problema complejo que articula dimensiones económicas, sociales y ambientales vinculadas a la industria extractiva hidrocarburífera en la Argentina. En función de ello, adoptamos un enfoque mixto con predominio cualitativo, que combina la revisión y análisis de fuentes documentales con trabajo de campo basado en entrevistas a especialistas y una encuesta dirigida a profesionales vinculados al sector. Esta estrategia permite integrar la comprensión en profundidad de los sentidos y argumentos que sostienen la priorización de los factores económicos, con la recolección de datos cuantificables sobre percepciones y valoraciones de actores relevantes (Hernández Sampieri, Fernández Collado y Baptista, 2014).

De acuerdo con las clasificaciones clásicas de la investigación social, el estudio se inscribe en un nivel principalmente descriptivo, con componentes explicativos. Es descriptivo porque busca caracterizar cómo se articulan en la Argentina los factores económicos, sociales y ambientales en torno a la industria hidrocarburífera, identificando patrones, regularidades y tensiones en el modo en que se gestionan los pasivos ambientales y su remediación. A la vez, adquiere un rasgo explicativo en la medida en que procura aportar argumentos sobre por qué los beneficios económicos del sector tienden a ser priorizados frente a los impactos ambientales no remediados, en línea con los niveles empíricos de investigación señalados para las ciencias sociales (Ander Egg, 1995; Sabino, 1992).

En cuanto al diseño, se adopta un diseño no experimental y de corte transversal. Se observan los fenómenos como ocurren naturalmente sin intervención en las variables ni sobre la

realidad analizada, sino que se observa y reconstruye el fenómeno tal como se presenta en un período acotado, a partir de fuentes documentales y de las percepciones de actores relevantes. El diseño se concibe como un plan de trabajo que organiza la relación entre el marco teórico, las técnicas de recolección de datos y los procedimientos de análisis, tal como se plantea en la noción de diseño de investigación como estrategia general para contrastar el marco conceptual con los datos empíricos (Sabino, 1992).

Metodológicamente, el trabajo combina dos grandes tipos de estrategias: la investigación documental y bibliográfica; y la operacionalización de las variables. En cuanto a la primera se realiza un relevamiento sistemático de documentación académica, informes técnicos y fuentes oficiales sobre la industria hidrocarburífera, la generación de pasivos ambientales, los marcos normativos de control y fiscalización, las experiencias de remediación y la adopción de tecnologías limpias. (Sabino, 1992; Ander Egg, 1995).

Respecto de las variables y su operacionalización, la investigación distingue entre variables cualitativas y cuantitativas. Las variables cualitativas se encuentran orientadas a captar significados, argumentos y marcos interpretativos. Aquí se incluyen, entre otras, las representaciones sobre la centralidad económica de la industria hidrocarburífera, las percepciones sobre los pasivos ambientales y su remediación, la confianza en los mecanismos de control estatal y las tensiones percibidas entre desarrollo económico y protección ambiental. (Sabino, 1992; Ander-Egg, 1995)

Trabajo de campo

El trabajo de campo de la investigación se organizó en torno a dos estrategias principales de producción de datos la realización de entrevistas semiestructuradas a especialistas vinculados

a la industria hidrocarburífera y a la gestión ambiental, la aplicación de una encuesta en línea a profesionales y personas con formación específica en temas energéticos, ambientales y de políticas públicas y el desarrollo de un estudio de caso documental sobre los pasivos ambientales de Repsol-YPF en Argentina.

En primer lugar, se llevaron a cabo tres entrevistas en profundidad a especialistas seleccionados mediante un muestreo intencional, atendiendo a su trayectoria profesional y a la pertinencia de sus recorridos para el objeto de estudio. El primer entrevistado fue Daniel Ignacio Coria, profesional con formación en química e ingeniería y amplia experiencia en evaluación y gestión de impactos ambientales, así como en consultoría y formulación de proyectos vinculados al sector energético. Su aporte permitió contextualizar la problemática de los pasivos ambientales a lo largo de las distintas etapas de la cadena de valor hidrocarburífera, diferenciando tipos de riesgos, actores involucrados y niveles de responsabilidad estatal y empresarial.

La segunda entrevista se realizó a Lucia Pujana, profesional del campo de la gestión y el diagnóstico ambiental con trayectoria en la elaboración de buenas prácticas y normas técnicas para la industria. Desde su mirada, se profundizó en cómo se incorporan o no los criterios ambientales en la toma de decisiones sobre habilitación, expansión y control de proyectos hidrocarburíferos, así como en las tensiones entre los incentivos económicos y las obligaciones de remediación. Su testimonio permitió reconstruir tanto los avances normativos como las obras existentes entre el discurso y la práctica en materia de control y fiscalización.

El tercer entrevistado fue Óscar Cretini, geólogo con una extensa trayectoria en la industria hidrocarburífera y experiencia en temas de transición energética y políticas de petróleo y gas. Su perspectiva aporta una lectura técnica y de largo plazo sobre la explotación de

yacimientos convencionales y no convencionales, la generación de pasivos en diferentes contextos geológicos y productivos, y el modo en que las decisiones económicas y regulatorias condicionan las posibilidades de remediación. En conjunto, las tres entrevistas proporcionan un elemento cualitativo que combina miradas técnicas, de gestión ambiental y de política sectorial, permitiendo abordar de manera integral la relación entre centralidad económica de la industria y gestión de pasivos ambientales.

En segundo lugar, se implementó una encuesta estructurada en formato digital, diseñada y administrada mediante la herramienta Google Forms. El cuestionario estuvo orientado a relevar, de manera sistemática, percepciones y valoraciones sobre la importancia relativa de los factores económicos, sociales y ambientales en la evaluación de la industria hidrocarburífera, la forma en que se perciben los pasivos ambientales y las prácticas de remediación, el grado de control en los mecanismos de control y fiscalización estatal y la medida en que la industria es vista como una "salida económica" para el país frente a otros sectores.

La encuesta fue respondida por 15 personas con formación y/o experiencia en áreas vinculadas al objeto de estudio, entre las que se destacan Ingeniería Ambiental, Economía y Administración, Ciencias Sociales y Derecho Ambiental. La distribución etaria de las y los encuestados es mayormente adulta, concentrada en franjas de edad que combinan trayectoria profesional y experiencia específica en el campo energético, ambiental o de políticas públicas. En términos de desempeño profesional/académico, la mayoría se encuentra vinculada a ámbitos donde se analizan, gestionan o regulan actividades relacionadas con la industria hidrocarburífera y sus impactos, lo que refuerza la pertinencia de la muestra para los objetivos de la tesis.

En tercer lugar, se desarrolló un estudio de caso documental centrado en los pasivos ambientales asociados a la gestión de Repsol-YPF en Argentina, particularmente en el contexto del proceso que culminó con la expropiación parcial de 2012. Para ello, se recopilaron y analizaron diversas fuentes secundarias: informes de organismos de control y auditoría, documentación técnica y legal, normativa específica sobre hidrocarburos y ambiente, fallos y dictámenes vinculados a la controversia, así como literatura académica que aborda el desempeño de la empresa y la acumulación de pasivos ambientales.

Este estudio de caso permitió reconstruir de manera histórica y contextualizada cómo se generaron y gestionaron los pasivos ambientales durante la etapa de control privado de YPF, qué tipo de conflictos se produjeron entre la empresa, el Estado nacional y las provincias, y de qué forma se articularon los argumentos económicos, políticos y ambientales en la discusión pública.

En la Figura 1, que se encuentra a continuación, se pueden observar las preguntas, objetivos, variables, dimensiones, indicadores, instrumentos analizados (distinguiendo entre encuesta, entrevistas a profesionales y el caso de estudio Repsol-YPF) y marco teórico.

Figura 1 - Cuadro Metodológico

PREGUNTAS	OBJETIVOS	VARIABLE	DIMENSIONES	INDICADORES	INSTRUMENTOS	MARCO TEORICO
¿Cómo se articula la relación entre el desempeño socioeconómico de la industria hidrocarburífera argentina, los impactos ambientales derivados de su actividad y la gestión de la remediación de los pasivos ambientales?	Analizar la relación entre el rol económico de la industria hidrocarburífera argentina y la gestión de la remediación de los pasivos ambientales que genera, considerando sus impactos ambientales y el marco regulatorio vigente.		Caracterización de la industria hidrocarburífera argentina	Participación en la matriz energética	Entrevistas a especialistas	Capítulo 1.1.
¿Cómo se caracteriza el desempeño socioeconómico de la industria hidrocarburífera argentina considerando su rol en la matriz energética?	Analizar el desempeño socioeconómico de la industria hidrocarburífera argentina, atendiendo a su participación en la matriz energética, su aporte al empleo, PBI, comercio exterior, inversión y estructura de incentivos.	Industria de hidrocarburos y su desempeño socioeconómico	Factores económicos	Relevancia macroeconómica del sector - Capacidad de generación de empleo - Peso de Incentivos fiscales y subsidios	Entrevistas a especialistas y Encuesta a personas clave	Capítulo 1.2.
			Factores sociales	Percepción de importancia de impactos sociales, calidad de vida y participación ciudadana	Encuesta a personas clave y Caso Repsol	Capítulo 1.3.
¿Qué impactos ambientales se asocian a la actividad extractiva de hidrocarburos en Argentina y cómo son percibidos por los actores relevantes?	Identificar los principales impactos ambientales derivados de la actividad extractiva de hidrocarburos en Argentina, con énfasis en la generación de pasivos ambientales y la contaminación de suelo, agua y aire.	Impactos ambientales derivados de la actividad extractiva de hidrocarburos	Generación de pasivos ambientales por hidrocarburos	Magnitud y persistencia temporal de pasivos ambientales identificados	Entrevistas a especialistas y Caso Repsol	Capítulo 2.1.
			Contaminación de suelo, agua y aire por hidrocarburos	Registros y percepciones de episodios de contaminación - Afectación de recursos hídricos, suelo y aire	Entrevistas a especialistas, Encuesta a personas clave y Caso Repsol	Capítulo 2.2.
¿Cómo se gestiona en Argentina la remediación ambiental de los pasivos hidrocarburíferos y en qué medida los costos de remediación se incorporan en las decisiones de inversión y en los instrumentos de política pública?	Analizar la gestión de la remediación ambiental de pasivos hidrocarburíferos en Argentina, considerando el grado de remediación efectivamente realizada, los costos y mecanismos de financiamiento, la adopción de tecnologías limpias y la capacidad de control y fiscalización estatal.	Gestión de la remediación ambiental de hidrocarburos	Remediación efectivamente realizada en Argentina	Cantidad y alcance de proyectos de remediación ejecutados	Entrevistas a especialistas y Caso Repsol	Capítulo 3.1.
			Costos y financiamiento de la remediación de pasivos hidrocarburíferos	Grado en que los costos de remediación se incorporan en decisiones económicas y regulatorias	Entrevistas a especialistas, Encuesta a personas clave y Caso Repsol	Capítulo 3.2.
			Tecnologías limpias adoptadas	Nivel percibido de adopción de tecnologías menos contaminantes y de remediación	Entrevistas a especialistas	Capítulo 3.3.
			Control y fiscalización ambiental	Variación en prioridad que los gobiernos provinciales otorgan al control ambiental	Entrevistas a especialistas, Encuesta a personas clave y Caso Repsol	Capítulo 3.4.

Fuente: Elaboración propia

Capítulo 4: Análisis de los Resultados de los Instrumentos de Recolección de Datos

4.1 Análisis de datos recogidos mediante entrevistas a expertos

4.1.1 Entrevista a Daniel Ignacio Coria

Para contextualizar la primera entrevista, es importante señalar que Ignacio Daniel Coria es Licenciado en Química Industrial y Doctor en Ciencias Químicas, con especialización en recuperación de suelos contaminados y una maestría en Gestión Ambiental de la Empresa y Energías Renovables. Ha ocupado diversos cargos de gestión académica (decano, rector y vicerrector académico) en la Universidad del Centro Educativo Latinoamericano (UCEL, Rosario) y actualmente se desempeña como Secretario de Investigación, docente e investigador, además de codirigir un doctorado en Economía Circular y Producción Sustentable. Desde 2004 trabaja también como auditor ambiental en el sector privado, lo que le otorga una mirada articulada entre el mundo académico, la gestión institucional y la práctica profesional en evaluación y gestión de impactos ambientales.

En primer lugar, Coria realiza una aclaración conceptual clave para la tesis: señala que “industria hidrocarburífera” no es un bloque homogéneo, sino un conjunto de etapas diferenciadas: exploración, perforación, producción y distribución. Cada una con impactos ambientales específicos. Él explica que la prospección implica estudios geológicos y geofísicos en áreas no exploradas; la perforación aparece cuando ya hay evidencia de hidrocarburos y supone el uso de equipos de alta complejidad y fluidos de perforación; la producción se vincula con la extracción de gas y petróleo y su envío a plantas o destinos intermedios; y, finalmente, la distribución incluye refinerías, destilerías y estaciones de servicio. A partir de esta distinción, el

entrevistado subraya que no es correcto hablar de “impacto ambiental de la industria” como si fuera un único fenómeno, ya que cada etapa presenta riesgos y pasivos de naturaleza distinta.

En relación con la percepción pública del sector hidrocarburífero, Coria señala que, en términos generales, la población argentina tiende a asociar la expansión de la actividad principalmente con desarrollo económico, sobre todo en términos de energía disponible, empleo y actividad regional, mientras que no percibe con la misma claridad los costos ambientales y los pasivos que la actividad genera. Explica que esto se vincula tanto con la idea extendida de que, al ser un país de gran superficie, “si se arruina un poco no pasa nada”, como con un componente de desinterés social más que de ignorancia. Quien realmente se preocupa por la cuestión ambiental podría informarse, pero en muchos casos el tema “no importa lo suficiente” como para movilizar esa preocupación. Coria agrega que la falta de visibilidad de los pasivos, al tratarse muchas veces de contaminación de suelos o napas “enterradas”, y la ausencia de rédito político inmediato asociado a las tareas de remediación, contribuyen a que la sociedad no perciba, ni exija, con la misma intensidad la resolución de los daños ambientales en comparación con otros problemas más visibles.

Un segundo eje central de su aporte es la diferenciación entre políticas económicas e instrumentos de gestión ambiental. Coria remarca que los incentivos económicos a la producción hidrocarburífera, como beneficios fiscales o subsidios orientados a aumentar la extracción y evitar la salida de divisas, “corren por un carril separado” de las políticas ambientales. Desde su perspectiva, los programas que apuntan a incrementar la producción (por ejemplo, para sustituir importaciones de gas o reducir compras a Bolivia en el pasado) no incorporan de manera explícita exigencias ambientales adicionales, ni condicionan los beneficios económicos a estándares de remediación. Aclara, además, que en un país federal como Argentina, la gestión

ambiental de la actividad hidrocarburífera es competencia de las provincias, propietarias de los recursos, por lo que la calidad del control y la normativa varía de una jurisdicción a otra. Esto refuerza la idea de una desarticulación entre el diseño de incentivos económicos a nivel nacional y la aplicación de regulaciones ambientales a escala provincial.

En relación con la efectividad de la remediación, Coria es categórico y la califica como “muy baja”, en términos generales para todo el país, indicando que la remediación de pasivos ambientales no está plenamente incorporada como política sistemática. Relata que, en muchos casos, empresas que realizaron perforaciones o extracción dejaron pasivos sin recomponer al finalizar sus operaciones y que “nadie las obligó a remediar”. Menciona como contracara casos excepcionales, como el de San Patricio del Chañar (Neuquén), donde suelos contaminados fueron sometidos a procesos de biorremediación que luego permitieron el desarrollo de una bodega y la plantación de vides de buena calidad. Sin embargo, insiste en que estos ejemplos son la excepción y no la regla, reforzando la idea sobre la existencia de pasivos ambientales no remediados a pesar de su reconocimiento.

Otro aporte relevante de Coria es su explicación sobre las causas de la baja remediación. Desde su experiencia técnica, descarta que el problema sea la falta de tecnología. Afirma que existen equipos y procesos avanzados de remediación (particularmente para suelos contaminados), pero que la principal limitante es la económica. La remediación implica costos elevados, plazos largos (menciona que un proceso de saneamiento de suelos puede durar entre un año y un año y medio) y, en muchos casos, no genera beneficios visibles en el corto plazo para los decisores políticos. Coria incluso vincula esta cuestión con la lógica de los ciclos de gobierno: cuando un mandato está próximo a finalizar, es poco probable que se inicien obras de

remediación que serán “inauguradas” por la gestión siguiente, lo que desincentiva la ejecución de proyectos de largo plazo.

Finalmente, el entrevistado también se refiere a la heterogeneidad provincial en términos de regulación y fiscalización ambiental. Destaca el caso de Mendoza como ejemplo de provincia con legislación y controles ambientales más estrictos, en parte debido a su fuerte dependencia del recurso hídrico y de actividades como la vitivinicultura, lo que vuelve especialmente crítica cualquier contaminación de fuentes de agua. En contraste, menciona provincias del noroeste, como Salta, donde, si bien existe normativa formal, el problema radica en la falta de supervisión efectiva y en la insuficiente capacidad técnica y material de los organismos de control. Esta comparación refuerza otro punto donde la probabilidad de remediación y el nivel de control ambiental dependen tanto de factores económicos como de la capacidad institucional de cada jurisdicción, lo que genera un mapa desigual de protección ambiental frente a los pasivos de la industria hidrocarburífera.

4.1.2 Entrevista a Lucía Pujana

La segunda entrevista fue realizada a Lucía Pujana, profesional con sólida trayectoria en medio ambiente dentro de la industria hidrocarburífera. Pujana es Licenciada en Protección y Saneamiento Ambiental, con especialización en química ambiental y diagnóstico ambiental, y actualmente se desempeña como Gerente de Seguridad y Medio Ambiente en Tecpetrol para la Cuenca Golfo San Jorge, principalmente en la provincia de Chubut. Cuenta con más de quince años de experiencia en la empresa, antecedentes laborales en YPF y una participación activa en

el Instituto Argentino del Petróleo y del Gas (IAPG), donde ha colaborado en mesas de trabajo ambientales y elaboración de buenas prácticas y normas técnicas para la industria.

Desde el inicio de la conversación, Pujana subraya que la remediación de impactos ambientales ocupa un lugar destacado en el discurso empresarial y regulatorio del sector hidrocarburífero. Señala que se trata de una de las industrias “más reguladas del país”, especialmente en provincias como Chubut y Santa Cruz, donde existen normas ambientales específicas para la actividad petrolera. En su relato, aparece con fuerza la idea de que hoy “no se concibe una industria petrolera sin su remediación”. Todos los derrames, incluso de pequeñas magnitudes, deben registrarse y sanearse en plazos acotados, bajo riesgo de sanciones y multas. Esta perspectiva muestra que, al menos en el plano formal y operativo, la remediación está fuertemente internalizada como obligación técnica y legal, aunque la propia entrevistada distingue entre impactos directos muy visibles (como derrames) y otros indirectos que aún no están plenamente incorporados en la práctica y el discurso.

Al abordar la toma de decisiones sobre habilitación o expansión de proyectos, Pujana es enfática en reconocer que el factor que “siempre pesa” en la decisión final es el económico: inversión, costos de producción, rentabilidad y continuidad del negocio. Sin embargo, suaviza esta afirmación al remarcar que ningún proyecto de esta magnitud puede iniciarse sin contar con la autorización ambiental previa. En sus palabras, la decisión de avanzar con un desarrollo es económica, pero los “tiempos” y la posibilidad de ejecutarlo están fuertemente condicionados por los estudios de impacto ambiental y la aprobación de la autoridad de aplicación. Este doble movimiento reconoce que la lógica económica tiene un peso central, pero también muestra cómo el riesgo de clausuras, multas y costos por interrupción de proyectos hace que el cumplimiento ambiental sea estratégico, no solo normativo.

En relación con los incentivos económicos y la dinámica territorial, Pujana ofrece un ejemplo concreto al describir la situación de la provincia de Chubut frente al auge de Vaca Muerta. Explica que Chubut es hoy una cuenca más cara para producir, entre otras razones, por la menor disponibilidad de servicios especializados (como empresas de fractura hidráulica), la salida de grandes proveedores hacia Neuquén y las presiones sindicales que encarecen los costos laborales. Frente a este escenario, la provincia implementa incentivos (como reducción de regalías en áreas marginales o propuestas para aliviar la carga tributaria nacional) con el objetivo de sostener la producción y evitar la salida de empresas. Esto puede relacionarse con la dimensión económica al mostrar cómo los incentivos no solo buscan atraer inversiones nuevas, sino también retener actividad en cuencas maduras, reforzando la idea de que el Estado prioriza la continuidad de la producción por su impacto en regalías, empleo y divisas.

Uno de los aportes más contundentes de la entrevistada aparece al analizar los obstáculos para “remediar más y mejor”. Lejos de atribuir el problema únicamente a falta de voluntad empresarial, Pujana pone el foco en las trabas normativas y burocráticas y en la brecha entre regulaciones y realidad técnica en campo. Describe cómo, en ausencia de normas específicas de saneamiento de sitios contaminados, muchos procesos se encuadran bajo la lógica de “residuos peligrosos”, encareciendo significativamente las soluciones (por ejemplo, cuando el bombeo y tratamiento “in situ” de aguas contaminadas se ve impedido por normas que obligan a gestionarlas como residuos que deben ser transportados y tratados externamente). También critica la falta de conocimiento técnico de algunas autoridades y la existencia de marcos regulatorios “inaplicables o económicamente inviables”. Este diagnóstico refuerza que los costos de remediación no dependen solo de la tecnología disponible, sino también de cómo las normas definen y limitan su uso, afectando la viabilidad económica de sanear determinados pasivos.

Cuando se le pregunta por el comportamiento de las empresas frente a estas dificultades, Pujana distingue entre grandes operadoras. Las frecuentemente cotizantes en bolsa, con estándares de responsabilidad social corporativa y exposición a exigencias de financiamiento internacional, y empresas más pequeñas. Ella sostiene que, en el sector petrolero de hoy, las grandes compañías tienden a cumplir las obligaciones de remediación, no sólo por mandato legal, sino porque el costo reputacional, penal y financiero de no hacerlo puede ser muy alto. Las demoras, según su experiencia, se vinculan más con procesos de diagnóstico, búsqueda de proveedores, licitaciones y evaluación de costos que con una decisión explícita de “no remediar”. Esto último complejiza el tema principal del trabajo ya que puede verse que la priorización económica no se manifiesta necesariamente en un rechazo abierto a la remediación, sino en tiempos, secuencias y negociaciones donde el costo de sanear se pondera junto con otros factores del negocio.

La entrevistada también introduce un elemento central al referirse a la percepción social de la industria hidrocarburífera. En su opinión, la población suele asociar al sector principalmente con el impacto ambiental negativo, más que con los beneficios económicos (empleo, infraestructura, divisas). Pujana menciona que esto se relaciona, por un lado, con la alta visibilidad simbólica del petróleo (su color, su presencia en derrames) frente a otros contaminantes menos visibles pero más persistentes, y, por otro, con el hecho de que los ingresos generados por la actividad no siempre se traducen en mejoras palpables en la calidad de vida o en infraestructura para las comunidades locales. A su vez, señala que la falta de información y la escasa comunicación sobre los aspectos positivos refuerzan esta imagen negativa. Este punto identifica cómo la percepción social se construye en la intersección entre discursos, impactos visibles y usos (o mal usos) de la renta petrolera.

Finalmente, al pensar en cambios institucionales y normativos a futuro, Pujana enfatiza la necesidad de normas técnicamente realistas y económicamente viables, elaboradas en diálogo con profesionales ambientales de la industria, y de marcos regulatorios que reduzcan la burocracia, fomenten la competencia entre prestadores de servicios ambientales y se ajusten a los volúmenes y tiempos reales del sector hidrocarburífero. Plantea que mejorar los procesos de elaboración y aplicación de normas, consultando a quienes operan en territorio y evitando interferencias de intereses sectoriales ajenos a lo ambiental, podría permitir remediar más y a menor costo, potenciando soluciones sustentables que hoy quedan bloqueadas o encarecidas por el diseño regulatorio. Con estas reflexiones, la entrevista con Lucía Pujana aporta insumos centrales para el análisis de la tesis, al vincular costos de remediación, estructura normativa, incentivos económicos y percepción social, desde la mirada de una especialista que trabaja directamente en la interfaz entre operación hidrocarburífera y gestión ambiental.

4.1.3 Entrevista a Óscar Cretini

El tercer entrevistado fue Óscar Cretini, geólogo egresado de la Universidad de Buenos Aires, con una extensa trayectoria en la industria hidrocarburífera argentina. Inició su carrera en YPF estatal a comienzos de los años ochenta, trabajando en exploración en cuencas como Golfo San Jorge, Austral y Neuquina. Posteriormente realizó un máster en economía orientado a la cuestión ambiental en la Universidad de Belgrano y se vinculó al Banco Mundial en proyectos de sistemas de información geográfica (SIG) aplicados a recursos naturales. Más tarde ocupó cargos en la Secretaría de Minería, fue jefe de asesores en la Comisión de Energía y Combustibles del Senado, presidió la petrolera provincial de Chubut y se desempeñó como director de YPF y de

Energía Argentina (ENARSA). Actualmente se dedica a la docencia universitaria y a la consultoría en temas de transición energética y políticas de oil & gas.

Desde el inicio de la entrevista, Cretini plantea una idea central donde habla de que toda industria extractiva impacta y, por lo tanto, la dimensión ambiental no puede pensarse como algo accesorio, sino como un eje transversal en la toma de decisiones. Señala que el error típico es “hacer el negocio” y recién al final preguntarse “cómo molesta el tema ambiental”, cuando en la realidad debería incorporarse desde el momento uno, con previsión presupuestaria explícita para la remediación a lo largo de todo el ciclo del proyecto. Esta mirada refuerza la idea de que los costos de remediación son parte constitutiva del modelo económico de la industria y no un componente externo o posterior.

Respecto de la relación entre criterios económicos y ambientales en la expansión de proyectos hidrocarburíferos, Cretini sostiene que, en los esquemas de decisión de las compañías, el ambiente está presente en cada instancia, a través de equipos interdisciplinarios donde intervienen áreas técnicas, legales y financieras, hasta llegar al directorio. Sin embargo, reconoce que el criterio que “debería primar” es entender lo ambiental como transversal, lo cual sugiere que en la práctica no siempre se logra ese equilibrio y que el sesgo económico sigue siendo fuerte, sobre todo cuando se priorizan proyectos de mayor rentabilidad inmediata frente a un desarrollo más racional y armónico de los yacimientos.

Un aporte relevante de la entrevista es la explicación conceptual de la diferencia entre hidrocarburos convencionales y no convencionales, y de las técnicas asociadas (primaria, secundaria, métodos asistidos con polímeros, perforaciones horizontales y fractura hidráulica). Cretini detalla cómo cambia la lógica técnica al pasar de yacimientos convencionales, donde el

petróleo migra hacia rocas reservorio, a la explotación directa de la roca generadora en el caso no convencional, como Vaca Muerta, que requiere perforaciones más profundas, avances laterales de hasta 5.000 metros y operaciones de fracking en horizontes ubicados a más de 3.000 metros de profundidad. Respaldando la especificidad de los impactos y pasivos ambientales de la industria hidrocarburífera y ayudando a fundamentar por qué la remediación es más compleja y costosa en ciertos contextos.

En relación con los incentivos económicos y la política de precios, Cretini introduce la distinción entre import parity y export parity para el petróleo, y describe el esquema de precios diferenciados para el gas según segmento (residencial, industrial, generación). Explica que estas configuraciones buscan garantizar abastecimiento interno, manejar el saldo exportable y obtener divisas, en un contexto donde los precios internacionales de los hidrocarburos están fuertemente atravesados por factores geopolíticos. Si bien su intervención se concentra en aspectos de política energética y transición, estos elementos se vinculan en tanto muestran cómo las decisiones económicas (estructura de precios, exportaciones de GNL, inversión en infraestructura) condicionan la forma en que se gestiona el recurso y, por extensión, los pasivos que genera.

Uno de los pasajes más significativos para el eje de remediación de pasivos es la valoración que hace Cretini sobre el comportamiento de las grandes empresas que cotizan en bolsa. Según su experiencia, esas compañías, incluida YPF, “son muy cumplidoras de la normativa ambiental” y se hacen cargo de la remediación de los espacios explotados, no tanto “por bondad”, sino porque el incumplimiento afectaría directamente el valor de sus acciones y su reputación en los mercados internacionales. Esta afirmación aporta un matiz importante ya que si bien existe una priorización de lo económico, en el caso de grandes operadoras globales esa

misma lógica económica funciona como incentivo para cumplir con los estándares ambientales, al menos en términos formales y regulatorios.

Al analizar los obstáculos para una remediación “más y mejor”, Cretini no enfatiza tanto la falta de normativa, sino la ausencia de “previsión económica suficiente” para contratar las mejores soluciones técnicas. Señala que, cuando los presupuestos destinados a ambiente son limitados, las empresas pueden terminar recurriendo a proveedores más pequeños o con menor capacidad, lo que condiciona la calidad de las intervenciones. Aunque evita presentar esto como un incumplimiento generalizado, su respuesta fortifica la idea de que el nivel de remediación alcanzado está directamente vinculado a las decisiones económicas previas (cuánto se asigna al componente ambiental dentro del negocio).

Sobre las capacidades institucionales y el rol de las provincias, Cretini plantea que no se trata de “provincias buenas y malas” en términos de ambiente, sino de una fuerte desigualdad en la valorización y remuneración de los profesionales del sector público que deberían controlar la actividad. Destaca que la brecha entre lo que gana un gerente ambiental en una empresa multinacional y lo que percibe un técnico o funcionario ambiental en una provincia condiciona la calidad de la fiscalización y la continuidad de equipos especializados. Para él, este problema no es exclusivo de lo hidrocarburífero, sino de los “países periféricos” en general. Esto refuerza la idea de que, aunque existan normas y obligaciones de remediación, su efectividad depende de la capacidad real de los Estados provinciales para exigir las y monitorearlas.

Por último, en relación con la percepción social de la industria, Cretini describe un “doble discurso” en la sociedad argentina: por un lado, se reclama por la pobreza del país preguntando “cómo puede ser que tengamos Vaca Muerta y seamos pobres”; y por otro, se tiende a

sobredimensionar lo que puede aportar el yacimiento en el corto plazo, “gastando a cuenta”. A la vez, advierte contra las comparaciones simplistas con países como Noruega, subrayando diferencias históricas e institucionales. Esta reflexión muestra cómo la expectativa de beneficio económico (divisas futuras, “salida exportadora”) puede opacar una discusión más profunda sobre los impactos ambientales y la necesidad de gestionar adecuadamente los pasivos.

En conjunto, la entrevista con Óscar Cretini aporta una mirada fuertemente informada desde la experiencia técnica, empresarial y de política pública. Sus respuestas permiten enriquecer el análisis de la tesis en tres planos complementarios:

1. La lógica económica interna de las empresas (y cómo condiciona la remediación).
2. Las capacidades institucionales desiguales del Estado para controlar y exigir cumplimiento.
3. La percepción social de los hidrocarburos como “salida económica” que muchas veces invisibiliza la complejidad ambiental y temporal del problema de los pasivos.

Para poder continuar con nuestro análisis de las entrevistas, se elaboró una matriz comparativa (Figura 2), que organiza de manera sistemática las principales respuestas vinculadas a los indicadores seleccionados. Se adoptó un esquema tipo “semáforo”, en el que se emplean tres colores (verde, amarillo y rojo) para representar distintos niveles de coincidencia entre los entrevistados. El verde señala acuerdos claros, el amarillo indica coincidencias parciales o matizadas y el rojo da cuenta de posiciones divergentes. Este recurso facilita la identificación rápida de patrones comunes y diferencias en las percepciones de los entrevistados sobre el fenómeno estudiado.

Figura 2 - Cuadro comparativo de visiones

Indicadores	Daniel Ignacio Coria	Lucía Pujana	Óscar Cretini
Participación en la matriz energética	Hidrocarburos usados principalmente “con fines energéticos”, del salto en la producción de gas por Vaca Muerta y de cómo eso permitió dejar de importar y hasta exportar gas a Chile.	El petróleo y gas siguen siendo la principal fuente de energía.	Confirma la preponderancia del sector hidrocarburífero en la oferta energética nacional, enfatizando en el gas.
Relevancia macroeconómica del sector	Subraya el rol del sector en abastecer el mercado interno y generar excedentes exportables. A la vez que habla de la predominancia del beneficio económico.	Sostiene que el peso económico es la base de todo proyecto.	Sostiene que es una actividad clave para obtener divisas y recursos para el país.
Capacidad de generación de empleo		Habla de la alta demanda laboral asociada a la actividad.	
Peso de incentivos fiscales y subsidios	El mayor incentivo a la producción es obtener más hidrocarburos para evitar la fuga de	Habla de incentivos orientados a aumentar la producción, atraer empresas y sostener áreas marginales.	Explica esquemas de cómo se fijan los precios del petróleo y gas. Reconoce mecanismos económico-fiscales que incentivan la producción y la

	divisas por importaciones.		exportación.
Percepción de importancia de impactos sociales, calidad de vida y participación ciudadana	La población asocia la expansión hidrocarburífera con el desarrollo económico, pero no percibe con claridad los costos ambientales. Además explica: “Argentina es grande” y se piensa que “si se arruina un poquito no pasa nada”.	La población asocia más al sector con el impacto ambiental. Menciona planes de responsabilidad social y que “las empresas grandes están inmersas en la comunidad”.	Habla de un “doble discurso” ya que en momentos de crisis todos se acuerdan de la industria para salir adelante, pero al mismo tiempo el ambientalismo tiene “buena prensa” y la industria “mala prensa”. Enfatizando que la sociedad se alinea con el ambientalismo más por imagen, que por compromiso real.
Magnitud y persistencia temporal de pasivos ambientales identificados	Habla de muchos lugares en Argentina con pasivos ambientales que, con el paso de las gobernaciones, nadie se encarga de arreglarlo al no otorgar ningún beneficio electoral. Entiende que hay un nivel de remediación bajo a nivel general en el país.	Señala normas de registro de pasivos, pero no específicas de saneamientos de sitios. Explica que los costos de remediación son muy altos y que la burocracia y el desconocimiento técnico de las autoridades traban muchos procesos. La industria petrolera grande, en general, sí remedia porque los delitos ambientales no prescriben y está penado dejar una	Las empresas grandes que cotizan en bolsa son muy cumplidoras de la normativa porque, si no, se les cae el valor de la acción. Dice que el problema puede ser no prever suficiente presupuesto y terminar contratando empresas menos adecuadas, pero no describe un escenario de gran cantidad de pasivos sin remediar.

		contaminación sabiendo el riesgo.	
Registros y percepciones de episodios de contaminación	También habla de que la gente no sabe o no le importa mucho ese daño ambiental. Habla de episodios de contaminación muy concretos, de su persistencia y de la falta de remediación, y también de la baja percepción/interés social.	Explica que desde derrames muy chicos (litros) hasta más grandes se deben registrar todos, y que por encima de cierto volumen hay que avisar a la autoridad en pocas horas y sanear en un plazo (30 días), con multas si no se cumple. También comenta que las personas tienden a tener una percepción más negativa de lo que pueden ver fácilmente como un derrame.	Plantea que toda industria extractiva impacta y que hay que considerar accidentes como parte del análisis, antes de que ocurran. Él dice que el gas natural contamina menos que otras fuentes, marcando una percepción comparativa del impacto. Además, sigue sosteniendo el “doble discurso”.
Afectación de recursos hídricos, suelo y aire	Menciona que provincias como Mendoza tienen serios problemas hídricos y que contaminar las fuentes de agua sería un drama por su escasez. También, habla de remediación de suelos y aguas subterráneas y de la	Explica el tratamiento de suelo empetrolado y que, en la realidad, son volúmenes enormes de suelo contaminado que hay que mover y tratar. Señala que en zonas desérticas el impacto más grande es el movimiento de suelo y la remoción de	Afirma que “toda industria extractiva impacta” porque modifica el estatus quo del ambiente. Reconociendo el impacto de manera muy general.

	<p>necesidad de que esa obligación quede clara en los contratos.</p>	<p>vegetación, que genera focos de desertificación. Luego, menciona casos de contaminación de aguas subterráneas (ejemplo Ezeiza) y la necesidad de proteger los acuíferos. Finalmente, comenta que hoy las empresas miden emisiones de CO₂ y metano y diseñan planes de reducción.</p>	
<p>Cantidad y alcance de proyectos de remediación ejecutados</p>	<p>Afirma que cuando las empresas se van “dejan el pasivo ambiental y nadie les obliga a remediarlo”. Solo menciona casos excepcionales, como la bodega en San Patricio del Chañar, donde sí se hizo una remediación biológica de suelos contaminados.</p>	<p>Dice que hoy “no se concibe una industria petrolera sin su remediación” y que, si hay un derrame visible, la empresa está obligada a remediar. Pero al mismo tiempo afirma que “se podría remediar muchísimas más cosas” y que las normas, la burocracia, los costos y la falta de competencia entre empresas de servicios ambientales hacen que no se remedie todo lo que podría.</p>	<p>Plantea que el “fantasma” de que se llevan todo y dejan el agujero no es real para las empresas grandes y que existe “todo un sistema de remediación y recuperación del espacio” cuando se cierra un yacimiento o se sellan pozos.</p>

<p>Grado en que los costos de remediación se incorporan en decisiones económicas y regulatorias</p>	<p>Relata directamente que la principal limitante para aplicar tecnologías limpias o remediación avanzada es el costo. Señala que la remediación es muy cara, que se gastan millones de dólares en algo que “no ve nadie porque está enterrado”, y eso hace que muchos actores no quieran hacerlo. Explica que una remediación de suelo demora años, y que ningún gobierno quiere poner plata en algo que no va a inaugurar él, por lo que no se prioriza.</p>	<p>Dice que la gran traba son los costos y la viabilidad de lo que piden las normas. Muchas normas de saneamiento “no se aplican a la realidad” porque lo que exigen es muy caro o poco viable técnica/económicamente. Llega a decir que una norma, para existir de verdad, tiene que ser “económica y técnicamente viable, si no, no existe”.</p>	<p>Cuando habla de riesgos/accidentes, dice que en los proyectos se hace “previsión presupuestaria” justamente pensando en que pueden ocurrir incidentes ambientales. Explica que en las empresas petroleras la decisión pasa por varios niveles y que el tema ambiental entra como parte del análisis económico del proyecto, no como algo aparte. Al hablar de remediación, dice que a veces no se prevé todo el presupuesto que haría falta, y que eso termina en contratar empresas más baratas para remediar.</p>
<p>Nivel percibido de adopción de tecnologías menos contaminantes y de remediación</p>	<p>Cuando habla de “tecnologías limpias o procesos de remediación más avanzados”, responde: - Que los equipos y procesos avanzados existen y él mismo</p>	<p>Señala que hay tecnologías buenas que la autoridad no conoce, y por eso no las habilita. Luego, menciona tecnologías específicas de remediación: - Tratamiento de</p>	

	<p>los usa.</p> <ul style="list-style-type: none"> - Que se pueden hacer y se usan, pero son muy caros. 	<p>suelo empetroado (biopilas, movimiento de miles de m³, uso de cargadoras, etc.).</p> <ul style="list-style-type: none"> - Casos de contaminación de aguas subterráneas (ejemplo Ezeiza) y la posibilidad técnica de bombear el agua contaminada a una planta de tratamiento. 	
<p>Variación en prioridad que los gobiernos provinciales otorgan al control ambiental</p>	<p>Explica que la gestión ambiental es provincial y que cada provincia tiene una gestión ambiental diferente. Pone el caso de Mendoza, donde por la escasez de agua y la importancia de la vitivinicultura, los controles son “muy muy exhaustivos” y la normativa es muy estricta. Contrasta esto con provincias del noroeste (por ejemplo Salta), donde la normativa existe pero “no se cumple o no se hace cumplir” y no se supervisa adecuadamente por falta de personal</p>	<p>Dice que en todas las provincias con hidrocarburos la industria está “muy regulada”, y que es una de las industrias más reguladas del país, especialmente en Chubut y Santa Cruz, donde muchas normas ambientales son específicas para el sector petrolero. A la vez, marca que la legislación ambiental está influida por intereses sindicales y económicos, y pone el ejemplo de Santa Cruz como provincia “muy compleja” donde se impulsan obligaciones de saneamiento que,</p>	<p>Cuando le preguntan por diferencias de exigencia/fiscalización entre jurisdicciones, dice que las provincias con más “gimnasia” en explotación de recursos naturales suelen tener gente más preparada. Sin embargo, aclara que él no hablaría de “mejores y peores provincias”, sino de una gran desigualdad en cómo se valora y remunera al profesional ambiental del sector público. Lo vincula a un problema estructural de los países periféricos más que a</p>

	capacitado.	según ella, no siempre tienen justificación ambiental	una provincia puntual: el ambiente no siempre tiene el lugar que debería en la agenda pública, porque el rol ambiental en el Estado está mal pagado y poco jerarquizado.
--	-------------	---	--

Fuente: Elaboración propia

4.1.4 Análisis semántico de Osgood

Con el objetivo de profundizar en la forma en que los especialistas perciben el peso relativo de los factores económicos y las consideraciones ambientales en las decisiones sobre habilitación y expansión de proyectos hidrocarburíferos, se aplicó un análisis tipo diferencial semántico de Osgood. Esta técnica permite ubicar las opiniones en un continuo bipolar entre dos polos opuestos, en este caso: predominio de argumentos ambientales versus predominio de argumentos económicos. (Osgood, Suci y Tannenbaum, 1957).

A partir de las respuestas de las entrevistas en profundidad, se construyó una escala de cinco posiciones, codificada de -2 a +2, donde: -2 indica que "pesan en mayor medida los argumentos ambientales", -1 que "pesan un poco más los argumentos ambientales", 0 un "peso equilibrado" entre ambos tipos de factores, +1 que "pesan un poco más los argumentos económicos" y +2 que "pesan en mayor medida los argumentos económicos"

En la siguiente tabla se presenta la clasificación de las respuestas de los especialistas a partir de la escala de Osgood construida para esta investigación. A partir de las entrevistas en profundidad, se identificó cómo cada entrevistado describe el peso relativo de los beneficios económicos y las consideraciones ambientales en las decisiones sobre habilitación y expansión de proyectos hidrocarburíferos.

Figura 3 - Valoración Osgood de las entrevistas según el peso relativo de factores económicos y ambientales

Entrevistado	Percepción sobre qué pesa más en cuanto a beneficios económicos o consideraciones ambientales	Valor (-2 a +2)				
		-2	-1	0	1	2
Daniel Ignacio Coria	Predominan factores económicos, con piso regulatorio ambiental					X
Lucía Pujana	El factor económico "siempre pesa" más, aunque el ambiente fija límites				X	
Óscar Cretini	Se busca integrar el ambiente en el análisis económico, pero el sesgo sigue siendo económico				X	

Ambiental Económico

Fuente: Elaboración propia en base a respuestas de entrevistados expertos en el sector hidrocarburífero.

A continuación, se presenta una segunda tabla que retoma la misma escala de Osgood, pero poniendo el foco específicamente en el peso que los especialistas atribuyen a los factores económicos y ambientales en la toma de decisiones. Este cuadro resume, de manera aún más sintética, la ubicación de cada entrevistado en la escala, vinculando su valoración cualitativa con el valor numérico asignado (de -2 a +2) y reforzando la lectura comparativa entre casos.

Figura 4 - Peso asignado a los factores económicos y ambientales en las decisiones del sector hidrocarburífero según especialistas entrevistados.

Entrevistado	Peso que poseen los factores económicos y los ambientales	Valor				
		-2	-1	0	1	2
Daniel Ignacio Coria	Predominan factores económicos, con piso regulatorio ambiental					X
Lucía Pujana	El factor económico "siempre pesa" más, aunque el ambiente fija límites				X	
Óscar Cretini	Se busca integrar el ambiente en el análisis económico, pero el sesgo sigue siendo económico				X	

Bajo peso Alto Peso

Referencias

-2	Pesan en mayor medida los argumentos ambientales
-1	Pesan un poco más los argumentos ambientales
0	Peso equilibrado
1	Pesan un poco más los económicos
2	Pesan en mayor medida los económicos

Fuente: Elaboración propia

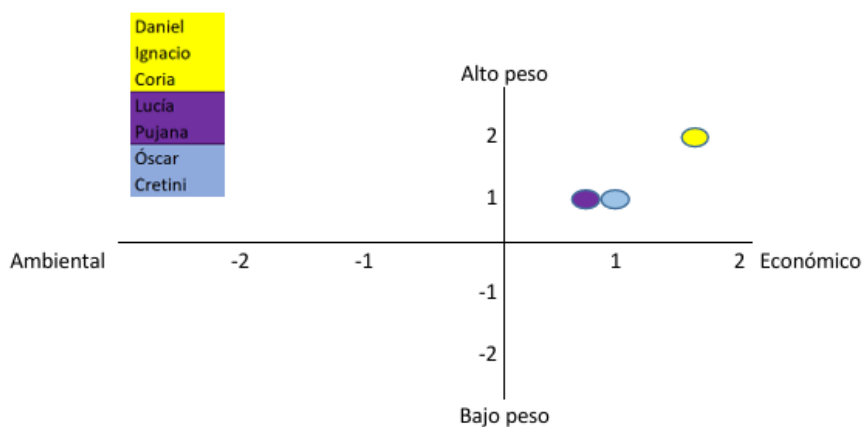
Sobre la base de esta escala, se clasificaron las percepciones de los tres especialistas consultados. En el caso de Daniel Ignacio Coria, se lo ubicó en el valor +2, al señalar que en la práctica predominan los factores económicos, aunque exista un piso regulatorio ambiental es

decir, reconoce la presencia de la normativa ambiental, pero entiende que las decisiones efectivas se orientan fundamentalmente por la lógica de inversión, empleo y divisas. En el caso de Lucía Pujana y Oscar Cretini, ambos se ubicaron en el valor +1, al sostener que si bien las consideraciones ambientales fijan ciertos límites y tienden a incorporarse al análisis, "el factor económico siempre pesa más" y el sesgo general de la toma de decisiones sigue siendo marcadamente económico.

Con el propósito de ofrecer una representación visual del posicionamiento de los entrevistados en el eje económico-ambiental, se elaboró la siguiente matriz de Osgood. En ella se dispone un plano cartesiano donde el eje horizontal refleja el continuo entre argumentos ambientales y económicos, mientras que el eje vertical sintetiza el nivel de peso o intensidad que dichos factores adquieren en la toma de decisiones (de bajo a alto).

Esta matriz permite observar gráficamente en qué cuadrante se ubican las percepciones de los especialistas: si se acercan más al polo ambiental o al económico y si ese predominio se expresa con mayor o menor intensidad. La ubicación de cada entrevistado en la matriz retoma los valores previamente asignados en la escala Osgood y los traduce en una lectura gráfica que complementa el análisis realizado.

Figura 5 - Matriz de Osgood: posicionamiento de las percepciones de los especialistas según peso e inclinación económica/ambiental



Fuente: Elaboración propia

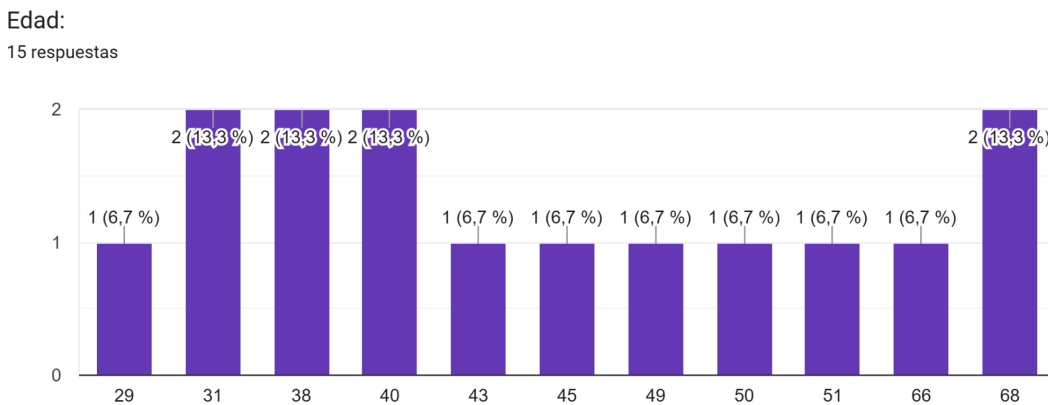
La tabla de valoración Osgood muestra que ninguno de los especialistas sitúan la práctica decisoria del sector en los polos ambientales de la escala -2, 0,-1; por el contrario, los tres se ubican en los valores positivos +1 y +2, es decir, del lado del predominio de los argumentos económicos. La ubicación de Coria en el valor +2 indica una percepción de fuerte prevalencia de los beneficios económicos en las decisiones sobre expansión e inversión, mientras que las posiciones de Pujana y Cretini en el valor +1 reflejan que, si bien reconocen la existencia de un marco ambiental que condiciona en algún grado los proyectos, en la práctica los criterios económicos tienen un peso ligeramente superior y suelen ser determinantes en la decisión final. En conjunto, el promedio de la escala se aproxima a un valor claramente positivo, lo que revela una tendencia nítida hacia el polo económico en la percepción de los especialistas.

4.2 Análisis de los resultados de la encuesta realizada a personas clave del sector hidrocarburífero

Para llevar adelante el trabajo de campo, se utilizó la herramienta de encuesta con el fin de relevar percepciones profesionales sobre la industria hidrocarburífera argentina, en particular respecto del peso de los factores económicos, la generación de pasivos ambientales y las prácticas de remediación. El cuestionario se diseñó en formato estructurado, combinando preguntas cerradas de opción única y escalas tipo Likert de 1 a 5, lo que permitió obtener respuestas comparables y cuantificables en torno a los ejes centrales de la investigación.

La encuesta fue respondida por 15 personas con formación y/o experiencia en campos vinculados al objeto de estudio, entre los que se destacan Ingeniería (petrolera, ambiental, industrial, energía), Ciencias Ambientales / Gestión Ambiental, Economía y Administración, Ciencias Sociales y Derecho Ambiental. Se trató de un muestreo intencional de carácter exploratorio, orientado a captar la mirada de profesionales que, desde distintas disciplinas, participan o analizan la actividad hidrocarburífera y sus impactos. Los resultados obtenidos no buscan ser estadísticamente representativos de la población general, sino aportar indicios y patrones de percepción que complementen el análisis cualitativo de las entrevistas y contribuyan a contrastar la hipótesis de trabajo.

Figura 6 - Recuento de Edad



Fuente de elaboración: Propia

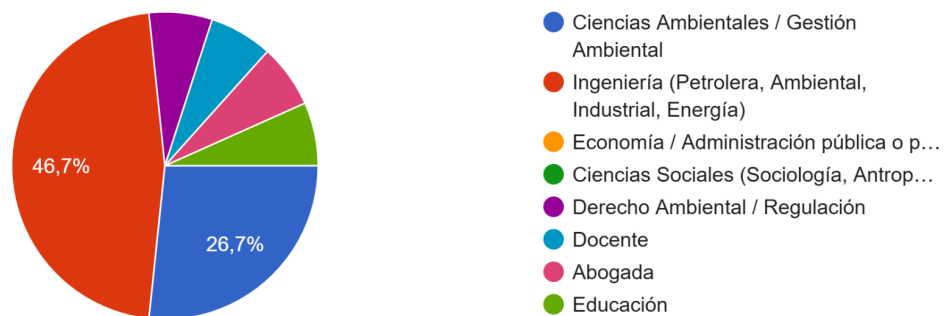
La distribución de edad de los encuestados es relativamente amplia, con respuestas que van de los 29 a los 68 años. No se observa una fuerte concentración en un solo tramo, aunque hay una ligera mayor presencia de personas en torno a la mediana edad (entre 30 y 50 años). Esto sugiere que el cuestionario fue respondido por participantes con diferentes momentos de trayectoria

profesional, combinando miradas más jóvenes con perspectivas de personas con amplia experiencia en el campo energético, ambiental o de políticas públicas.

Figura 7 - Recuento de áreas de desempeño profesional/académico

Área principal de desempeño profesional o académico:

15 respuestas

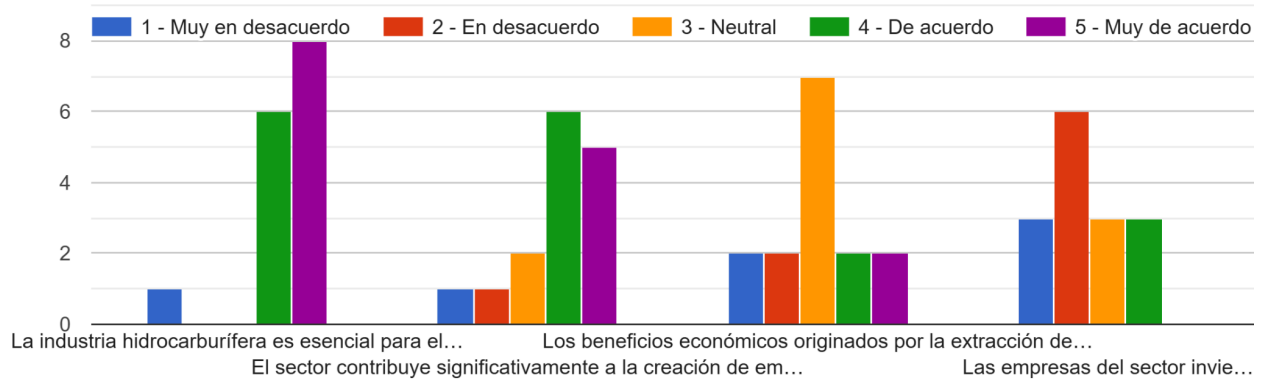


Fuente de elaboración: Propia

En cuanto al área de desempeño, la muestra se compone mayoritariamente de personas provenientes de Ingeniería (46,7%) y de Ciencias Ambientales/Gestión Ambiental (26,7%). El resto se distribuye entre Economía/Administración, Ciencias Sociales, Derecho Ambiental y algunas categorías que surgieron en la opción “Otro” (docencia, abogacía, educación). Este perfil muestra que la encuesta se orientó principalmente a perfiles técnicos y ambientales vinculados con el sector energético, complementados por miradas económico-administrativas y socio-jurídicas. Reforzando el carácter de muestra experta y profesional, no se trata de una representación estadística de la población general, sino de un recorte de especialistas que, desde distintas disciplinas, trabajan o reflexionan sobre la industria hidrocarburífera y sus impactos.

Figura 8 - Recuento de percepciones sobre el rol económico de la industria hidrocarburífera argentina, frente a las consideraciones ambientales

¿En qué medida está de acuerdo con las siguientes afirmaciones?



Fuente de elaboración: Propia

Primera afirmación: “La industria hidrocarburífera es esencial para el crecimiento económico argentino.”

En esta, la mayoría de los encuestados se ubica claramente entre las opciones “de acuerdo” y “muy de acuerdo” (93,3%), mientras que las posiciones de fuerte desacuerdo son minoritarias. Se reconoce el peso de la industria en el producto bruto y en la generación de divisas, aun cuando no sea el sector dominante de la economía, tema abordado en el Capítulo 1, subcapítulo 1.2.2. Este resultado confirma que, para los profesionales consultados, la industria hidrocarburífera ocupa un lugar estratégico en el crecimiento económico argentino, lo que ayuda a explicar por qué suele priorizarse en las agendas de política pública.

Segunda afirmación : “El sector contribuye significativamente a la creación de empleo directo formal.”

En este caso las respuestas aparecen más distribuidas: si bien hay un grupo importante que se declara de acuerdo con la afirmación (73,3%), también hay porcentajes relevantes en la opción neutral y, en menor medida, en el desacuerdo. Esta dispersión cobra sentido si se interpreta en términos territoriales, es decir, en regiones donde efectivamente hay actividad hidrocarburífera.

Tercera afirmación : “Los beneficios económicos originados por la extracción de hidrocarburos superan el costo que implica la remediación de los pasivos ambientales que los mismos generan.”

Frente a esta afirmación, una parte significativa de los encuestados se ubica entre el nivel 3 (neutral, 46,67%), mientras que el desacuerdo y acuerdo es minoritario (26,67% en ambos casos). Esto indica que la mayoría de los participantes considera que los beneficios económicos son, como mínimo, comparables o superiores al costo de remediar.

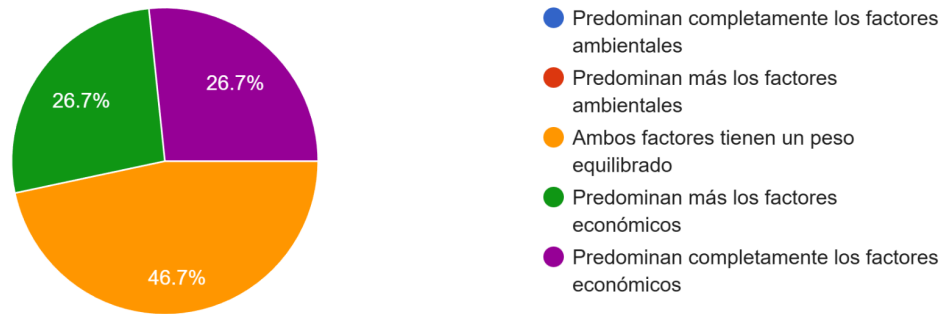
Cuarta afirmación : “Las empresas del sector invierten lo suficiente en medidas de remediación ambiental una vez terminado el proyecto.”

Aquí predomina el desacuerdo: la mayor parte de las respuestas se concentra en los valores 1 y 2 de la escala (muy en desacuerdo/en desacuerdo, 60%), mientras que el acuerdo es minoritario y prácticamente no hay “muy de acuerdo”. Se considera que la inversión en recomposición ambiental resulta insuficiente una vez concluidas las actividades productivas, respaldando la existencia de pasivos hidrocarburíferos no plenamente abordados.

Figura 9 - Distribución de percepción sobre el peso relativo de los factores económicos y ambientales en las decisiones del sector hidrocarburífero argentino

En su opinión, en las decisiones del sector hidrocarburífero argentino, ¿qué peso tienen los factores económicos frente a las consideraciones ambientales?

15 respuestas



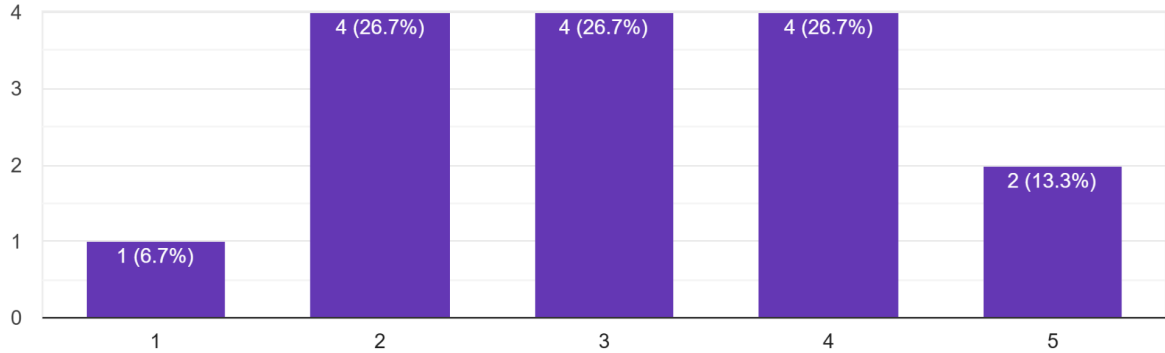
Fuente de elaboración: Propia

La predominancia económica sobresale (53,3%) frente a la predominancia ambiental, aunque un 46,7% piensa que ambos factores predominan. En conjunto, esto sugiere que, si bien una proporción importante percibe cierto balance formal entre economía y ambiente, existe un núcleo más grande que entiende que las decisiones del sector están fuertemente sesgadas hacia criterios económicos, y que prácticamente no se perciben escenarios donde las consideraciones ambientales dominen la orientación de las políticas y proyectos.

Figura 10 - Nivel de percepción sobre el impacto de los costos de remediación en la viabilidad económica de proyectos hidrocarburíferos

En qué medida cree que, en la práctica, los costos de remediación y los potenciales pasivos ambientales se incorporan explícitamente en los an... nuevos proyectos hidrocarburíferos en Argentina.

15 responses



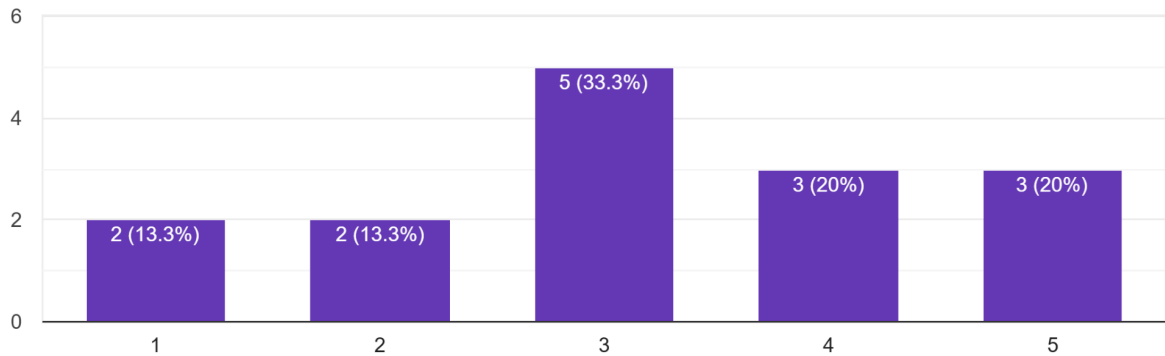
Fuente de elaboración: Propia

Las respuestas se distribuyen de forma relativamente equilibrada a lo largo de la escala. Los niveles 2, 3 y 4 concentran cada uno un 26,7% de las respuestas, mientras que el nivel 5 (se consideran de manera sistémica) alcanza el 13,3% y el nivel 1 (no se consideran en absoluto) el 6,7%. Esta dispersión indica que no existe una percepción unánime entre los encuestados: para un grupo importante, los costos de remediación y los pasivos ambientales se incorporan parcialmente, pero no de manera totalmente sistemática; para un segmento menor, directamente casi ni se considera que están plenamente integrados en análisis de viabilidad económica.

Figura 11 - Nivel de percepción sobre el carácter preventivo o reactivo de la remediación ambiental en el sector hidrocarburífero

En su experiencia, ¿hasta qué punto la remediación ambiental en el sector hidrocarburífero se planifica de manera preventiva (desde el diseño d...o solo de forma reactiva ante daños ya generados?)

15 respuestas



Fuente de elaboración: Propia

En esta pregunta, las respuestas se distribuyen a lo largo de toda la escala, aunque con una leve concentración en valores intermedios. Un 26,6% de los encuestados se ubica en niveles 1 y 2 (remediación mayormente reactiva), mientras que el 40% lo hace en niveles 4 y 5 (remediación más preventiva). La respuesta única más numerosa se concentra en el valor 3 (33,3%), lo que sugiere una visión matizada: para muchos profesionales, la remediación ambiental en el sector hidrocarburífero se incorpora parcialmente en la etapa de diseño, pero todavía persiste una lógica importante de respuesta a daños ya ocurridos, más que de prevención plena.

Figura 12 - Nivel de percepción sobre el impacto en inversiones frente a un endurecimiento de los controles ambientales

Si se endurecieran los estándares y controles ambientales en el sector hidrocarburífero, ¿cuál cree que sería el efecto más probable sobre las inversiones?

15 responses



Fuente de elaboración: Propia

La mayoría de las respuestas se concentran en posiciones intermedias. Un 40% considera que las inversiones se reducirían moderadamente, pero se mantendrían los proyectos clave, mientras que un 33,3% estima que no habría cambios significativos en el nivel de inversión. Solo una minoría prevé un incremento de la inversión asociado a una mayor previsibilidad y licencia social (20%) y las respuestas que anticipan una fuerte caída resultan marginales.

4.3 Estudio de Caso Documental: Pasivos Ambientales de Repsol-YPF en Argentina

El presente estudio de caso documental se centra en el manejo y la controversia generada por los pasivos ambientales en el sector de hidrocarburos argentino, tomando como eje central la expropiación parcial de Yacimientos Petrolíferos Fiscales (YPF) a la multinacional Repsol en 2012. Este análisis se realiza contrastando la dimensión de control y fiscalización ambiental con los desafíos de la transición de modelos de gestión estatal y la responsabilidad corporativa.

El contexto histórico de la industria hidrocarburífera argentina es fundamental para comprender la dimensión de control y fiscalización ambiental, especialmente en lo relativo a los pasivos ambientales generados por la gestión privada de YPF. Este contexto se divide en la larga etapa de control estatal, el posterior y drástico periodo de privatización y neoliberalismo, y la fase de acumulación de pasivos que culminó con la expropiación de 2012.

Desde el descubrimiento de petróleo en Comodoro Rivadavia en 1907 hasta finales de 1989, el sector petrolero en Argentina estuvo en gran medida controlado por el Estado, a través de Yacimientos Petrolíferos Fiscales (YPF). La empresa estatal dictaba las condiciones del mercado, incluyendo precios y cantidades, buscando mantener una política energética planificada a largo plazo y una estrategia racional de agotamiento del recurso durante 82 años. Sin embargo, el proceso que llevó a la privatización se gestó durante años. Ya durante la dictadura militar iniciada en 1976, YPF fue obligada a endeudarse en el exterior, haciendo crecer su deuda externa de USD \$372 millones en 1976 a USD \$6.000 millones en 1983, a pesar de que la empresa disponía de amplios recursos para su desarrollo. Este endeudamiento intencional formó parte de un proceso de "consenso para la privatización", donde la empresa fue hundida intencionalmente

para justificar su venta (Informe de investigación sobre las acciones de Repsol YPF en Argentina, st. p. 19)

La llegada al gobierno de Carlos Saul Menem en 1989 marcó la intensificación de las políticas neoliberales, en línea con los preceptos del Consenso de Washington. Este programa incluyó una desregulación drástica del sector hidrocarburífero mediante decretos que, a pesar de supuestamente reglamentar la Ley de Hidrocarburos N° 17.319, en realidad cambiaron completamente su sentido. El petróleo fue despojado de su importancia estratégica y se equiparó a una mercancía exportable (commodity).

El Estado se retiró del sector, abriendo paso al capital privado, predominantemente extranjero. En 1993, YPF fue privatizada. Una empresa española, se hizo con el control total de YPF en 1999, obteniendo el 97.5% de sus acciones, en un proceso que supuso la extranjerización de la mayor empresa de Argentina.

Tras la adquisición Repsol se consolidó como la mayor compañía privada energética en Latinoamérica en términos de activos, siendo que el 95% de sus reservas de hidrocarburos en 2005 provenían de la región.

Durante su gestión, la empresa fue acusada de aplicar una "política predatoria" priorizando la remisión de beneficios al exterior, con más de USD \$17 mil millones en 14 años, en lugar de invertir en mantenimiento y exploración de reservas (Azpiroz Manero, 2015, p. 38). La priorización de la ganancia generó un aumento considerable de los daños ambientales, lo que se ha relacionado directamente con la desinversión en materia de gestión ambiental.

Este periodo es crucial para la acumulación de pasivos ambientales. En la Cuenca Neuquina, por ejemplo, la problemática de la contaminación por hidrocarburos se remonta a los primeros años de la privatización ya que, en 1997 el Programa de Naciones Unidas para el Desarrollo (PNUD) realizó un informe que evaluó los impactos entre 1991 y 1997 confirmando un aumento considerable de los daños ambientales y una declaración de emergencia ambiental en el territorio provincial debido a derrames que contaminaron el Río Colorado. A pesar de las evidencias, el gobierno de Neuquén prorrogó la concesión de Loma de la Lata a YPF en 2000, 17 años antes de su vencimiento, sin tener en cuenta el informe del PNUD que detalla el valor económico de las remediaciones.

A inicios de la década de 2010. Argentina, que era el cuarto productor de petróleo en Sudamérica, enfrentaba una declinación en la producción y una creciente dependencia de las importaciones de energía. La urgencia por la autosuficiencia energética combinada con el descontento por la falta de inversión de Repsol creó el escenario perfecto para la intervención estatal.

Un factor clave que precipitó la expropiación fue el descubrimiento en 2011 del yacimiento no convencional de Vaca Muerta en la Cuenca Neuquina. Este activo de sustancial valor económico fue la principal razón detrás de la nacionalización de YPF, ya que 12.000 km de esta formación pertenecían a Repsol-YPF (Fernández González et al, 2019 p. 11). El 16 de abril de 2012, el gobierno argentino ordenó la intervención y envió un proyecto de ley al Congreso para expropiar el 51% de las acciones de Repsol (Azpiroz Manero, 2015)

La prensa argentina enmarcó este evento de manera diametralmente opuesta, reflejando dos narrativas antagónicas. La narrativa de periódicos como “La Nación” se centraron en una

mirada negativa, denominando la acción como "confiscación" (Azpiroz Manero 2015) y describiéndola como un acto "arbitrario" e "ilegal" (Azpiroz Manero, 2015). Narrativas como la de "Página 12" utilizaron una más positiva, empleando términos como "recuperación" y destacando el valor simbólico de la empresa para la "soberanía nacional" y la autonomía en la toma de decisiones (Azpiroz Manero, 2015).

El caso YPF-Repsol puso en relieve la problemática urgente de los pasivos ambientales generados por la industria hidrocarburífera en Argentina (Burucua & Rodríguez López, 2015). Sin embargo, este no fue el foco principal sino que uno de los puntos más conflictivos de la expropiación fue la discusión sobre si la compensación a Repsol debía incluir o descontar el costo de los pasivos ambientales que la empresa dejó en el país (Svampa et al. 2014).

El gobierno argentino, al justificar la expropiación, sostuvo que el daño ambiental causado por Repsol debería ser deducido del monto de compensación, en aplicación del principio de responsabilidad ambiental (Azpiroz Manero, 2015). De hecho, informes de prensa de 2012 citados por Svampa Viale y el Observatorio Petrolero Sur (2014) indican que el pasivo ambiental dejado por Repsol era superior al valor que la empresa exigía por YPF. A pesar de este argumento, el conflicto se volvió en 2014 mediante un Acuerdo de Solución Amigable, por el cual Argentina se comprometió a pagar USD \$5 mil millones a Repsol en compensación (Fernandez et al, 2019). Este acuerdo, al no incluir la deducción por los costos de saneamiento, fue criticado por conducir a la "impunidad ambiental" de la petrolera española (Observatorio Petrolero Sur, 2013, citado en Svampa et al., 2014).

Mientras que el debate público y político en torno a la expropiación de 2012 se centró mayormente en aspectos económicos, las cifras disponibles en informes oficiales, auditorías

técnicas y evaluaciones provinciales revelan la existencia de pasivos ambientales de enorme escala que permiten dimensionar de manera objetiva la profundidad del problema. La cuantificación de pozos abandonados, derrames recurrentes, piletas de lodos sin saneamiento, ductos inactivos y suelos contaminados aporta evidencia indispensable para evaluar el impacto de décadas de operaciones hidrocarburíferas.

La expropiación del 51% de YPF en manos de Repsol en 2012 reveló la magnitud del deterioro ambiental acumulado durante casi dos décadas de gestión privada y mostró cómo las prioridades económicas prevalecieron por encima de la reparación del daño ambiental (Rodríguez López & Burucua, 2016). A continuación presentamos cuáles fueron las provincias en las que ejercía actividades Repsol.

Figura 13 - Provincias con actividad de Repsol-YPF (1999-2012)

Provincias con actividad de Repsol-YPF (1999-2012)
Neuquén (Cuenca Neuquina)
Mendoza (Cuyana + Neuquina)
Río Negro (Neuquina + Cañadón Asfalto)
La Pampa (Neuquina)
Chubut (Golfo San Jorge + Cañadón Asfalto)
Santa Cruz (Golfo San Jorge)
Tierra del Fuego (Cuenca Austral)
Buenos Aires (refinerías y terminales)
Jujuy (Cuenca Noroeste)
Salta (Cuenca Noroeste)
Tucumán (Cuenca Noroeste)
Formosa (Cuenca Noroeste)
San Juan (Cuenca Intermontana)
La Rioja (Cuenca Intermontana)

Nota: Basado en OPSUR (2006) y en "Repsol en América Latina" (Azpiroz Manero, 2015).

Entre 1999 y 2012, periodo en el cual Repsol controló YPF, se registraron miles de pasivos ambientales distribuidos principalmente en Santa Cruz, Neuquén, Chubut y Mendoza. Un informe independiente documentó que la empresa tenía 13.000 pozos inactivos, 8.000 pozos

abandonados, 1.700 piletas mal saneadas y más de 100.000 hectáreas afectadas solo en Santa Cruz (Observatorio Petrolero Sur, 2006). Asimismo, la provincia estimó su pasivo en USD 500 millones, mientras que proyecciones alternativas elevaron la cifra a USD 3.500 millones (OPSUR, 2006).

En el caso de Neuquén, el Programa de Naciones Unidas para el Desarrollo determinó que entre 1991 y 1997 los daños ambientales acumulados en tres yacimientos alcanzaban USD 545 millones, identificando contaminación de suelos, afectación de napas y pérdida de cobertura vegetal (PNUD, 1997).

Entre 2010 y 2011 se produjo el mayor deterioro ambiental registrado. Según el denominado "Informe Mosconi", YPF bajo gestión Repsol tuvo 4.500 derrames anuales, acumuló 1.764.000 m² de suelos contaminados y redujo el saneamiento del 12% al 3%, lo que evidenció la caída en las prácticas de remediación (Rodríguez López & Burucúa, 2015). La misma auditoría identificó 1426 pasivos ambientales entre actividades upstream y downstream.

En Mendoza, se registraron 524 pasivos ambientales, mientras que Chubut contabilizó 1.800 pozos abandonados y un pasivo de 200 millones de pesos (OPSUR, 2006).

Los organismos de control provinciales mostraron una capacidad limitada para prevenir y sancionar estos daños. La Subsecretaría de Ambiente de Neuquén registró 53 intimaciones, 21 incidentes mayores, 100 expedientes de infracción, y más de 176.283 metros de ductos inactivos sin abandono seguro (Subsecretaría de Ambiente de Neuquén, 2021). En el cuadro (Figura 14) podemos ver de manera resumida los pasivos ambientales que generó Repsol por provincia.

Figura 14 - Cuadro de pasivos ambientales por provincia

Cuadro de pasivos ambientales por provincia

Provincia	Tipo de pasivo	Datos cuantitativos
Santa Cruz	Pozos abandonados, suelos contaminados, piletas	13.000 pozos inactivos; 8.000 abandonados; 1.700 piletas mal saneadas; >100.000 ha dañadas; Pasivo estimado USD 500–3.500 M
Neuquén	Derrames, impacto en suelos/napa, ductos	USD 545 M en daños (PNUD); 176.283 m ductos inactivos; 21 incidentes mayores/año; 53 intimaciones
Chubut	Pozos abandonados	1.800 pozos abandonados; deuda ambiental 200 M ARS
Mendoza	Pasivos múltiples (piletas, derrames)	524 pasivos ambientales registrados

Fuente: Elaboración propia en base a informes Opsur (2006); PNUD (1997); Subsec. Ambiente Neuquén (2021); Inventario provincial, 2012 y Repsol AL (2015)

Durante la expropiación, el gobierno nacional afirmó públicamente que estos pasivos serían descontados de la indemnización a pagar a Repsol, como mencionamos anteriormente; sin embargo, el acuerdo final no incluyó obligaciones de remediación, y la cuestión ambiental quedó reducida a un argumento discursivo más que a un compromiso de reparación (Svampa y Viale, 2014). A pesar de que diversas estimaciones situaban el pasivo ambiental de Repsol en más de USD 6.000 millones, la solución estatal avanzó únicamente hacia la monetarización del daño, sin exigir remediación efectiva (Rodríguez Lopez & Burucúa, 2016).

El caso de la expropiación de YPF ilustra la tensión inherente entre la soberanía económica y la responsabilidad ambiental en el sector extractivo. Documentalmente, se comprueba que la cuestión de los pasivos ambientales fue un factor determinante en la justificación de la expropiación, pero fue marginada en el acuerdo final de compensación. Esto sugiere que, a pesar de la existencia de marcos regulatorios Como la Ley General del Ambiente y

la obligación de fiscalización impuesta por la Ley de Hidrocarburos, que hemos explicado anteriormente, la voluntad política de hacer efectiva la recomposición del daño ambiental colectivo puede verse comprometida por consideraciones de estabilidad económica y resoluciones de conflictos diplomáticos (Azpiroz Manero, 2015).

4.4 Triangulación de los instrumentos

Con el objetivo de profundizar la comprensión de la relación entre la centralidad económica de la industria hidrocarburífera, la generación de pasivos ambientales, la remediación y los mecanismos de control estatal, decidimos aplicar una estrategia metodológica de triangulación de instrumentos. Esta combinó entrevistas semiestructuradas a especialistas, una encuesta en línea dirigida a personas clave vinculadas al campo energético-ambiental y un estudio de caso documental sobre los pasivos ambientales de Repsol-YPF en Argentina. La articulación de estos tres dispositivos permitió abordar el objeto de estudio desde diferentes ángulos, reforzando la validez interna del trabajo y aportando una mirada integral sobre la problemática analizada en esta tesis.

Las entrevistas a especialistas aportaron una perspectiva cualitativa en profundidad, basada en trayectorias profesionales ligadas a la evaluación de impactos, la gestión ambiental y las políticas de petróleo y gas. A partir de estos testimonios fue posible desagregar la industria hidrocarburífera en sus distintas etapas identificar momentos críticos de generación de pasivos, reconocer las tensiones entre incentivos económicos y obligaciones de remediación y examinar las debilidades estructurales de los mecanismos de control y fiscalización. En el marco de esta tesis, las entrevistas no solo brindaron marcos interpretativos generales, sino que permitieron

reconstruir cómo se priorizan en la práctica los beneficios económicos frente a la reparación de los daños ambientales.

La encuesta estructurada, aplicada a personas con formación específica en temas energéticos, ambientales, económicos y de políticas públicas, proporcionó evidencia cuantitativa sobre la forma en que se valoran los factores económicos, sociales y ambientales en la evaluación de la industria hidrocarburífera. A través de escalas tipo Likert, el cuestionario permitió medir el grado de acuerdo con enunciados referidos al peso de los factores económicos en las decisiones de política energética, la relevancia atribuida a los pasivos ambientales y la percepción sobre la efectividad de los mecanismos de remediación y control estatal. En el análisis desarrollado en esta tesis, estos resultados se utilizaron para respaldar empíricamente la hipótesis de que los factores económicos tienden a ser priorizados, mostrando patrones de percepción que dialogan directamente con los argumentos expuestos por los especialistas y con la evidencia documental del caso Repsol-YPF.

El estudio de caso documental sobre los pasivos ambientales asociados a la gestión de Repsol YPF cumplió una función complementaria al ofrecer un anclaje empírico e histórico de las dinámicas analizadas. El examen de informes de organismos de control, documentación técnica y legal, normativa específica y literatura académica permitió reconstruir cómo se acumularon los pasivos durante la etapa de control privado, que controversias se produjeron entre la empresa y el Estado y de qué manera se resolvieron las responsabilidades por el daño ambiental. En el marco de la tesis, este caso opera como un ejemplo paradigmático de la tensión entre soberanía económica, compensación financiera y responsabilidad ambiental, y sirve como referencia concreta para interpretar tanto las percepciones recogidas en las entrevistas como las tendencias observadas en la encuesta.

La triangulación de estos tres instrumentos permitió, en primer lugar, identificar convergencias significativas: las entrevistas y la encuesta coincidieron en señalar la fuerte centralidad económica de la industria frente a las consideraciones ambientales, así como la percepción de debilidades en los mecanismos de control y fiscalización. A su vez, el caso Repsol-YPF ilustró de manera documentada cómo esas debilidades pueden traducirse en acumulación de pasivos no remediados y en acuerdos que priorizan la estabilidad económica por sobre la recomposición ambiental. En segundo lugar, hizo posible detectar matices y tensiones: mientras ciertos especialistas enfatizaron las capacidades técnicas disponibles para mejorar la gestión ambiental y la remediación, parte de las personas encuestadas subrayó la distancia entre el diseño normativo y su implementación efectiva, reforzando la idea de una brecha entre la teoría y la práctica.

En síntesis, la estrategia de triangulación de instrumentos no solo integró datos cualitativos y cuantitativos con evidencia documental, sino que también permitió poner a prueba y matizar la idea central de la tesis que en la industria hidrocarburífera argentina los beneficios económicos tienden a ser priorizados frente a la remediación de los pasivos ambientales y al control estatal efectivo. El cruce sistemático entre entrevistas, encuesta y estudio de caso contribuyó a construir un análisis más robusto y contextualizado, mostrando que la priorización económica no es solo un discurso, sino que se expresa en percepciones profesionales, en decisiones de política y en trayectorias concretas de acumulación de pasivos ambientales.

CONCLUSIÓN

La investigación realizada permitió comprender de manera articulada cómo se entrelazan la centralidad económica de la industria hidrocarburífera argentina, la persistencia de pasivos ambientales y las tensiones político institucionales que atraviesan su gestión. A partir del análisis del contexto energético nacional, del recorrido histórico por el proceso de privatización y expropiación parcial de YPF, del estudio de caso sobre Repsol y de la revisión de marcos normativos y experiencias de remediación, se corroboró que el sector hidrocarburífero se ha consolidado como un pilar estratégico del modelo de desarrollo argentino, al mismo tiempo que ha generado una deuda ecológica acumulada cuya resolución sigue siendo parcial, fragmentaria y, en muchos casos, postergada.

El trabajo mostró que la expansión del sector, especialmente a partir del desarrollo de hidrocarburos no convencionales, se apoya en un conjunto de políticas públicas orientadas a atraer inversiones y garantizar la seguridad de abastecimiento energético. La Ley de Hidrocarburos y sus reformas, los regímenes de incentivos fiscales y otras herramientas similares han contribuido a dinamizar economías regionales, fortalecer la generación de divisas y consolidar enclaves productivos de alto impacto.

En paralelo, la investigación evidenció que la gestión de los impactos ambientales no ha acompañado con la misma intensidad este proceso de expansión. La acumulación de pasivos hidrocarburíferos, pozos abandonados, piletas mal saneadas, suelos y aguas contaminadas, instalaciones en desuso surge como resultado de décadas de explotación en las que el cierre ordenado de los sitios y la remediación integral no ocuparon un lugar central en la regulación ni

en la fiscalización. El caso YPF Repsol, en particular, mostró cómo una gestión orientada a la maximización de beneficios y la remisión de utilidades al exterior se tradujo en la multiplicación de pasivos, al mismo tiempo que el conflicto por la expropiación terminó resolviéndose con énfasis en la compensación económica y sin una exigencia proporcional de recomposición ambiental.

En este marco, el trabajo de campo permitió incorporar la voz de actores con trayectoria técnica y profesional en el sector, así como de personas vinculadas a la energía, las políticas públicas y la gestión ambiental. La aplicación del diferencial semántico de Osgood a las entrevistas mostró que las percepciones de los especialistas se ubican de manera clara hacia el polo económico de la escala: las decisiones sobre habilitación, expansión e inversión se perciben orientadas predominantemente por criterios de rentabilidad, empleo y divisas, aun cuando se reconozca la existencia de un piso regulatorio ambiental. Esta evidencia empírica refuerza la hipótesis de que los factores económicos tienden a ser priorizados frente a los impactos ambientales no remediados y que la normativa opera, en muchos casos, como límite mínimo antes que como guía efectiva de actuación.

El análisis del entramado normativo e institucional sugiere una paradoja central sobre el papel, Argentina cuenta con un marco jurídico robusto con la Ley General del Ambiente, Ley de Residuos Peligrosos, Ley de Hidrocarburos, regulaciones específicas y normas provinciales que incorpora principios como prevención, precaución y recomposición. En la práctica, sin embargo, la implementación de estos principios se ve limitada por la fragmentación de competencias, la superposición de funciones entre organismos promotores y fiscalizadores, las debilidades de transparencia y acceso a la información y la preeminencia de objetivos ligados a la producción y al abastecimiento energético. Esta combinación configura lo que se describe como un escenario

de impunidad ambiental estructural, en el que los pasivos tienden a acumularse y, con frecuencia, terminan siendo absorbidos por el Estado y las comunidades locales.

En conjunto, los hallazgos permiten concluir que la tensión que atraviesa la industria hidrocarburífera argentina no puede reducirse a un contraste abstracto entre economía y ambiente, sino que se expresa en la forma concreta en que se toman decisiones, se distribuyen costos y beneficios y se definen las prioridades estatales en contextos de restricción externa y necesidad de divisas. La priorización de la estabilidad macroeconómica, la captación de inversiones y el incremento de exportaciones ha tendido a postergar, subordinar o fragmentar las políticas de remediación, control y fiscalización

En esta investigación se presentan tres limitaciones principales que deben considerarse al interpretar los resultados. En primer lugar, se identifica una limitación estructural vinculada a la ausencia de un inventario nacional actualizado de pasivos ambientales hidrocarburíferos. La falta de información oficial sistematizada sobre la cantidad, localización y estado de los pasivos dificulta realizar un diagnóstico preciso y obliga a apoyarse en estudios previos, documentos sectoriales y casos aislados. Esto ocurre también con respecto a la limitación geográfica, en la que recurrimos a estudios previos, ya que no es posible recolectar información característica y oportuna de cada provincia debido a la magnitud del país.

Por último, la investigación enfrenta una limitación vinculada al acceso a actores sociales, ya que no fue posible entrevistar de forma directa a comunidades locales o poblaciones afectadas por los impactos ambientales. En su lugar, se trabajó con personas clave vinculadas al sector como especialistas profesionales e integrantes de instituciones.

Finalmente, la investigación abre líneas claras para la agenda futura. En términos de política pública, aparece como urgente avanzar en un inventario nacional de pasivos hidrocarburíferos, fortalecer los mecanismos de fiscalización independientes, vincular los regímenes de incentivos económicos a metas verificables de remediación y transparencia, e incorporar de manera más sustantiva la participación social en la toma de decisiones. Desde el plano académico, sería pertinente profundizar los estudios comparados entre cuencas, ampliar el trabajo empírico con comunidades afectadas y evaluar en mayor detalle el impacto real de las tecnologías consideradas "más limpias" en la reducción de riesgos y pasivos.

En síntesis, la investigación muestra que la centralidad económica de la industria hidrocarburífera en Argentina se ha construido sobre una base de pasivos ambientales acumulados y de institucionalidad débil para su gestión, lo que limita las posibilidades de avanzar hacia un modelo de desarrollo verdaderamente sostenible. Reconocer esta tensión, documentarla y hacer visibles sus consecuencias constituye un paso necesario para repensar la relación entre energía, ambiente y política pública, y para abrir el debate sobre alternativas que concilien, de manera más justa, las necesidades económicas con la protección de los territorios y de las generaciones presentes y futuras.

BIBLIOGRAFÍA

Ander-Egg, E. (1995). *Técnicas de investigación social* (24a ed.). Lumen.

Aneise, A. J. (2024, 8 de agosto). *Desafíos de Vaca Muerta en la era de la transición energética*. Fundar.

<https://fund.ar/publicacion/desafios-de-vaca-muerta-en-la-era-de-la-transicion-energetica/>

Aneise, A. J., Möhle, E., & Schteingart, D. (2024). *Emisiones de gases de efecto invernadero*. Argendata / Fundar. <https://argendata.fund.ar/topico/emisiones-de-gases-de-efecto-invernadero/>

Arceo, N., Bersten, L., & Wainer, A. (2022). *La evolución del sector de hidrocarburos. Potencialidades de la matriz energética argentina*. Fundar. <https://fund.ar/publicacion/la-evolucion-del-sector-de-hidrocarburos/> [Fundar](#)

Argentina. Congreso de la Nación. (1967). *Ley N.º 17.319: Régimen legal para la exploración y explotación de hidrocarburos*. Boletín Oficial de la República Argentina.

<https://www.argentina.gob.ar/normativa/nacional/ley-17319-16078>

Argentina. Congreso de la Nación. (1991). *Ley 24.051. Residuos peligrosos*. Boletín Oficial de la República Argentina, 17 de enero de 1992.

<https://servicios.infoleg.gob.ar/infolegInternet/anexos/0-4999/450/texact.htm> [Infoleg+1](#)

Argentina. Congreso de la Nación. (2002). *Ley 25.675. Ley General del Ambiente*. Boletín Oficial de la República Argentina, 26 de noviembre de 2002.

<https://www.argentina.gob.ar/normativa/nacional/ley-25675-79980/texto>

Argentina. Congreso de la Nación. (2006). *Ley N.º 26.154: Promoción del sector hidrocarburífero y marco regulatorio energético nacional*. Boletín Oficial de la República Argentina. <https://www.argentina.gob.ar/normativa/nacional/ley-26154-121566>

Argentina. Congreso de la Nación. (2014). *Ley 26.932. Ratificación del Convenio de Solución Amigable y Avenimiento de Expropiación entre la República Argentina y Repsol S.A.* Boletín Oficial de la República Argentina, 28 de abril de 2014.

Argentina. Congreso de la Nación. (2014). *Ley N.º 27.007: Modificación de la Ley de Hidrocarburos 17.319*. Boletín Oficial de la República Argentina.

<https://servicios.infoleg.gob.ar/infolegInternet/anexos/235000-239999/237401/norma.htm>

Argentina. Poder Ejecutivo Nacional. (1993). *Decreto 831/1993. Reglamentación de la Ley 24.051 de residuos peligrosos*. Boletín Oficial de la República Argentina, 3 de mayo de 1993. [Decreto 831/93 del 23/04/93.](#)

Argentina. Poder Ejecutivo Nacional. (2013). *Decreto N.º 929/2013: Régimen de Promoción de Inversión para la Explotación de Hidrocarburos*. Boletín Oficial de la República Argentina. <https://www.argentina.gob.ar/normativa/nacional/decreto-929-2013-217314>

Argentina. Poder Ejecutivo Nacional. (2020). *Decreto N.º 892/2020: Plan Gas.Ar – Programa de estímulo a la producción de gas natural argentino*. Boletín Oficial de la República Argentina. https://www.argentina.gob.ar/normativa/nacional/decreto-892-2020-344229?utm_source

Asociación Regional de Empresas del Sector Petróleo, Gas y Biocombustibles en Latinoamérica y el Caribe (ARPEL). (2016). *Oportunidades para el desarrollo de petróleo y gas no*

convencionales en América Latina y el Caribe.

https://www.iapg.org.ar/download/arpel_wp_no_convencionales.pdf

Azpiroz Manero, M. L. (2015). La expropiación de YPF a Repsol en la prensa española: Análisis de la construcción periodística de un conflicto internacional. *Revista CIDOB d'Afers Internacionals*, *111*, 101–124.

Bachiller, S. (2019). Extractivismo, producción y desafío de desigualdades en Argentina. *Revista Mexicana de Sociología*, *81*(3), 509–534. <https://doi.org/10.22201/iis.01882503p.2019.3.57919>

Banco Interamericano de Desarrollo. (2021). *Innovación y competitividad en cadenas de valor mineras y energéticas: el caso de Argentina*. BID.

<https://publications.iadb.org/publications/spanish/document/Innovacion-y-competitividad-en-cadenas-de-valor-mineras-el-caso-de-Argentina.pdf>

Basterra, N. I., & Báez, L. M. (2008). *Instrumentos de control y gestión ambiental*. Resistencia, Argentina: Universitaria, Universidad Nacional del Nordeste, Facultad de Ingeniería.

Blanco, G., & Keesler, D. (2022). *Transición energética en la Argentina: Construyendo alternativas*. Centro de Tecnologías Ambientales y Energía, Facultad de Ingeniería, Universidad Nacional del Centro de la Provincia de Buenos Aires; Fundación Ambiente y Recursos Naturales.

https://farn.org.ar/wp-content/uploads/2022/09/DOC_UNICEN_FINAL_compressed-1.pdf

CEPAL. (2023, 15 de abril). *Panorama de los recursos naturales en América Latina y el Caribe, 2023*. Santiago: CEPAL.

<https://repositorio.cepal.org/entities/publication/750bc08a-57fc-40eb-97b5-f98e823940e2>

CEPAL. (2024). Guía para priorizar y evaluar proyectos de remediación ambiental: gestión de pasivos mineros (LC/PUB.2024/19-P/Rev.1). Comisión Económica para América Latina y el Caribe. Recuperado de

<https://www.cepal.org/es/publicaciones/80793-guia-priorizar-evaluar-proyectos-remediacion-ambiental-gestion-pasivos-mineros>

De Vido, J., & Kicillof, A. (2012). *YPF. El Informe Mosconi*. Ministerio de Planificación Federal, Inversión Pública y Servicios / Ministerio de Economía y Finanzas Públicas.

Deloitte. (2025). *Argentina oil and gas sector: Vaca Muerta shale can drive near-term growth and fuel medium-term opportunities*. Recuperado de

<https://www.deloitte.com/us/en/insights/topics/economy/americas/vaca-muerta-argentina-energy-sector-boom.html>

educ.ar – Fundación YPF. (s. f.). Energías de mi país. Ministerio de Educación de la Nación. (citado en Morales, 2021).

EIA. (2018). Natural gas explained. U.S. Energy Information Administration.

<https://www.eia.gov/energyexplained/natural-gas/>

EITI Argentina. (s.f.). *EITI: de la A a la Z. Glosario para la Iniciativa de Transparencia de las Industrias Extractivas en Argentina*.

https://www.argentina.gob.ar/sites/default/files/sspe_cadena_de_valor_hidrocarburos.pdf

Escenarios Energéticos 2030. (2017). *Escenarios energéticos 2030*

http://www.energia.gob.ar/contenidos/archivos/Reorganizacion/planeamiento/2019-11-14_SsPE-SGE_Documento_Escenarios_Energeticos_2030_ed2019_pub.pdf

Extractive Industries Transparency Initiative. (2019). *El Estándar EITI 2019: El estándar global para la buena gobernanza del petróleo, gas y recursos minerales* (Ed. 1). Secretariado Internacional EITI.

Fernández González, R., Arce Fariña, M. E., & Garza Gil, M. D. (2019). Resolving conflict between parties and consequences for foreign direct investment: The Repsol–YPF case in Argentina. *Sustainability*, 11(21), 6012. <https://doi.org/10.3390/su11216012>

Forni, L. (2021). Implicaciones de la producción de shale oil & gas en las áreas de las cuencas hidrográficas de Vaca Muerta, Argentina. Stockholm Environment Institute.

<https://www.sei.org/publications/implicaciones-de-la-produccion-de-shale-oil-gas-en-las-areas-d-e-las-cuencas-hidrograficas-de-vaca-muerta-argentina/>

Giani, G. (2013). Desarrollo de fracturadores nacionales : fracturadores para la explotación de hidrocarburos no convencionales. [Tesis de maestría, Universidad de San Andrés]. Repositorio UdeSA. <https://repositorio.udesa.edu.ar/items/0cf70f9f-648c-49a6-8a4e-ac4036365d3b>

Gobierno de la República Argentina. (s. f.). *Plan de Promoción de la Producción del Gas Natural Argentino – Esquema de Oferta y Demanda 2020-2024 (Decreto N.º 892/2020)*. Boletín Oficial de la República Argentina. Recuperado de <https://www.boletinoficial.gob.ar/detalleAviso/primera/275008/20221104>

Gobierno de Mendoza. (2023). *Mendoza ya dio tratamiento al 98,5 % de los pasivos petroleros*.
<https://www.mendoza.gov.ar/prensa/mendoza-ya-dio-tratamiento-al-985-de-los-pasivos-petroleros/>

Hernández Sampieri, R., Fernández Collado, C., & Baptista Lucio, M. P. (2014). *Metodología de la investigación* (6a ed.). McGraw-Hill.

Hirschman, A. O. (1958). *The Strategy of Economic Development*. Yale University Press.

<https://farn.org.ar/publicaciones/efectos-impactos-y-riesgos-socioambientales-del-megaproyecto-vaca-muerta/>

International Energy Agency. (2018). World energy outlook 2018. IEA.

<https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2018>

Ley 25.675. Ley General del Ambiente. (27 de noviembre de 2002). Boletín Oficial de la República Argentina.

servicios.infoleg.gob.ar/infolegInternet/anexos/75000-79999/79980/norma.htm

Lisa, M., & Zeballos, D. (2006). *Aportes para la gestión ambiental local*. Fundación Konrad Adenauer; Asociación Civil de Estudios Populares.

López, D. R. (2015). *Pasivos ambientales e hidrocarburos en Argentina: análisis de casos y marcos jurídicos para un debate urgente*. Business & Human Rights Resource Centre.

<https://media.business-humanrights.org/media/documents/files/documents/Libro-Pasivos-Ambientales-web.pdf>

Lucero, M. P. (2024). Fracking, extractivismo y políticas públicas en Argentina. Un estado de la cuestión. *Letras Verdes. Revista Latinoamericana de Estudios Socioambientales*, 35, 27–44.

<https://doi.org/10.17141/letrasverdes.35.2024.6013>

Machado Aráoz, H. (2016). La ausencia de capacidad y voluntad de control por el estado. *Pulso Ambiental*, 6, 18-20.

Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible de la Nación. (2020). Informe del Estado del Ambiente 2020. Capítulo 11: Energía.

https://www.argentina.gob.ar/sites/default/files/11-energia_iaa_2020.pdf

Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible. (2023). *Programa para la Gestión de Sitios Contaminados* (PROSICO).

<https://www.argentina.gob.ar/interior/ambiente/control/sitios-contaminados>

Morales, M. (2021). La cadena de valor hidrocarburífera en Argentina y el desafío de la sostenibilidad energética. Cuadernos de Investigación. Serie Administración, 3, 25–40.

<https://revele.uncoma.edu.ar/index.php/administracion/article/view/4503>

Observatorio Petrolero Sur. (2013). *El acuerdo con Repsol y la impunidad ambiental*.

Observatorio Petrolero Sur.

Observatorio Petrolero Sur. (2014, 18 de marzo). *La mega causa ambiental en la Cuenca Neuquina y la negociación con Repsol*. Observatorio Petrolero Sur.

Observatorio Petrolero Sur. (2024). *Atlas Ambiental de Vaca Muerta: Cartografías de lo oculto*.

OPSur. <https://opsur.org.ar/2024/09/15/atlas-ambiental-de-vaca-muerta-cartografias-de-lo-oculto/>

Osgood, C., E., Suci, G. J., J., Tannenbaum, P. H. (1976). *La medida del significado* (J. Seoane & J. Bernia, Trads.). Gredos. (Obra original publicada en 1957).

Padilla, C. (2008). Responsabilidad social empresarial: Maquillando el saqueo. En *Territorios y recursos naturales: el saqueo versus el buen vivir*. Denle Broederlijk.

Programa de las Naciones Unidas para el Desarrollo. (1997). *Emergencia Ambiental, Hidrocarburos, Compensación y Desarrollo Sustentable de la Provincia del Neuquén (Proyecto ARG/97/024)*. PNUD.

Programa de las Naciones Unidas para el Medio Ambiente. (2012). Global environment outlook 5 (GEO-5): Environment for the future we want. PNUMA.

<https://www.unep.org/resources/global-environment-outlook-5>

Programa de Vigilancia Social de las Empresas Transnacionales Petroleras. (s. f.). *Informe de investigación sobre las operaciones de Repsol YPF S.A. en Argentina (Reporte N.º 3)*. FOCO – Foro Ciudadano de Participación por la Justicia y los Derechos Humanos.

Radovich, V. S. (2019). *La regulación jurídica de los hidrocarburos en la República Argentina y su adecuación al derecho ambiental*. Consejo Nacional de Investigaciones Científicas y Técnicas (CONICET).

Riffo, L. N. (2016). Hidrocarburos, fracking y resistencias sociales: Un análisis social de las políticas hidrocarburíferas contemporáneas en Argentina desde la provincia de Neuquén. *Actual Marx Intervenciones*, 20, 71–94

Rodríguez López, D., & Burucúa, A. (2015). Pasivos ambientales e hidrocarburos en Argentina: Análisis de casos y marcos jurídicos para un debate urgente. Ediciones del Jinete Insomne.

Ruggiero, C., et al. (2017). [Datos de participación de fuentes en la generación eléctrica nacional, citados en Morales, 2021].

Sabino, C. (1992). *El proceso de investigación*. Panapo.

Scandizzo, H. (2018). Hidrocarburos y ambiente en la Argentina: Misceláneas de una relación problemática, de los pingüinos empetrolados al fracking. *Identidades*, 14, 138–153.

Scandizzo, H. (2018). *Impactos ambientales del fracking y la expansión petrolera en la Argentina*. En *Identidades* (Vol. 14, pp. 1-20). Universidad Nacional de Jujuy.

<https://iidentidadess.wordpress.com/wp-content/uploads/2018/08/07-identidades-14-8-2018.pdf>

Schweitzer, A. F., & Valiente, S. C. (2018). Extractivismo, megaminería, hidrocarburos en la Patagonia sur argentina. En M. Ramírez & S. Schmalz (Eds.), *¿Fin de la bonanza? Entradas, salidas y encrucijadas del extractivismo* (pp. 89–103).

Secretaría de Energía de la Nación. (2022). *Informe Estadístico Anual 2022 – sector energético*.

Ministerio de Economía de la Nación.

https://www.energia.gob.ar/contenidos/archivos/Reorganizacion/planeamiento/publicaciones/iea_2022.pdf
Informe Estadístico Anual 2022

Secretaría de Gobierno de Ambiente y Desarrollo Sustentable. (2021). *Programa para la gestión ambiental de sitios contaminados (PROSICO): Manual de gestión ambiental de sitios*

contaminados. Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible de la Nación.

Secretaría de Política Económica y Planificación del Desarrollo. (2016). *Hidrocarburos* (Informes de cadenas de valor, Año 1, N.º 6). Ministerio de Hacienda y Finanzas Públicas de la Nación. <https://cdi.mecon.gob.ar/bases/doc/mecon/icp/2016/6.pdf>

Sosa, E. (2021). *Efectos, impactos y riesgos socioambientales del megaproyecto Vaca Muerta*. Buenos Aires: FARN. Recuperado de

Subsecretaría de Ambiente, Secretaría de Desarrollo Territorial y Ambiente, Provincia del Neuquén. (2021). *Informe de gestión 2020–2021*. Gobierno de la Provincia del Neuquén. <https://ambiente.neuquen.gov.ar/wp-content/uploads/2021/06/INFORME-GESTION-2020-2021.pdf>

Svampa, M. (2019). *Las fronteras del neoextractivismo en América Latina: Conflictos socioambientales, giro ecoterritorial y nuevas dependencias*. CALAS.

Svampa, M., & Viale, E. (2014). *Maldesarrollo: La Argentina del extractivismo y el despojo*. Katz.

U.S. Energy Information Administration. (s. f.). Oil and petroleum products explained. EIA. <https://www.eia.gov/energyexplained/oil-and-petroleum-products/>

Yergin, D. (2011). *The quest: Energy, security, and the remaking of the modern world*. Penguin Press.

Zeballos, S. A. (2016). Información oficial: Tan contaminada como el agua. *Pulso Ambiental*, 6, 21.

ANEXOS

Anexo 1: Encuesta realizada a personas clave

Edad: *

Texto de respuesta corta

Área principal de desempeño profesional o académico: *

- Ciencias Ambientales / Gestión Ambiental
- Ingeniería (Petrolera, Ambiental, Industrial, Energía)
- Economía / Administración pública o privada
- Ciencias Sociales (Sociología, Antropología, Políticas Públicas)
- Derecho Ambiental / Regulación
- Otro: _____

¿En qué medida está de acuerdo con las siguientes afirmaciones? *

	1 - Muy en des...	2 - En desacuer...	3 - Neutral	4 - De acuerdo	5 - Muy de acu...
La industria hid...	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>
El sector contri...	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>
Los beneficios ...	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>
Las empresas ...	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>

En su opinión, en las decisiones del sector hidrocarburífero argentino, ¿qué peso tienen los factores económicos frente a las consideraciones ambientales? *

- Predominan completamente los factores ambientales
- Predominan más los factores ambientales
- Ambos factores tienen un peso equilibrado
- Predominan más los factores económicos
- Predominan completamente los factores económicos

En qué medida cree que, en la práctica, los costos de remediación y los potenciales pasivos ambientales se incorporan explícitamente en los análisis de viabilidad económica de nuevos proyectos hidrocarburíferos en Argentina. *

- | | | | | | | |
|------------------------------|-----------------------|-----------------------|-----------------------|-----------------------|-----------------------|-------------------------------------|
| | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | |
| No se consideran en absoluto | <input type="radio"/> | <input type="radio"/> | <input type="radio"/> | <input type="radio"/> | <input type="radio"/> | Se consideran de manera sistemática |

En su experiencia, ¿hasta qué punto la remediación ambiental en el sector hidrocarburífero se planifica de manera preventiva (desde el diseño del proyecto) y no solo de forma reactiva ante daños ya generados? *

- | | | | | | | |
|---------------------|-----------------------|-----------------------|-----------------------|-----------------------|-----------------------|-----------------------|
| | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | |
| Totalmente reactiva | <input type="radio"/> | <input type="radio"/> | <input type="radio"/> | <input type="radio"/> | <input type="radio"/> | Mayormente preventiva |

⋮

Si se endurecieran los estándares y controles ambientales en el sector hidrocarburífero, ¿cuál * cree que sería el efecto más probable sobre las inversiones?

- Se reducirían fuertemente las inversiones
- Se reducirían moderadamente, pero se mantendrían proyectos clave
- No habría cambios significativos en el nivel de inversión
- Podrían aumentar al brindar mayor previsibilidad y licencia social
- Prefiere no responder

Anexo 2: Entrevistas a especialistas

Preguntas realizadas para la primera entrevista:

1. Desde su experiencia, ¿cómo evalúa la relación entre las políticas económicas de incentivo a la producción hidrocarburífera y las obligaciones de gestión ambiental en Argentina?
2. ¿Cree que en la práctica las decisiones sobre expansión de la producción priorizan más los beneficios económicos o las consideraciones ambientales? ¿Por qué?
3. En términos de percepción pública, ¿cree que la población argentina asocia la expansión del sector hidrocarburífero con desarrollo económico o percibe con claridad los costos ambientales que genera?
4. ¿Qué nivel de efectividad observa en las políticas de remediación ambiental implementadas por empresas petroleras en yacimientos activos y pasivos?
5. Desde el punto de vista técnico, ¿cuáles son las principales limitaciones que enfrentan las empresas para aplicar tecnologías limpias o procesos de remediación más avanzados?

6. En general, ¿considera que los incentivos económicos que recibe el sector (como subsidios o beneficios fiscales) deberían estar más vinculados al cumplimiento de estándares ambientales? ¿Por qué?

7. En su opinión, ¿qué mecanismos institucionales o normativos podrían mejorar el equilibrio entre crecimiento económico y sostenibilidad ambiental en la industria hidrocarburífera argentina?

Entrevista a Daniel Ignacio Coria

CV adjunto:

Ignacio Daniel Coria es Licenciado en Química Industrial por la Universidad Católica Argentina, Doctor en Ciencias Químicas por la Universidad Nacional de Educación a Distancia (España), Especialista en Recuperación de suelos contaminados por la Universitat Politècnica de Catalunya y Magíster en Gestión Ambiental de la Empresa y Energías Renovables por la Universidad de Alcalá de Henares. Dirige el posgrado “Especialización en Gestión Ambiental”, de la Universidad del Centro Educativo Latinoamericano (UCEL, Rosario), institución en la que se desempeñó como Decano de la Facultad de Química (2008-2015), Rector (2015-2019) y Vicerrector Académico (2019-2023). Actualmente es Secretario de Investigación, Investigador y docente universitario en asignaturas de posgrado, dicta cursos de capacitación y conferencias vinculadas con su especialidad. Desde 2023 se desempeña como Codirector del Doctorado en Economía Circular y Producción Sustentable, carrera conjunta entre UCEL, UFLO y UCP. Además, es Auditor Ambiental de la Compañía de Seguros La Segunda (Rosario) desde 2004.

Daniel – Hola buenas tardes

Alenka y Giuliano — Buenas tardes. ¿Todo bien?

Daniel — ¿Qué tal? ¿Cómo están?

Giuliano — Todo bien, todo bien por suerte. Falta nuestra compañera Juana, pero va a venir en un rato, tuvo un problema con el subte, que no llegó. O sea, por ahora somos dos, pero en realidad somos tres.

Daniel — Bien, perfecto. Bueno, cuando ustedes quieran, empezamos.

Giuliano — Dale. Primero, más que nada para la tesis, necesitamos más contexto, como saber quién es usted, sus estudios, su experiencia.

Daniel — Bueno, si quieren les mando un breve CV a la dirección de Juana.

Giuliano — Dale, está bien, sí. Perfecto. Gracias.

Daniel — Un siete, ocho renglones, sí.

Giuliano — Sí, sí, está perfecto. ¿Empezamos con las preguntas?

Daniel — Cuando ustedes quieran. Yo, con respecto a las preguntas, que no tengo ningún inconveniente, quería hacer una aclaración porque a lo mejor ustedes no tienen claro a qué se llama producción hidrocarburífera. Si lo tienen claro, me dicen y no avanzo, pero este, creo que es bueno saber bien eso porque las respuestas van a estar en función de qué se entiende por industria hidrocarburífera.

Giuliano — Okay. Si querés explicarnos, dale.

Daniel — Es más de un paso, digamos, ¿no? Este, una primera etapa es la prospección, es decir, lo que hacen los geólogos, de averiguar si en un lugar existe la posibilidad de tener hidrocarburo,

¿no? Para eso se hace toda una tarea, este, que contempla, digamos, colocar explosivos a profundidad, saber si, este, se ha encontrado una arena especial que contiene los hidrocarburos. Esa tarea normalmente es de un equipo muy pequeño de gente que avanza en lugares donde no se ha explorado antes. Eso es lo que se llama exploración. El otro, una vez que se encontró que hay hidrocarburo, como que justifica hacer una tarea posterior, es la perforación. Es decir, perforar el pozo. Los pozos, no es uno solo. La otra es cuando ya sale el gas, siempre primero sale el gas y después el líquido. El gas y después el petróleo. Allí esa tarea de recolección y envío a distintos lugares se llama producción. Por eso es que producción, como dicen ustedes en el texto, no es solamente, digamos, extraer hidrocarburo. Es saber si hay, perforar para sacar, enviar a puerto o a alguna destilería para destilar y obtener subproductos. Y, en último lugar, estaría, digamos, todo lo que significa, la venta de esos subproductos, que puede ser una estación de servicio, puede ser, aceites lubricantes o, etcétera, etcétera. O sea, hay más de un paso. Todos esos pasos comprenden la industria hidrocarburífera, y el impacto ambiental que tiene cada uno es diferente. Entonces, el problema de englobar en "industria hidrocarburífera" como si fuera un solo lugar no es correcto, porque los impactos ambientales son diferentes. Ahora, si hablamos de toda la industria, va a tener sectores que son más contaminantes que otros. Entonces, hay que distinguir de qué estamos hablando. Exploración, perforación, producción y distribución, que es el último.

Giuliano — Okay

Daniel — Bueno. Entonces, si eso está aclarado, vamos con la primera pregunta.

Giuliano — Dale, ¿quierés decirla?

Alenka — Sí.

Daniel — Sí, sí, por favor. Te escucho, te escucho.

Alenka — Desde su experiencia, ¿cómo evalúa la relación entre las políticas económicas de incentivo a la producción hidrocarburífera y las obligaciones de gestión ambiental en Argentina?

Daniel — Bueno, otra aclaración.

Giuliano — Okay.

Daniel — Los hidrocarburos están siempre subterráneos, ¿no es cierto? Es decir, a profundidades que pueden ir desde 2,000 hasta 4,000 metros, más o menos. Depende del lugar, depende del yacimiento. Yacimiento se llama al lugar donde se encuentra el hidrocarburo. Acuérdense, siempre primero el gas y después el petróleo. La gestión ambiental no es nacional. O sea, yo no puedo poner "gestión ambiental en Argentina" porque cada provincia es dueña de sus propios hidrocarburos. Entonces, la gestión ambiental es provincial, no es del país Argentina.

Giuliano — Okay.

Daniel — Entonces, cada provincia tiene una gestión ambiental diferente. Por eso es que hago hincapié en eso, porque como Argentina es un país federal, cada provincia es dueña de sus propios hidrocarburos, ¿sí? Ahora, las políticas económicas de incentivo a la producción, si ustedes se refieren, acá quiero yo una aclaración de parte de ustedes. Cuando se habla de política económica de incentivos, estamos hablando de reducción de impuestos, ¿de qué estamos hablando?

Giuliano — Claro, de impuestos. O también de subsidios para lograr generar esta producción de hidrocarburífera que venimos hablando.

Alenka — Si es favorable o si no lo es, para ese lado.

Daniel — No, no escuché bien, perdóneme. No anda muy bien el micrófono tuyo, me parece, a ver.

Giuliano — Puede ser. Sí, sí, puede ser.

Alenka — Queremos, lo que tratamos de buscar es si usted lo encuentra un incentivo favorable o no.

Daniel — Incentivo de tipo económico, bien. Entonces, las políticas económicas de incentivos a la producción hidrocarburífera corre por un carril separado por completo de lo que son las políticas ambientales. No hay ninguna vinculación entre ambas cosas. No existe. Puede ser que haya incentivo a la producción, pero nunca en esos incentivos están contempladas las cuestiones ambientales, nunca. Las cuestiones ambientales son propias, como decía antes, de cada provincia y de qué tipo de gestión, qué tipo de normativa, de reglamentación, de leyes ambientales existen en cada provincia. No tiene que ver con los incentivos. O sea, no relacionen una cosa con la otra porque no tiene relación. Es decir, una provincia puede dar incentivos a la producción, pero tener una buena gestión ambiental, y otra puede tener incentivos, pero gestión ambiental muy poca. Entonces, está claro que hoy por hoy, si me preguntan hoy por hoy, el mayor incentivo a la producción está dado por obtener mayor cantidad de hidrocarburos, porque Argentina hasta hace unos años fue compradora de hidrocarburos en otros países, sobre todo gas a Bolivia, ¿no? Y, los incentivos se han dado para evitar esa fuga de divisas que es muy grande, fue muy grande, hoy no, pero fue muy grande, y, en esas cuestiones no están contemplados los temas ambientales. Además, ¿qué pasa? La Argentina como país compra gas, por ejemplo, compraba gas a Bolivia, ¿sí? Pero compra porque no tiene, porque no es suficiente la producción que tenía. Hoy eso se

ha, reemplazado en buena medida por el tema de Vaca Muerta. El yacimiento de Vaca Muerta. Pero, este, no tienen relación un tema con el otro. Entonces, no lo vinculen, porque las negociaciones para compra de hidrocarburos las hace el país, y las reglamentaciones ambientales la hace la provincia. Pueden coincidir o no. No, está en relación. Además, Argentina ha comprado gas líquido de petróleo, ¿no? Que venía en barcos y que hubo muchos problemas para que ese hidrocarburo pudiera llegar a puerto en Buenos Aires. Ese hidrocarburo líquido pasarlo a reservas de nuestro país, y los costos eran altísimos. Entonces, el mayor incentivo que hay hoy es la no compra de hidrocarburos en el exterior, ¿Por qué? Con fines energéticos, ¿no? Con fines, en alta medida, el uso de hidrocarburos para generar energía hizo que tuviéramos un aumento importante de deuda externa, ¿no? Para poder pagar ese esos hidrocarburos que evidentemente no se producían en Argentina. Hoy esa situación ha cambiado, sí. Pero las cuestiones ambientales van por otro lado. Cada provincia decide qué hacer.

Alenka — Dijo, "Hoy esa situación ha cambiado", ¿podría decir cómo cambió?

Daniel — Sí, porque ha aumentado muchísimo la producción de gas en Argentina, por el yacimiento de Vaca Muerta, que ya lo había comentado antes, y hoy estamos exportando gas a Chile, ¿sí? O sea no solamente no estamos comprando, sino que estamos vendiendo. Sobre todo, el gas, ¿no? El gas es, bueno, es fundamentalmente metano, y ese metano se usa se vende a Chile, porque ellos tienen una producción muy baja de hidrocarburos, prácticamente cero, y entonces deben comprar hidrocarburos a otros países. No le han comprado los chilenos a Bolivia, porque siempre ha habido conflictos, hasta conflictos bélicos ha habido entre Chile y Bolivia por cuestiones de la salida al mar. Así que, cuando Argentina puede vender, se lo compran a Argentina, pero hubo muchos años en que eso no pudo ocurrir porque Argentina no cubría sus propias necesidades, no podía salir a exportar.

Giuliano — Okay, gracias. ¿Seguimos con la segunda?

Daniel — Sí, sí, claro.

Giuliano — ¿Cree que en la práctica las decisiones sobre expansión de la producción priorizan más los beneficios económicos o las consideraciones ambientales? ¿Por qué?

Daniel — Los beneficios económicos están clarísimos y esos son los que lo que se prioriza, el beneficio económico. Pero eso no implica que no haya que hacer una adecuada. Hola, buenas tardes.

Juana — Hola, buenas tardes. ¿Cómo va?

Daniel — ¿Qué tal? ¿Cómo te va?

Juana — Bien, bien.

Daniel — Mis disculpas, porque hoy te confundí con una persona de otro doctorado y te respondí una cosa que no tenía nada que ver. Pero bueno. Son muchos alumnos.

Juana — Está bien, se entiende.

Daniel — Está bien. Entonces, lo que decía es que vamos con la pregunta dos, Juana.

Juana — Sí.

Daniel — Las decisiones sobre expansión de la producción priorizan los beneficios económicos? Sí, está clarísimo eso, se priorizan los beneficios económicos. Ahora, la provincia de donde se extraen esos hidrocarburos tiene que poner las normas ambientales, ¿sí? Por eso digo que no vinculen una cosa con la otra, porque en realidad, siempre va a haber que se va a querer sacar

más beneficio económico, eso es indudable, pero la cuestión está en que los límites los tiene que poner el Ministerio de Ambiente de cada provincia donde se extrae para evitar que en todos los procesos que dijimos antes de de empezar con la reunión, los procesos de la industria hidrocarburífera, ¿no? Exploración, perforación, producción, distribución, en todos esos casos haya cumplimiento de la normativa ambiental. Eso va por un carril separado. ¿Sí? Entonces, tienen que tener mucho cuidado con eso, pero que haya incremento a la producción, está perfecto. El tema es que eso no tiene que ser a costa del daño ambiental.

Giuliano — Y esos ministerios de cada provincia, supongo yo obviamente que hay provincias que se preocupan más por lo ambiental, o menos por lo ambiental.

Daniel — Sí, por supuesto.

Giuliano — ¿Puede dar ejemplo de alguna más y otra menos?

Daniel — Sí, una más es Mendoza. La provincia de Mendoza tiene una estructura, digamos, de legislación ambiental muy buena, muy importante, la ha usado siempre. Mendoza es una provincia que tiene graves problemas hídricos, es decir, tiene un gran faltante de agua. Por lo tanto, si se contaminan las fuentes donde está el agua, para la provincia es un drama. Sobre todo, porque la producción vitivinícola y otras dependen de que haya agua. Y en estos últimos años, donde cada vez nieva menos, hay menos agua. Entonces, los controles son muy muy exhaustivos. En Mendoza la mayor cantidad de producción está en la zona de Malargüe, en el sur de la provincia, y hay mucho control. Por supuesto que otras zonas de esa provincia tienen destilerías, ¿no? Destilerías de petróleo, como la de Luján de Cuyo, ¿sí? Y la normativa también es muy estricta. Las provincias que podríamos mencionar con menos control, tal vez sean las del noroeste del país, en Salta, por ejemplo. La normativa, muchas veces, existe, el problema es que

no se cumple o no se hace cumplir. Yo tengo acá la legislación por estuve haciendo trabajos en Salta, y la legislación es buena, pero el problema es que no se supervisa el cumplimiento de esa normativa.

Alenka — Muchas veces la fiscalización proviene del mismo lugar, por ejemplo, de las personas a cargo de hacer ese control. Que están a cargo del control, ¿también ahí puede haber un problema, una ambigüedad?

Daniel — Sí, lo que pasa es que cada provincia tiene que tener personal adecuado, con conocimientos para cumplir esos trabajos, y eso no siempre existe. No, siempre existe. Muchas veces no se cuenta con el material humano, y a veces que se cuenta con el material humano no se cuenta con material técnico para hacer supervisión. Me refiero a instrumentos de medición. Es un problema que está desde hace muchos años en nuestro país, en distintas provincias. Lo importante es que las provincias cumplan con las normativas y eso lo tiene que hacer cumplir los Ministerios de Medioambiente.

Giuliano — Okay. Gracias.

Juana — Si vamos a la pregunta tres, que dice, en términos de percepción política, pública, me equivoqué, percepción pública, ¿cree que la población argentina asocia la expansión del sector hidrocarburífero con desarrollo económico, o percibe con claridad los costos ambientales que este genera?

Daniel — Vamos por partes. Vamos por partes. En términos de percepción pública, ¿cree que la población argentina asocia la expansión del sector hidrocarburífero con desarrollo económico? Sí. La respuesta es sí. Pero, a continuación, a la mayoría de la población no percibe con

claridad los costos ambientales, ¿sí? Porque, en definitiva, el costo ambiental siempre se ha pensado en distintos lugares de Argentina que como es un país tan grande, si se arruina un poquito, no pasa nada. Eso no ocurre en otros países. No ocurre, porque cuando ustedes tienen poca superficie, mucha la población para poco suelo, etcétera, etcétera, los cuidados son mucho mayores y los cumplimientos deben ser mayores.

Juana — Y en base a esto.

Daniel — Sí, sí, te escucho, te escucho.

Juana — en base a esto, ¿usted cree que se debería como hacer alguna publicidad ambiental para que la gente sea mucho más consciente de la contaminación que hay? Porque yo no sé si es que la gente no quiere ser consciente o realmente no sabe.

Daniel — Bueno, no saber es una excelente forma de no cumplir. Es decir, en definitiva, a mí lo que me parece que ocurre en su gran mayoría es que no le importa, que es mucho peor que no saber. Porque si uno no sabe, pero le interesa el tema, va y lo averigua, lo lee, lo estudia, pregunta, como hacen ustedes. Pero, cuando no te importa, eso no va a ocurrir, lamentablemente. Hay muchos lugares de Argentina con pasivos ambientales, muchos. No todos por hidrocarburos, pero sí la gran mayoría. Y entonces, los pasivos ambientales quedan. Las gobernaciones de distintas provincias van pasando, pero nadie se encarga de arreglarlo. Y no se encargan en general porque tiene mucho costo y no les da beneficio electoral. No hay una relación directa entre beneficio electoral y la remediación de un suelo, lamentablemente. Lo digo porque mi experiencia de muchos años en esto así lo demuestra. Es decir, en muchos casos, se prefiere hacer una plaza, que la ve todo el mundo, que cuesta dos pesos, antes que remediar un suelo que cuesta 2 millones de dólares, y en definitiva no lo ve nadie porque está enterrado.

Juana — Claro.

Daniel — Es un poco así. Digo de esa forma para que ustedes me entiendan lo que estoy diciendo.

Giuliano — Aparte de esta remediación son a largo plazo, no es algo de corto que lo ves al instante.

Daniel — Bueno, una remediación de suelo demora normalmente entre un año, un año y medio. Entonces, ¿qué es lo que pasa? Cuando los plazos de gobernación son de 4 años. Nadie va a hacer una remediación de suelo cuando le falta menos de un año porque lo va a inaugurar el que viene, y no el que lo empezó.

Giuliano— Claro. Es verdad.

Daniel — Es todo, todo un tema, pero eso es un problema político, ya no es un problema de hidrocarburos.

Juana— Sí.

Daniel — Es de otra característica.

Alenka — Con respecto a la pregunta 4, que es general, como me había dicho, pero ¿qué nivel de efectividad observa en las políticas de remediación ambiental implementadas por empresas petroleras en yacimientos activos y pasivos? Que deberíamos ver, ¿no? Por separado, que cada provincia tiene distintas.

Daniel — Sí. En realidad, a término medio, sin entrar en provincia por provincia, la remediación ambiental lamentablemente no es no está dentro de las políticas públicas. Entonces, la primera

pregunta es, ¿quién tiene que remediar? La respuesta obvia sería el que contamina. Pero, ¿qué es lo que pasa? En muchos casos, el que contamina tiene, digamos, muchas vinculaciones, ¿no? A nivel económico alto, y entonces prefieren, dejarlo, así como está, como un pasivo ambiental, que puede dañar a las personas, a los animales, al medio ambiente en general, y no tomarse la obligación de remediar. Acá pasó en una época que estuvo Repsol, la empresa española, que dejó pasivos ambientales por distintos lugares donde estuvo haciendo, extracción de hidrocarburos, pero no fue la única, por supuesto. Hay muchos lugares donde, empresas que han perforado, para obtener hidrocarburo, bueno, evidentemente, cuando se van, dejan el pasivo ambiental, y nadie le obliga a remediarlo. O sea, si la pregunta es, ¿qué nivel de efectividad? Bajísimo. Es muy bajo. Muy bajo. Hay algunos casos excepcionales. Por ejemplo, en la provincia de Neuquén, hay una bodega que está instalada en un lugar que se llama San Patricio del Chañar, que yo he estado ahí, y bueno, terminó la exploración y la perforación y extracción de petróleo, dejaron todos los suelos contaminados. Se hizo una remediación biológica a partir de esos suelos contaminados y hoy por hoy, y hace años ya se cultiva la vid y se obtienen vinos. La bodega se llama, La Bodega del Fin del Mundo. Está ahí, en San Patricio del Chañar, y se obtienen vinos de muy buena calidad, sí. Pero bueno, se remedió el suelo, porque era la única manera que se podían plantar vides en una zona como esa, toda contaminada.

Giuliano — Claro.

Daniel — Ustedes saben que cuando hay contaminantes en el suelo, el contaminante sube por las raíces de la planta y va hasta las hojas, ¿no? Y entonces, se destruyen las plantas. Entonces, no hubiera podido ser posible, plantar vides en una zona como esa. Pero, evidentemente, se hizo, funcionó, y están produciendo. Pero son casos de excepción, no es la regla, eso quiero decir. La efectividad es baja.

Giuliano — Bueno, siguiendo con la 5, que ya lo hablamos un poco, desde el punto de vista técnico, ¿cuáles son las principales limitaciones que enfrentan las empresas para aplicar tecnologías limpias o procesos de remediación más avanzados?

Daniel — La principal limitación es que no lo quieren hacer. No es un problema de limitación técnica. Es decir, los equipos para hacer remediación de suelo, te digo que existen, porque yo los uso, sé que existen. Pero la gran limitación es el costo de remediación. Es muy alto el costo, ¿no? Entonces, los procesos de remediación se pueden hacer, hay procesos avanzados de remediación, sí, se usan, pero el problema es que, tienen costos muy altos. Entonces, la principal limitante es la cuestión económica.

Juana — Okay. Perfecto. Y con respecto a la pregunta 6, ¿usted considera que los incentivos económicos que recibe el sector, como pueden ser los subsidios o beneficios fiscales, deberían estar más vinculados al cumplimiento de estándares ambientales?

Daniel — El tema del incentivo económico para la producción de hidrocarburos, evidentemente, está dado porque el hidrocarburo es un producto de alto precio, ¿no? Varía, por supuesto, con el tiempo, pero de alto precio. Entonces, está bien que haya incentivo económico a la producción, está muy bien, pero eso no tiene nada que ver con que no se cumplan normativas ambientales, que van por separado. Y como les decía antes, no son normativas nacionales, sino provinciales.

Juana— Okay.

Daniel — Entonces, está bien que haya incentivo económico a la producción, sí, porque lamentablemente seguimos usando hidrocarburos para obtener energía. Eso va a llegar a un momento que ya no va a ocurrir. Pero, no tiene que ver con el tema del cuidado ambiental. El

cuidado ambiental se debe hacer independientemente que haya incentivo a la producción o no haya. No están relacionados una cosa con la otra, a eso me refiero.

Alenka — Con respecto a la pregunta 7, en su opinión, ¿qué mecanismos institucionales o normativos podrían mejorar el equilibrio entre crecimiento económico y sostenibilidad ambiental en la industria hidrocarburífera en Argentina?

Daniel — A ver, les digo lo que yo, les digo lo que yo entiendo.

Alenka — ¿Se escucha? ¿Se escucha?

Daniel — La pregunta sería, ¿existe hoy, existe hoy sostenibilidad ambiental en la industria hidrocarburífera? La pregunta es si existe hoy o no. ¿Se entiende lo que están planteando?

Alenka — Sí.

Daniel — Bueno, ¿cuándo algo es sostenible? Cuando se puede hacer en el paso del tiempo, pero que no se dañe el lugar de donde se extrajo. ¿Sí? Si entendemos por sostenibilidad eso, no dañar los suelos, no emitir gases de efecto invernadero, no arruinar las aguas subterráneas, etcétera, etcétera, bueno, la sostenibilidad ambiental de la industria hidrocarburífera es baja, porque se contamina. Entonces, ¿qué se debería hacer? Mejorar los sistemas de trabajo, los sistemas de producción, Tanto en lo que es perforación y producción, ¿sí? Por ejemplo, yo trabajé varios años en perforación en la provincia de Neuquén. Hace muchos años ya. Bueno, ¿por qué se contamina el lugar? Y, porque se utilizan sustancias para favorecer la bajada, ustedes saben que para hacer el pozo se baja una cañería que tiene en la punta lo que se conoce como trépano, es como una mecha, pero de gran tamaño, ¿sí? Para ir perforando el suelo. Para que no se caliente eso y se atasque, lo que se hace es lubricar. Lubricar con agua y aditivos. Bueno, esos aditivos

contaminan el suelo. Entonces, digamos, hay problema de contaminación en una perforación, sí. Lo que está mal es que no haya una remediación del suelo cuando terminó la perforación y la producción petrolífera en un determinado lugar. Eso debe aparecer en los contratos, en los contratos entre el Estado provincial y la empresa que hace esos trabajos. Para que, al finalizar la tarea, ellos sean los responsables de hacer la remediación de suelo y agua subterránea, en el caso que se haya contaminado. Debe aparecer eso en los contratos. Bueno, los mecanismos institucionales son justamente eso, que se fije la obligación de remediar en los contratos de la producción hidrocarburífera.

Giuliano — Okay. Perfecto.

Daniel — Y que se los y que por supuesto, si no se hace se lo sancione, ¿no?

Juana — Claro, claro.

Preguntas realizadas las siguientes dos entrevistas:

1. En su experiencia profesional, ¿qué tan presente está el tema de la remediación de impactos ambientales en el discurso oficial y empresarial sobre la industria hidrocarburífera? ¿Se comunica como un eje central, secundario o casi ausente?

2. Cuando se toman decisiones concretas sobre habilitación o expansión de proyectos hidrocarburíferos, ¿qué suele pesar más en la decisión final/práctica: los argumentos económicos (inversión, empleo, divisas) o las consideraciones ambientales? ¿Podría dar algún ejemplo?

3. En su experiencia, ¿cuáles son hoy los principales objetivos de los incentivos económicos al sector hidrocarburífero (por ejemplo, evitar importaciones, reducir la salida de

divisas, impulsar la producción interna) y cómo influyen en la decisión de incrementar la extracción de hidrocarburos?

4. En términos generales, ¿cómo evaluaría el nivel actual de remediación de pasivos ambientales vinculados a la actividad hidrocarburífera en Argentina? ¿Cuáles considera que son los principales obstáculos para que se remedie más y mejor (costos, falta de exigencia contractual, escasa capacidad técnica o de fiscalización en las provincias, entre otros)?

5. Dado que la regulación y el control ambiental de la actividad hidrocarburífera son competencia de las provincias, ¿qué diferencias observa entre jurisdicciones en términos de exigencia y fiscalización ambiental? ¿Podría mencionar algún ejemplo de provincia con controles relativamente más estrictos y otra donde perciba mayores debilidades o dificultades de cumplimiento?

6. Desde su mirada, ¿la población en general asocia principalmente al sector hidrocarburífero con desarrollo económico (empleo, actividad regional, divisas) o percibe también con claridad los costos ambientales y los pasivos que la actividad genera? ¿Qué rol cree que tienen la falta de información y/o el desinterés social en esta percepción?

7. Pensando a futuro, ¿qué cambios institucionales o normativos considera claves para mejorar el equilibrio entre crecimiento económico y sostenibilidad ambiental en la industria hidrocarburífera (por ejemplo, incluir obligaciones explícitas de remediación en los contratos, sanciones efectivas por incumplimiento, fortalecimiento de ministerios provinciales de ambiente, mayor participación ciudadana, etc.).

Entrevistas Lucía Pujana

Lucía — Bueno, acá dice quién es. Después yo no sé si qué van a hacer con esa información, es simplemente para la tesis

Giuliano — Solo para la tesis.

Lucía — Bueno, okay. Mi nombre es Lucía Pujana, yo soy licenciada en Protección y Saneamiento Ambiental. Actualmente soy gerente de Seguridad y Medio Ambiente en una empresa que se llama Tecpetrol, que trabaja en la cuenca Golfo San Jorge. Yo estoy a cargo de las operaciones solamente de Cuenca Golfo San Jorge, que en la actualidad están en Comodoro Rivadavia solo en provincia de Chubut. Hace un tiempo tuvimos algunas operaciones también en provincia de Santa Cruz. Tecpetrol también tiene, bueno, como deben haber escuchado, bastante operación en todo lo que es Cuenca Neuquina y tiene también algo en el noroeste, pero ya eso depende de otros managers. Como les comenté antes, yo soy licenciada en Protección y Saneamiento Ambiental. O sea, si bien también estoy con la parte de seguridad, lo mío es específicamente medio ambiente, casi toda mi carrera está desarrollada en ese ámbito. Tengo también una especialización en química ambiental y diagnóstico ambiental y actualmente estoy haciendo algo de sustentabilidad, que básicamente es lo que viene y les diría que es de lo más entretenido también que hay. Bueno, experiencia ya más o menos les comenté. Yo anteriormente, hace 15 años que estoy en Tecpetrol, siempre en Chubut y Santa Cruz y con anterioridad estuve algunos años en YPF, en casi todas las áreas del de la provincia de Chubut.

Giuliano — Perfecto, muchas gracias.

Lucía — También tuve una participación muy activa en todo lo que es industria del Oil and Gas, se nuclea bastante en el Instituto Argentino del Petróleo y el Gas, el IAPG, que tiene muchas mesas de trabajo y tiene mesas de trabajo específicas de medio ambiente, hay una mesa específica de ambiente de zona sur, también la hay en Buenos Aires para para los operadores en general, y nosotros hemos trabajado en la redacción de buenas prácticas de la industria, nos juntamos todos los referentes ambientales de todas las operadoras y generamos buenas prácticas y hemos trabajado también en la confección de normas adecuadas y técnicamente aplicables que eventualmente se publicaron.

Giuliano — Genial. Bueno, si querés empezamos con las preguntas. Que la primera te la va a hacer Alenka.

Alenka — Empiezo con la primera. En su experiencia profesional, ¿qué tan presente está el tema de la remediación de impactos ambientales en el discurso oficial y empresarial sobre la industria hidrocarburífera?

Lucía — En los discursos está muy presente, de hecho, al día de hoy les diría que la industria está muy consciente de los impactos ambientales. La realidad es que en todas las provincias argentinas la industria hidrocarburífera está muy regulada, muy regulada. Les diría que es una de las industrias más reguladas del país. Sobre todo, por lo menos lo que es la provincia de Chubut y la provincia de Santa Cruz, la mayoría de las normas ambientales que se generaron son exclusivas para la industria petrolera. La realidad es que son industrias que tienen un ingreso bastante alto, las provincias tienen ingresos altos por esas industrias, entonces como que se presupone que pueden pagar ese costo de remediación o de cumplimiento legal, entonces se generan normas exclusivas. Lo que no quiere decir que eso sea un uso exclusivo. Por ejemplo,

para que tengan una idea, la provincia de Chubut tiene una norma que obliga a las industrias petroleras a darle tratamiento a los efluentes cloacales que se generen, pero todas las industrias generan efluentes cloacales. Entonces, genera como una contradicción rara, porque vos estás obligando a una industria petrolera a tratarlo, lo cual está perfecto, pero también deberías obligar a una constructora, por ejemplo, a hacerlo o a cualquier otra empresa que lo que lo genere, inclusive a la a las ciudades. En el discurso está muy presente. La realidad es que hoy no se concibe una industria petrolera sin su remediación, digamos, su contra, que es, si vos tenés un impacto, lo tenés que remediar. Por ahí está es más concreto en lo que respecta a saneamiento específico. Vos tenés una rotura de petróleo, el petróleo es muy visible, estás obligado a remediar. Hay algunos impactos un poco más indirectos que por ahí no están tan internalizados en el discurso y ese es un proceso un poco más largo.

Alenka — Y, por ejemplo, ¿en la parte práctica también se cumple en el mismo nivel o está digamos en el discurso?

Lucía — Está presente en la parte práctica igual. La realidad es que al estar muy regulados también estamos muy controlados. Entonces, por lo menos en la provincia de Chubut, nosotros tenemos obligación de registrar absolutamente todos los derrames, todos los incidentes, no importa la magnitud, desde un derrame de 50 L, de 2 L hasta, bueno, metros cúbicos, hay que registrarlos todos. Por sobre cierto volumen hay que informarlo dentro de las 2 horas a la autoridad local por teléfono, mandar una nota, mandar la ubicación, el sitio y tenés 30 días para sanearlo completo, sin importar el volumen. Entonces, hay un seguimiento bastante concreto y sanciones o multas si eso no se cumple.

Giuliano — Okay. Un poco ligado a lo que te preguntó Ale recién, la segunda pregunta dice: Cuando se toman decisiones concretas sobre habilitación o expansión de proyectos hidrocarburíferos, ¿qué suele pesar más en la decisión final o más en la práctica? Los argumentos económicos, como inversión, empleo, divisas, o las consideraciones ambientales. ¿Podrías dar algún ejemplo?

Lucía — Mira, a la hora de tomar decisiones siempre pesa la parte económica. Es la base del proyecto. En general, la parte ambiental nunca va a ser la que impulse. Estamos hablando de un proyecto nuevo. Vos tenés muchos proyectos internos dentro de la empresa y ahí sí puede haber muchos proyectos ambientales. No sé, por ejemplo, como proyecto interno, mejorar el sistema de distribución de agua dulce para reducir el consumo. Ese es un proyecto interno que tiene un peso exclusivamente ambiental. Nosotros, dentro de los proyectos, de los pequeños proyectos de empresa o pequeñas inversiones, sí hay inversiones exclusivas ambientales y esas no llevan un económico. Cuando vos tenés algo que lo tenés que hacer por una legislación o por sustentabilidad o por una mejora ambiental o de seguridad, no llevan económico, que cualquier otra inversión sí lo lleva. Ahora, cuando vos tenés un proyecto grande, como, por ejemplo, un desarrollo de un área o una construcción de una planta o una perforación de un pozo, la decisión es económica, pero los tiempos, en general, los pone muchas veces la parte ambiental, o sea, ningún proyecto de esa magnitud puede iniciar sin su correspondiente autorización ambiental. Y eso está muy internalizado porque realmente no puede iniciar, o sea, nosotros no podemos mover, no podemos hacer una locación, no podemos construir algo si no tenemos el okay de la autoridad de aplicación. Cuando se hace una planta de petróleo, por ejemplo, te dicen, "Bueno, va a tardar tanto, estos son los proveedores, sale esto, vamos a recuperar, vamos a conectar acá." Bueno, ambiente, ¿cuándo podemos arrancar? Bueno, ¿cuándo vamos a tener la información?

¿Dónde se va a hacer? ¿Cuál es el mejor lugar? Una vez que tengamos todo eso, con la ubicación concreta, se arranca el proceso de estudio de impacto, que lleva un tiempo, dependiendo de la magnitud del proceso, y después el proceso de aprobación por parte de la autoridad. Hasta que no esté esa aprobación, el proyecto no arranca desde lo físico. Se hacen las compras, se hacen todo lo demás, pero no se arranca físicamente en campo. O sea, que les diría que en todo el país es así. Por lo menos en YPF, que también trabajé, y en la provincia en la que estoy yo. En general, la industria petrolera no mueve nada si no tiene una aprobación ambiental antes de entrar. Porque también lo que pasa es que el costo de parada del proyecto es muy alto. Entonces, si viene la autoridad y me detiene el proyecto porque me clausura, cada día que tengo eso parado, pierdo plata, entonces no tiene sentido arrancarlo sin tener el okay que me va a asegurar continuidad.

Juana — Okay, muy bueno saberlo eso. Si seguimos con la tercera pregunta en base a todo lo que ya dijiste de tu experiencia, ¿cuáles serían hoy los principales objetivos de los incentivos económicos del sector hidrocarburífero? Bueno, ¿a qué me refiero con esto? Que sería como evitar las importaciones, reducir la salida de divisas e impulsar la producción interna. Y todo esto, ¿cómo influye en la decisión de incrementar la extracción de hidrocarburos?

Lucía — Mira, yo te diría, por lo menos en la provincia de Chubut, en la actualidad, yo no estoy tan metida en el tema de incentivos financieros, pero hoy en general los incentivos están puestos en aumentar la producción. Sobre todo, en aumentar la producción porque es una provincia que está decayendo en producción porque somos caros en relación a lo que es Vaca Muerta. Vaca Muerta hoy está en una expansión muy fuerte, con precios un poco más bajos de servicios, porque al haber tanta cantidad de algunas cosas, tal vez lo puedes bajar un poco, y el precio de producción de barril en la provincia de Chubut está caro en comparación al valor de mercado. Entonces, el valor de mercado creo que ahora está alrededor de los, no estoy segura si está

alrededor de 50 o 60, y el valor de costo de producción está alrededor de 45. Entonces, si nosotros además tenemos que, o sea, gastamos eso en producirlo y además a eso le tenemos que sacar regalías y le tenemos que poner gastos de transporte y un montón de cosas más, termina siendo contraproducente estar acá y las empresas se van. O sea, cuando vos no te cierra el número, te vas a otro lugar donde seas productivo. Entonces, hoy la provincia de Chubut está poniendo incentivos para aumentar la producción, atraer empresas que les interese todo lo que es petróleo convencional, que puedan optimizar los costos y que puedan aumentar la producción para que también entren más regalías a la provincia. Por ejemplo, uno de los incentivos se buscaba que Nación elimine las regalías petroleras. Nosotros, si no me equivoco, tributamos a provincia y tributamos a nación con regalías. Creo que una de las ideas era sacar las regalías de nación. Por ejemplo, nosotros en la provincia o en la industria petrolera tenés áreas ya desarrolladas, que ya tienen plantas, que ya tienen líneas, que ya tienen colectores y áreas alejadas, donde perforar un pozo, además de ser caro, significa que tenés que hacerle los caminos, hacerle líneas de por ahí 3, 4 km y eso encarece el proyecto. Para esas áreas que se le llaman marginales, la provincia bajó las regalías, por ejemplo, para que las empresas quieran invertir y puedan desarrollar esas áreas.

Juana — Tengo una duda recién con lo que dijiste, ¿por qué dirías que Chubut es mucho más caro que Vaca Muerta? Y si es más caro, ¿por qué siguen invirtiendo y no se van quizás a otro pozo que sea más fácil de alguna manera?

Lucía — Chubut actualmente está bastante caro porque no tenés la cantidad de servicios. Por ejemplo, si vos tenés empresas que te hacen fractura de pozos, la fractura es cuando vos perforás un pozo, lo tenés que como que romper por adentro, más allá de que, yo no sé cuántos saben ustedes de la industria de hidrocarburífera. ¿Saben algo? ¿Tienen alguna idea?

Giuliano — Tenemos idea, pero no tanta. Somos licenciados, estamos estudiando administración de empresas.

Lucía — Administración de empresas, bueno. La industria en la actualidad, digamos, lo que se habla mucho esto del “fracking”, que en realidad es un nombre comercial. La fractura hidráulica se hace en pozos de siempre, o sea, todos los pozos se fracturan. Un pozo convencional también se fractura. La diferencia es que un pozo no convencional se hacen muchas fracturas porque hay que romper la roca madre para que salga el petróleo. En las actuales se fractura menos, pero también se fractura. Vos necesitás una compañía especial para eso. Cuando vos perforás, viene una empresa, perfora, se va y después viene otra empresa que te termina el pozo y te fractura. Eso es un equipo que es caro, las fracturas son caras y lo que tiene es que en la actualidad esas empresas se van a Neuquén y fracturan, por ejemplo, para que ustedes se den una idea, Tecpetrol en Neuquén tiene seis pozos en una sola locación, uno al lado del otro, que dirigen uno para cada lado. Se perfora uno, se perfora, se perfora, se perfora, se perfora, entonces no hay tiempo en el medio, no hay pérdida de tiempo. Lo mismo pasa con la compañía de fractura. Fractura uno, pasa al otro, pasa al otro, pasa al otro y fracturan en es como industrializado el sistema. Entonces, ganan mucho más, o sea, están todo el tiempo trabajando. Acá vienen, montan, fracturan en un pozo, terminan, se van. El costo de oportunidad, digamos, allá ganan mucha más plata en por ahí en el mismo tiempo que acá. Ni hablar de que la operación es mucho más grande. Halliburton, por ejemplo, se fue de Chubut. Halliburton es una empresa de fractura, se fue de Chubut, directamente se estableció allá. Les tiro así empresas que ustedes no conocen, Latitud 45, se fue de acá, se fue para allá. Son empresas que directamente deciden establecerse allá porque ganan más de lo que ganan acá. Entonces, cuando te queda una sola empresa, todas las operadoras se la pelean y puede establecer el precio que quiere. Y es más caro hacerlo. Entonces, el pozo acá es

mucho más caro que por ahí en otro lado, en comparación, ¿no? Eso pasa con un montón de servicios. Y también la realidad es que las presiones sindicales locales, o sea, nosotros tenemos muchos años de petróleo en los cuales los sindicatos fueron sumando exigencias y los sueldos son altos. Entonces, eso también se suma. Es complejo, es bastante complejo, pero Chubut hoy, como, en resumen, está caro para producir, está más caro que en otro lado.

Alenka — Con tema de remediación, que en realidad ya veníamos hablando un poco de esto, pero para el lado de los principales obstáculos. Que cuando uno termina y tiene que hacer esa parte de remediación, ¿cuáles pensás que son desde cualquier aspecto, el que se te ocurra así para profundizar?

Lucía — Siendo muy puntual a la a la segunda parte de la pregunta, que dice, "¿Cuáles considero que son los principales obstáculos para que se remedie más y mejor? Costo, falta de exigencia contractual, escasa capacidad técnica o de fiscalización." Yo creo que la traba son algunas normativas que no se adaptan a la realidad. La mayor traba, creo yo, es burocrática, falta de conocimiento de las autoridades para lo que están fiscalizando, de conocimiento concreto, falta de conocimiento concreto de cómo funciona la realidad técnica en campo. En general, las autoridades no son personas que se hayan desarrollado en la actividad privada y sepan cómo funciona cómo funcionan las cosas en la realidad. Muchos por ahí tienen como el funcionamiento teórico y es muy diferente lo que uno ve en la universidad de lo que ves cuando vos estás en la práctica. Yo soy muy ambiental, pero cuando vos ves algo en laboratorio, lo haces a presión a condiciones ideales de presión y temperatura. Y después en la realidad no existe el 25°, presión atmosférica, no es así. Entonces, por ejemplo, yo en la universidad aprendí a hacer tratamiento de suelo empetrolado en un frasco, ¿no? Entonces, yo metía suelo empetrolado, le ponía bacterias, lo rociaba, lo agitaba y ya estaba. Esperar un tiempito y eso se limpiaba. Ahora,

en la realidad, yo tengo que mover 6,000 m³ de suelo empetrolado. 6,000 m³ es un espacio grande. ¿Dónde encuentro ese espacio? Necesito moverlo con una cargadora. La cargadora no la voy a usar todo el mes. ¿Cuánto sale una cargadora? Entonces, si yo la voy a usar cada 15 días, esa cargadora o yo la uso para otra cosa y la comparto y comparto el costo, o me sale muy caro, porque si la tengo que pagar todo el mes. Cuando uno va a la realidad, no es tan fácil. Todo eso lo tenemos que ver quienes estamos en ambiente, si esa cargadora, además de mover la biopila, también va a construir locaciones, entonces nos la compartimos. El costo de esa cargadora se reparte y sanear la biopila es más barato. Por ejemplo, no sé, necesito agua. Bueno, okay, ¿cuánta agua? Necesito 50 m³ por mes. ¿Cómo muevo 50 m³ por mes para ese lugar? ¿Hago un ducto? ¿Lo llevo en camiones? ¿Cuántos camiones necesito? ¿Lo tengo que acopiar? ¿Le tengo que poner un tanque? Muchas veces la autoridad regula o saca una norma, alguien que está sentado en una oficina y dice, "No, bueno, vamos a hacer así." Y cuando vos sabés lo que eso significa, decís, "Esto no existe, es inaplicable o es inviable económicamente." Muchas veces es inviable económicamente. Específicamente con lo que respecta a remediación, no hay en la Argentina normas específicas de saneamiento de sitios. Hay de registro de pasivos, hay un montón de normas, pero que la mayoría terminan encuadrando un saneamiento de sitio en tratamiento de residuos petroleros o peligrosos. Entonces, tener que tratar un pasivo ambiental, específicamente de contaminación, por ejemplo, como si yo estuviera tratando un residuo peligroso, es complejo. Yo no quiero ser muy técnica y perderlos, pero si yo tengo, por ejemplo, una contaminación de aguas subterráneas. Un agua que está subterránea a 2 m de profundidad, está contaminada con gasolina y yo necesito limpiarla. Por ejemplo, eso pasó en Ezeiza hace muchos años. Buenos Aires está bastante avanzado in este tema, pero Chubut está bastante atrasada. Si a mí me dicen, "No, bueno, yo tengo una planta de tratamiento de gasolina al lado de ese lugar". ¿Qué sería lo

más lógico? Que yo saque esa agua contaminada, yo la bombeo afuera y la meto en mi planta. Entonces, no tengo costo de tratamiento y puedo sacar todo el tiempo, pongo una bomba y saco, saco, saco, saco hasta que saque toda el agua contaminada y la trato acá al lado. Ahora, a mí la autoridad me dice, "No, esa agua que vos sacas es un residuo peligroso." "Lo tenés que gestionar como residuo peligroso, no lo puedes meter en tu planta." Yo tengo mis instalaciones están a 50 km de la ciudad y los únicos tratadores están en la ciudad. Entonces, yo tengo que sacar un camión de 9 cúbicos, mandarlo a tratar como residuo peligroso y no puedo sacar indefinidamente, tengo que ir como sacando por batch y además lo tengo que pagar. Entonces, ese tratamiento a mí me sale 1,000 veces más de lo que me saldría si yo lo meto acá dentro de mi planta, porque inclusive yo a esa gasolina capaz que hasta la puedo recuperar y venderla, porque los pozos petroleros sacan 99% de agua y 1% de petróleo. Entonces, yo eso digo, "Bueno, pará, yo eso lo recupero y de paso lo limpio." Eso sería un saneamiento sustentable. Porque yo lo limpio, mi costo es bajo, lo que yo quiero es que eso se limpie y además no me sale tan caro. Ahora, si de golpe un saneamiento me sale USD 500.000, USD 800.000, USD 1.000.000, es difícil de afrontar. Y es difícil iniciarlo. Y la realidad es que muchas veces las autoridades, hay tecnologías que son buenas, las autoridades no las conocen, entonces no dan el okay para su uso. Burocráticamente es muy complejo y legalmente también. Entonces, para mí personalmente, esa es la traba más difícil.

Juana — ¿Y usted dice, en su caso, pregunto, que hay otras empresas que, a pesar de estas trabas, como que no les importa? Dicen, "Bueno, tengo tantas trabas, prefiero no remediar los pasivos ambientales que generó." ¿Usted dice que pasa o que en su mayoría como que sí se remedian?

Lucía — A ver, puede siempre puede pasar. En general, por lo menos el día de hoy, en la industria petrolera, en otras industrias menos reguladas y menos controladas, yo creo que puede

pasar. Hoy casi todas las industrias petroleras grandes, las chicas puede ser que no, pero en general las grandes están bastante fiscalizadas, casi todas cotizan en bolsa, casi todas tienen planes de responsabilidad social, porque son empresas grandes que están bastante inmersas en la comunidad. En general esas decisiones no se toman así. Puede ser que vos lo desconozcas, puede ser que sepas, pero elijas, bueno, lo vamos a hacer el año que viene o hagamos vayamos haciendo un diagnóstico ambiental y veamos dónde estamos. En general las demoras se dan por ese tipo de cosas. Por, bueno, veamos bien cuánto nos va a salir, consigamos una empresa que lo haga, licitaciones. En general es por ese lado. La mayoría no eligen no hacer nada conscientemente porque también eso está penado por ley. O sea, la las leyes de ambientales, primero, los delitos ambientales no prescriben, tener una contaminación ambiental y conscientemente elegir dejarla a sabiendas de lo que puede pasar, está penado. Entonces, bueno, casi todas las empresas tienen representantes técnicos, los representantes técnicos respondemos con nuestro título y la Ley de Residuos Peligrosos tiene un capítulo penal específico, así que no es tan así. Creo yo, estoy en una empresa bastante grande también. Suelen ser impactos grandes cuando aparecen esas cosas.

Giuliano — Okay. Sí, esa era básicamente la quinta pregunta. Volviendo con la anterior, para concluir eso, entonces, para vos, sería que hay una relación entre esto de la burocracia o normas que no se aplican a la realidad, que también está vinculado a costos.

Lucía — Sí, claro. Una norma que no se aplica a la realidad o es inviable o es costosa a un extremo inviable. Si es inviable, chicos, tiene que ser económica, técnica, económicamente viable, si no, no existe.

Giuliano — Sí, estamos en la 5, es más o menos lo que te acaba de preguntar Juana. Salvo que quieras aportar algo más de eso.

Lucía — No, fue un poco lo que les dije, que tienen controles bastantes estrictos. Sí esto, digamos, es algo que veo yo como profesional ambiental desde hace muchos años. La legislación ambiental está muy lamentablemente muy influenciada por intereses sindicales y por intereses económicos que a mi criterio no deberían entrar en lo que es ambiental. Por ejemplo, la provincia de Santa Cruz es una provincia muy compleja para trabajar, y hay muchas cosas que se impulsan desde lo ambiental que en realidad son sindicales. Obligaciones de saneamiento irreales en cosas que ambientalmente no tienen justificación en pos de un de una contratación exagerada de personal. Tenés mucho de eso. En Chubut también tiene un poquito, no tanto, no sé si se genera en otras provincias, o monopolios de tratamiento de residuos con costos más altos, no hay competencia, entonces tenés la obligación de tratarlo con una sola empresa. Santa Cruz, por ejemplo, no permite sacar residuos peligrosos de la provincia. Entonces, tenés la obligación sí o sí de tratarlo localmente y por ahí no son los mejores tratamientos o no hay, o terminan contratando empresas que técnicamente no están acordes, pero se genera esa obligación de contratación.

Alenka — Bueno, con respecto a la pregunta siete ya, la última, que veníamos hablando, pero pensando a futuro, ¿qué cambios institucionales o normativos considerarías claves para mejorar el equilibrio entre crecimiento económico y sustentabilidad ambiental en la industria hidrocarburífera?

Lucía — Mira, yo creo que tiene que ver con lo que les comentaba recién. Normativas concretas con conocimiento técnico, técnicamente aplicables a la realidad, me parece que me parece que

hay mucha oportunidad de sustentabilidad por ahí. Yo creo que se podría remediar muchísimas más cosas y arreglar muchísimas más cosas si las normas y los registros. Primero, si bajamos un poco la burocracia, la cantidad de registros, notas y cosas que hay que hacer, lo hace todo muy complejo. Permitir la competitividad entre empresas que dan servicios ambientales, o sea, que vos tengas dos, tres empresas técnicamente viables para tratamiento de residuos, por ejemplo, que permita tratar más cantidad de residuos con un mejor costo, eso ni hablar, pero el que lo bloquea son las normativas. La normativa ambiental técnica y económicamente viable, me parece que es importante. Que se amolden a los tiempos de la industria, que se amolden a los volúmenes que maneja la industria, me parece que sería importante. Sin intereses económicos personales, ¿no?

Alenka — Claro. O sea, es decir, no por el lado de la normativa hacia la industria, sino que más por el lado de los procesos de cómo se hacen esas normativas.

Lucía — Sí, cómo se hacen las normativas y cómo se van a aplicar. O sea, una buena práctica es que las autoridades estén en contacto con los profesionales ambientales para para consultar antes de que se lance la norma para ver si esto es aplicable y también si es lo que quieren, porque a veces se piden cosas que no que no tienen mucho sentido. Entonces, terminás en un loop en el cual vos pedís algo, te dan eso, pero no era lo que vos querías. Entonces, por ahí si te juntás y decís, "Che, ¿qué querés?" "Esto." "Bueno, mira, esto lo puedes hacer esto, esto, esto, de esta manera." "Bueno, listo, nos ponemos de acuerdo, lo largás." Eso en general da mejores resultados, pero bueno, es complicado, esa parte es bastante complicada, pero en general me parece que es la mejor opción.

Juana — Okay. Y siguiendo que las preguntas que nos salteamos es la 6, desde su experiencia, como venimos haciendo, ¿la población en general asocia principalmente al sector hidrocarburífero con el desarrollo económico o solamente lo percibe con claridad los costos ambientales y los pasivos que la actividad genera? ¿Y usted qué opina que tiene la falta de información?

Lucía — Yo creo que en general se asocia al impacto ambiental. Se asocia más al impacto ambiental que al impacto positivo. Es difícil, me parece que esto es algo, tal vez un poco más social, pero a ver, todo tiene que ver, porque por un lado las normativas son deficientes, las autoridades no están capacitadas, las industrias son industrias privadas, o sea, la realidad, yo trabajo en la actividad privada desde siempre y la empresa tiene que ser, es difícil que sean mucho más conscientes de lo que te están pidiendo. La empresa siempre va a tratar de sacar el mejor rédito posible. Por ejemplo, las petroleras están aplicando a créditos internacionales. Los bancos internacionales solamente le están dando crédito a empresas responsables. Entonces, la empresa es responsable porque necesita créditos internacionales. Esa es una buena manera de hacer que las empresas sean responsables. Eso también influye en que los directivos, ahora tenemos directivos, yo siempre digo que el medio ambiente existe hace poco, porque hace poco que se tiene conciencia de que el ambiente es importante cuidarlo para todos, porque, a ver, porque nos influye de una u otra manera, todo tiene que ver con todo. Los directivos hoy son más conscientes de eso, en la actualidad no era un “*issue*”, no era algo que se tuviera en cuenta. Yo hoy hablo con un director y digo, "Che, mira, esto es así, esto es así, no, tenemos un acuífero, hay que cuidarlo, porque fijate que el agua." "No, bueno, sí, tenés razón, eso es importante, lo tenemos que lo tenemos que cuidar, hagamos todo lo necesario." Y por ahí puedes decir, "No, mira, esto." "Por, che, ¿por qué sale tanto? Porque hay que hacer esto, esto y esto." "Bueno,

vamos, listo." Ya hoy no se cuestiona, antes se cuestionaba un poco más. Me parece que tiene mucho que ver con eso de la conciencia y con este tipo de exigencias en las cuales, si la empresa es inconsciente ambientalmente, ese banco internacional no va a querer asociarse con esa empresa. Hoy, por ejemplo, todas las empresas petroleras tienen algún sector de sustentabilidad, transición energética, medición de emisiones de todo tipo, de CO₂, de metano, y planes de reducción. Casi todos lo tienen, porque bueno, es parte de las exigencias internacionales. Pero sí creo que la que la población en general, yo siempre me río porque digo, "Si el petróleo fuera verde, no tendría tanto quilombo." Porque, claro, el petróleo, en realidad, si vamos al caso, bueno, yo no trabajé nunca en minería, pero el petróleo es un compuesto orgánico, que es contaminante, pero que se degrada solo. O sea, es algo que eventualmente se degrada, se intemperiza. Recién emitido, la gasolina es algo muy tóxico, es inmediatamente tóxico. Si vos la tocas no te pasa nada, pero si un animal la consume o si las plantas la consumen, sí, pero después, por ejemplo, con el tiempo, ustedes ven rutas asfaltadas, ¿no? Tenemos rutas asfaltadas por toda Argentina, eso es un petróleo pesado, es lo mismo. Si vos tenés un derrame y lo dejás, al principio es tóxico y después tóxico. Se ve feo, pero después con el tiempo, una vez que se secó, ya no pasa nada. ¿Por qué? Porque la única manera de que algo sea tóxico es que vos lo puedas incorporar a tu organismo. O sea, si vos te lo comes, tus células lo puedan degradar y lo puedan incorporar, o que lo puedas respirar, o que lo puedas beber. Es una piedra, una piedrita de petróleo que vos no se la va a comer ningún animal, no va a poder entrar a una planta, entonces ahí ya no es tóxico. Nosotros acá en Chubut tenemos más de 100 años de explotación petrolera y hay mucho petróleo seco que está enterrado, o sea, además acá tenemos mucho viento, así que se deposita tierra arriba todo el tiempo. Y por ahí haces un pozo en algún lado y encontrás petróleo seco, pero eso ya no es un impacto, es un impacto en su momento que ya se subsanó. Y eso no se

termina de incorporar. Por ahí el impacto más grande de la industria petrolera es el movimiento de suelo. Porque en una zona desértica, mover suelo y sacar las plantas genera un foco desértico. Y eso por ahí no se ve tanto. Se ve mucho más el derrame, "Ay, no, qué terrible, un derrame, se mueren las ballenas." Bueno, nosotros acá estamos tierra adentro, no hay derrames de petróleo en el mar, entonces es como que el imaginario colectivo siempre está con eso que el petróleo es feo, negro, horrible, y la minería es mucho peor. Si vos tenés contaminación con mercurio, con plomo, eso no lo sacas nunca más, porque no se degrada. O sea, es algo conservativo. Va a estar ahí para siempre, a menos que vos lo saques. Entonces, bueno, es difícil, pero bueno, hay que trabajar con la población para que eso se conozca. Si hay falta de conocimiento, y también la realidad es que todo lo bueno que trae la economía del petróleo tampoco se utilizó para que la población esté mejor. Entonces, no hay crecimiento de infraestructura, en general, así como lo malversa la gente que lo recibe, es difícil.

Giuliano — Bueno, genial. Ya justo porque queda un minuto para que se corte solo el zoom. Muchísimas gracias por todo.

Lucía — No sé si les ayudó mucho, pero espero que en algo les sirva.

Giuliano — Un montón.

Juana — Un montón, muchas gracias.

Lucía — Me alegro. Éxitos, que se puedan recibir.

Alenka — Gracias, muy amable.

Lucía — Nos vemos. Chau.

Entrevista a Óscar Cretini

Óscar — Bueno, ¿cómo les va?

Juana — Bien, ¿usted?

Óscar — Y acá estamos. Sobrellevando.

Juana — Bueno, más que nada para empezar esta reunión, nos tiene que contar quién es, sus estudios, sus experiencias.

Óscar — Bueno, mira, yo de profesión soy geólogo. Yo estudié en la UBA. Cuando me recibí, yo había hecho mi tesis con YPF, así que ingresé en YPF estatal, en el año 81, y en esa época yo era de los pocos que estudiaba geología y trabajaba, porque en general era una carrera que te la armaban toda desarmada para que no pudieras trabajar, digamos, ¿no? Y que te tuvieras que abocar nada más que a eso. No era el caso mío que la pude hacer en el plazo correcto y trabajando. Así que bueno, apenas terminé, otro colega mío, que hoy es el vicepresidente de Pan American Energy en materia de exploración y producción, que se llama Ricardo Di Gregorio. Bueno, con él yo me fui a Comodoro Rivadavia y él se fue a Neuquén.

Así que bueno, de ahí arrancó toda una actividad en Comodoro, nueva para mí, por supuesto, pues en vez de ir a superficie, que era lo que yo venía haciendo, me mandaron a subsuelo, que eso quiere decir que vos haces exploración, o sea, yo dependía de la gerencia de exploración perforando para encontrar nuevos horizontes dentro de la cuenca, ¿no? De yacimientos nuevos.

Así que bueno, no solo que recorrí esa cuenca, fui también a la Cuenca Austral, estuve de visita o digamos, sumando experiencia en la Cuenca Neuquina. Mi tesis justamente es la serie

estratigráfica del de la formación, de la Sierra de la Vaca Muerta, que hay una coincidencia en los nombres, lo que pasa que yo estudié toda la columna y Vaca Muerta es una formación.

Pero bueno, conocí bien el ámbito. Trabajé ahí en Comodoro Rivadavia, estuve en Comodoro viví 16 años, o sea que, ahí nacieron mis dos hijos, tengo un hijo y una hija. Mi hijo es economista, y mi hija también estudió, él vive allá con su mujer y sus dos hijos, y mi hija vive acá en Buenos Aires. Te digo esto para que entren en contexto.

Pero bueno, el tema es que en el 95 hice un máster en economía, pero orientado a la cuestión ambiental. Lo hice en la Universidad de Belgrano. Y después de trabajar en Comodoro, YPF en el 91 se privatiza, en el 92, yo fui uno de los tantos que YPF desligó de la gestión. Así que ahí me fui a trabajar, tuve un par de años haciendo minería, pero básicamente después me enganché con el Banco Mundial, con el cual trabajé dos aspectos que en ese momento eran nuevos. Que era, trabajar elaborando un GIS, o un SIG, no sé cómo le quieran llamar, que son sistemas de información geográfico.

Eso asociado a la conformación de una base de datos, pero que fuera interactuable entre los individuos y a su vez compatible a nivel de jurisdicción. Porque yo no sé si ustedes saben que los recursos naturales, después bueno, fueron ratificados por Constitución Nacional, los recursos renovables son de propiedad de la provincia o de la nación según el territorio en el cual se encuentren. Por otro lado, la normativa ambiental, nación puede dictar presupuestos mínimos, pero no puede decir qué hacer, eso lo dice las legislaciones provinciales de cada una de las 24 jurisdicciones. Entonces, todo eso hace una armonía de la actividad energética a nivel país, petróleo y gas, que hoy son la columna vertebral del del tema energético.

Después trabajé en la Secretaría de Minería asociado con el Banco Mundial hasta el año 2001. A mí me agarró la pálida igual que al resto de los que estábamos vivos en el 2001. Siempre di clases en las universidades, en ese momento me quedé como profesor, digamos, de la Universidad de Lanús. A partir del 2002, fui jefe de asesores de un senador de la provincia de Chubut, justamente de Comodoro Rivadavia, que él fue nominado, ganó las elecciones, entonces fue nominado presidente de la Comisión de Energía y Combustibles del Senado.

Ahí empezamos toda una nueva trayectoria en la cual, si bien el país no estaba en condiciones de remontarla, porque además no había todavía el no convencional, sí se habían dado otras situaciones durante varios años donde el tener presupuestos estos gemelos, superávits gemelos de digamos fiscales y comerciales, eso posibilitó y facilitó que nosotros pudiéramos empezar a abrir un poco más la cabeza y la cuestión ambiental empezó a como a empezar a poder hablarse. Antes era un tema como muy lejos. O en una empresa era una dirección, un departamento donde había dos, tres personas que iban y chequeaban que se hubiera cumplido con la con lo que había de normativa.

La normativa se hizo mucho más precisa, mucho más grande. Yo ahí empecé a incursionar en el año 2006 en el tema del hidrógeno. Peregriné como Cristo en el desierto. Un algunos años porque no era tema de actualidad energética, pero yo ya empezaba con un grupo de otros geólogos, ingenieros y demás, que veíamos que bueno, la transición venía, digamos, en algún momento venía. El tema de la remontada, digamos del dato de temperaturas a nivel planeta, se iban acelerando hacia esos 2° que es un poco el límite que se fijó las distintas COP fueron fijando, digamos. Después, según los gobiernos, los momentos y demás, los países son o no son más estos afines a cumplir con las normativas, pero en el caso de Argentina tiene básicamente un crédito, pero nos cabe la general de la ley, así todo lo que pensamos muchos es que el tema

ambiental hay que empezar a hacerlo cada vez más transversal en todos los procesos de toma de decisiones. O sea, no podemos plantear un negocio y cuando terminamos y tenemos todo el flujo de fondos con el Excel perfecto y demás, decir, "Che, y el tema ambiental, ¿cómo jode acá?" No, no. O sea, es con el tema ambiental desde el principio hasta el final.

Y empezamos a terminar tomando decisiones donde algunas cosas se pueden hacer y otras no. Digamos, el bien común o el bien general empezó a estar en algunas oportunidades por encima del bien individual. Y bueno, y mucho más sobre el bien que sería la cosa comercial o numérica. Tengo, los cursos, los magister, todas esas cosas que ustedes también van a hacer y relacionado, por supuesto, con básicamente con el mundo del oil and gas. Por lo tanto, fui director y presidente de la petrolera de la provincia de Chubut, del 2012 al 2015. Eso me llevó a encabezar toda una movida a nivel nacional. Las provincias petroleras están organizadas en una organización que se llama OFEPI, que es Organización Federal de Provincias Hidrocarburíferas, y me llevaron a que tuviéramos distintas oportunidades o momentos que te toca el destino, donde se pudieron plantear estas situaciones de recuperación de YPF. Eso lo concretamos en mayo, cuando sancionó la ley, y esa ley dentro de lo que es YPF nominaba todo un directorio, y el gobernador de Chubut me puso a mí como director por la provincia y estuve como director de YPF del del 2012, de mayo del 2012 hasta el 2015.

Después, vino el gobierno de Macri, algunas cosas se empezaron a hacer distintas, no tenían gente que supiera de prospectiva, entonces era más el negocio del momento, digamos. Pero recibieron ya con todo el desembolso hecho, en pleno desarrollo de casi todos los pilotos y los contratos firmados, estas iniciales del país con para desarrollar Vaca Muerta, lo recibieron en bandeja.

En 2019 ganan los Fernández, porque eran los dos llamaban Fernández. Ahí me convocan para que vaya al directorio de Energía Argentina, que es ENARSA. Veníamos planificando desde los años del 2016 al 2019, distintas propuestas para poder, vivir la transición del petróleo al gas. Vaca Muerta ya daba valores y proyecciones, con números muy grandes, y el país había hecho una transformación desde los 90 hasta ese momento de migrar al gas todo lo que era la matriz de generación.

Después con Macri se implementaron los Renovar, todo lo que eran turbinas eólicas o solares, fotovoltaica. Lo que decía la ley, no lo puede cumplir una fuente renovable de energía que genere de manera alterna, que ese es el problema que existe con las renovables. Salvo, que esa fuente sea origen de un subproducto que sería el caso del hidrógeno. Donde sí, el hidrógeno uno lo puede llegar a utilizar como combustible directo, o sea, con las distintas transformaciones, como combustible de mezcla entre el gas natural y el hidrógeno, o como la transformación industrial del hidrógeno en amoníaco para poder ser exportable, digamos.

Entonces, el amoníaco acá actúa como un “*carrier*”, digamos, el átomo de hidrógeno viaja dentro de una fórmula y cuando llega a destino, lo que hacen es un proceso inverso, le sacan el hidrógeno, con el nitrógeno generan otro tipo de fertilizantes y demás, y entonces, eso es un ida y vuelta que ya el mundo lo viene practicando desde hace rato. Pero hoy el fuerte a nivel internacional, sobre todo agravado por la guerra de Rusia y Ucrania, es el tema del del GNL, el gas natural licuado.

Yo ahora no estoy en ENARSA, yo ya me desvinculé el 26 de diciembre del 2023. Sí doy clases en la Universidad de San Martín, sí terminé todo un ciclo que yo quería concluirlo en el Senado de la Nación con distintas propuestas de leyes y demás. Tengo una relación fluida con los

senadores actuales y demás. Ahora me aboco más a la consultoría y al seguir dando clases de posgrado ahí en el edificio Volta.

Volviendo a la charla, un poco el tema y después los dejo a ustedes para que me pregunten a ver cuál es la inquietud. Un poco el tema es decir ¿cómo Argentina tendría que vivir la transición energética cumpliendo con los preceptos de las diferentes COP? Bueno, ahora estamos encima de una que se llama la COP 30, que va a ir en búsqueda de algo que signifique mayor conservacionismo, Sobre todo con el tema de los bosques nativos y demás, hubo como un abuso en todo este tiempo. Pero bueno, en función de lo que las COP vayan marcando y lo que cada país es fuerte en materia de recurso natural. Argentina, su gran fuerte es el gas natural. O sea, nosotros tenemos viento, tenemos sol, tenemos todo eso, pero todo eso en la polinómica de cuánto cuesta el mega, funciona en tanto y en cuanto no sean fuentes o recursos mayoritarios.

¿Qué es lo que hace que, a pesar de que es cara la energía, pero qué es lo que hace que el precio se mantenga pisado en alguna medida? Es el hecho de que, digamos, las reservas de gas de Vaca Muerta son para más de 100 años. Y, por otro lado, hay un balance, que esto sí yo lo explico, lo enseño cuando doy el seminario de transición energética, y es que la ecuación costo-beneficio respecto de la capacidad calórica que hoy tiene un combustible fósil como el gas, que es el menos contaminante de todos los fósiles, da un valor numérico muy por debajo todavía respecto de lo que sería utilizar cualquier otro que sea equivalente.

O sea, a veces yo noto en algunos estudios o conversaciones y demás que dice, "Bueno, el gas y la energía eólica." No son comparables, es imposible, o sea, el gas es continuo, la energía eólica digamos cuando hay viento, el gas lo puedo transportar porque la molécula la puedo comprimir o transportarlo en forma gaseosa o transformarlo en líquido, en fin, la eólica tiene un gran

problema, que es que cuando da vuelta la pala no hay donde guardar la energía, o sea, tiene que estar conectado a una red que se comunique con el sistema, con el SADI, con el Sistema Argentino de Interconectado. Con el solar lo mismo.

El tema del gas está en todas las cuencas. O sea, lo que pasa que está en gran cantidad en Vaca Muerta, pero de la cuenca donde yo me formé, ahí hay una formación que sería el equivalente a Vaca Muerta, y esa formación se llama D129. En los años que yo estuve como en el directorio de YPF, y después de trabajar el tema con gente, desde Galuccio hasta los directores de exploración y demás, que en ese momento éramos todos medio contemporáneos.

Lo que sí se trabajó es perforar en la en la cuenca del Golfo un pozo que se llamó el XP914, que está cerca de Comodoro, que fue profundo al D129 y comprobó presencia de gas de alta presión y bajo contenido de azufre y demás, por otro lado, el petróleo de la cuenca del Golfo es un petróleo pesado, digamos, negro, para que se lo imaginen. Bueno, saca un petróleo entre 20 y 23 grados API, que es la unidad de medida. El petróleo que saca este pozo está en el orden de los 36 grados API, o sea, es muy liviano, es un combustible directamente, ¿no? Una nafta.

Todo eso, resumido, la Cuenca Austral pasa lo mismo, ¿no? O sea, en la Cuenca Austral habrán escuchado o leído en alguna nota de los últimos 6 meses que YPF fue y perforó en el Palermo Aike. El Palermo Aike sería el equivalente al D129, que es equivalente al otro, digamos, ¿no?

Entonces, eso hace que, como profesional y como responsable de distintas, en distintos momentos, de distintas instancias que tienen distintas intensidades en la toma de decisiones, hace que yo fuera muy fiel, no solo a la convicción, sino también al conocimiento, ¿no?

Hay distintas posturas, como en todo. Hoy reina una postura que no es la que, por lo menos yo, comparto con mis colegas, pues yo creo que hay otras formas de poder explotarlo, de generarlo, ojo, sin interferir en el tema ambiental, ¿no? Pero sí teniendo en cuenta la racionalidad para poder explotar un yacimiento respecto de lo que es la búsqueda inmediata del factor económico, ¿no? O sea, van y explotan lo que es más rentable. Bueno, eso va en contra de los criterios con que uno tiene que entender cuando se decide explotar un yacimiento, bueno, para saber de manera racional y el tiempo que va a estar explotándolo en función de las acumuladas que pensó por cada cantidad de pozos y demás, bueno, esto no puede ser, vamos al que más da o al mejor momento y el resto después lo dejaremos, ¿no? O sea, digamos, el desarrollo tiene que ser armónico.

Así que bueno, eso es un poco, no sé, medio que me expandí o me dispersé, pero es para que vean, qué es lo que estoy haciendo. Y después, bueno, transmitirle un cachito de fe y esperanza, parezco otro político, pero no, en el tema de que, digamos, uno es geólogo o es lo que es la profesión que haya elegido hasta el día que lo llaman de otro plano. No, hay, no hay un momento, es jubilación y qué sé yo, y dejé de serlo y demás. Eso es si uno si uno estudió y se desarrolló con convicción y con vocación, ¿no? Pero digamos, acá no hay que estar pensando en qué momento se termina mi actividad, la actividad es continua. Es así. Después, bueno, el resto es la vida de cada uno, ¿no? Bueno, cuéntenme algo.

Giuliano — Bueno, perfecto, fue una introducción completísima.

Alenka — Sí, perfecto, nos sirve un montón la introducción.

Giuliano — Pero ahora para ligarlo un poco más a la tesis, que es más que nada los hidrocarburos y la remediación como tal, tenemos preparadas unas preguntas que te mandó Juana, no sé si pudiste leerlas por encima.

Oscar — Sí, contesté una encuesta y las que me mandó Juana, digamos, las leí, son como preguntas, algunas parecidas a las de la encuesta. Díganme cómo quieren que armonicemos las respuestas, no sé.

Giuliano — Te vamos preguntando uno a cada uno y si querés vos vas respondiendo lo que te parezca.

Oscar — Dale, dale, dale.

Juana — Y un segundo, en 10 minutos se corta la llamada, así que cuando se corte, hago una nueva y volvemos a entrar. Más que nada. Bueno, empezamos con las preguntas que teníamos preparadas.

Giuliano — Empieza Ale.

Alenka — Bueno, en la primera pregunta. Perdón, si tengo un momento de delay, es que creo que el Wi-Fi no está andando bien. Bueno, para empezar, en su experiencia profesional, ¿qué tan presente cree que se encuentra el tema de la remediación de impactos ambientales en el discurso oficial y empresarial sobre la industria hidrocarburífera?

Oscar — Bueno, ahí el tema es que entiendan la concepción que más o menos recién les estuve hablando, o sea, toda industria extractiva impacta. Eso es así. Porque yo para extraer algo, modifico un estatus quo del ambiente donde se encuentra, digamos. Y como consecuencia, ese

ambiente deja de tener algo o podría llegar a tener otra cosa, ¿no? Después, bueno, si esa rotura del estatus quo me genera un incidente o la negligencia profesional o la falta de experiencia y demás, genera un accidente, y bueno, son cuestiones que uno las tiene que tener en cuenta, pero en el momento uno. O sea, no empezar a preocuparse cuando recién cuando suceden, sino que uno tiene que pensar que pueden suceder.

Entonces, ¿qué hace uno? Hace la previsión presupuestaria, primero, de decir, "Bueno, ¿qué porcentual de todo este negocio, para que sea negocio, yo le voy a dedicar al tema ambiental?" Y después lo que hago es analizar todos los pasos hasta el momento de cierre, abandono, como le quieran llamar, bueno, si está dentro de una lógica o no, ¿no? O sea, es así.

O sea, los esquemas de toma de decisión en las empresas petroleras son como escalonados, ¿no? O sea, uno trabaja en un equipo, después ese equipo se somete a un análisis, después viene un interdisciplinario, entonces los legales le meten la pata jurídica, los otros le meten el tema numérico y así hasta que, bueno, quien decide siempre un presupuesto anual que incorpora todas las actividades que va a haber de operaciones, es un directorio. Entonces, bueno, para que llegue al directorio tiene que haber pasado por todo esto, ¿no?

Ahora, ¿cuál es el criterio, a mi entender, que debe primar? En algunos lugares pasa y en otros no. Y lo que tiene que primar es que la cuestión ambiental es transversal a todo el proceso de toma de decisiones. No es un pedacito más, es transversal.

Giuliano — Perfecto. Bueno, ya con la segunda, dice: "Cuando se toman decisiones concretas sobre habilitación o expansión de proyectos hidrocarburíferos, ¿qué suele pesar más en la decisión final o en la práctica: los argumentos económicos o las consideraciones ambientales?" Y si tienes algún ejemplo, mejor."

Oscar — No, bueno, es medio como lo que te decía antes, o sea, la cuestión ambiental termina siendo presente en cada instancia. Y según el tipo de proyecto del que se trate, por ejemplo, las cuencas desde hace más de 100 años, yo lo viví en Comodoro, viene siendo explotado el petróleo de manera convencional.

¿Ustedes saben lo que es convencional y no convencional?

Juana— Sería mejor que nos lo vuelva a explicar, quizás lo entendemos, pero no sé bien en qué contexto se refiere.

Oscar — Bueno, producir de manera convencional es una cuestión de qué técnicas utiliza para explorar, para desarrollar, para definir un yacimiento y entonces explotar el producto, digamos, que en este caso es gas o petróleo o gas y petróleo o gas, petróleo y agua, en fin, lo que sea. Entonces, ¿qué sucede? Esa manera convencional tiene distintas respuestas después del pozo según las instancias en que vos explotes o recuperes el crudo que está abajo. Del del crudo que está abajo, crudo le vamos a llamar a todo, ¿no? Gas, petróleo, todo. El crudo que está abajo, vos tenes una instancia primaria, que es lo primero que se hace, que es el bombeo famoso. Si son surgentes, mejor, pero en general es la primaria. Cuando esa primaria empieza a decaer o el declino se hace mucho más agudo, se pasa a una secundaria. La secundaria es por barrido. Uno puede barrer con agua o puede barrer con algún producto, pero es un barrido de la capa donde está el petróleo, digamos, que podamos sacar otro poco más de petróleo. Y después, cuando decimos que la primaria y la secundaria están como como bajando, ahí viene lo que es los sistemas asistidos, que se trabaja mucho con polímeros, es un producto químico.

Los polímeros, según el yacimiento, según el petróleo, según la geoquímica, en fin, se utilizan distintos polímeros. Y esos polímeros lo que hacen es adherirse o hacer que se adhiera la molécula de hidrocarburo para poder recuperarlo. Como son caros, por supuesto que hay todo un sistema de circuito cerrado. Entonces, uno recupera, separa el petróleo, reacondiciona el polímero y lo vuelve a meter. Así es una cosa circular, imagínense.

Bueno, eso hace que en conjunto se pueda medir una acumulada de producción o explotación de petróleo a través de un método convencional. El petróleo y el gas ahí vienen de la roca reservorio, que es la que lo contiene. El no convencional es la producción directa desde la roca generadora, de la que generó el petróleo, que después migró y se ubicó o en una trampa estratigráfica o en una trampa estructural. Esto parece difícil, digamos, lo tienen que saber, porque si no son como los programas de la televisión, todos hablan del no convencional, de Vaca Muerta, qué sé yo, no hay uno que se deba estar imaginando de dónde viene el petróleo, pasa siempre.

Entonces, el no convencional, ¿qué tiene? Técnicamente, una técnica más compleja, porque primero que hay que ir más profundo. Segundo, para poder explotar de una capa que generó, imagínensela como horizontal, yo tengo que entrarle a la capa y a 90° avanzar sobre adentro de la capa, ¿por qué? Porque esa capa no es permeable. ¿Me explico? Es porosa, pero no es permeable. Entonces, ¿qué tiene? tiene retenido o contenido el petróleo que no fluyó a la capa reservorio. Entonces, cuando yo le entro, hoy día, por ejemplo, el otro día se publicó, yo los leo siempre, las compañías están trabajando, no sé, hay una que el otro día hizo 5,000 m de avance, digamos, ¿no?

Entonces, ¿qué se hace? Y se hacen estas cosas que siempre cuestionan ambientalmente, los microsismos y demás, pero en realidad, por ejemplo, en Neuquén el horizonte Vaca Muerta está entre 3.000 y algo de metros. Pongámosle 3.100, 3.200. Ahí pegan la curva y entran 4.000 o 5.000 m en horizontal.

¿Con qué hago el fracking? Y lo hago con unas balas, digamos, salen a alta presión, penetran, una cantidad así más o menos, o un poquito más, dentro de la capa, de la capa generadora, y eso hace que, al romperla, se empieza a romper un poco más, pero nunca se rompe completa, o sea, yo te estoy, tomen en consideración que Vaca Muerta tiene, es un horizonte de cientos de metros, ¿entendes? O sea, Vaca Muerta lo tienen que pensar como el fondo de un golfo muy cerrado.

Corte de la llamada por límite de tiempo.

Reanudación de la llamada.

Juana - En su experiencia, ¿cuáles son hoy los principales objetivos de los incentivos económicos al sector hidrocarburífero?

Oscar — En el petróleo. Existe el import parity y el export parity dependiendo de quien esté en el gobierno. El gobierno actual utiliza import parity.

El export parity es el producto, pero pensado desde el yacimiento, o sea, una vez que lo que está en condiciones de comercialidad, eso quiere decir que está bajo condiciones técnicas aptas para el transporte, almacenaje y uso. El uso puede ser doméstico o puede ser exportable.

Entonces, el export parity es el valor que yo le doy a este producto puesto en el puerto, pero a partir de la unidad de producción, digamos. O sea, uno es de afuera hacia adentro y el otro es de

adentro hacia afuera. Entonces, se podrán imaginar que, en líneas generales, el export parity es algo menor, a veces, que el import parity. Salvo que, en el mundo, no sé, el valor de ese producto esté regalado, pero, en general, los precios de los hidrocarburos pueden subir o bajar más que nada por condiciones geopolíticas que por otra cuestión. O sea, tiene un componente geopolítico muy importante, muy importante, que tiene una alta incidencia cuando después a diario fijamos los precios internacionales de las commodities, porque de hecho el petróleo es una commodity.

Con respecto al gas, hay un mecanismo que se fijó allá por el año 2021-22 y va hasta el 28 y se está respetando, que es que el gas doméstico, hasta una cierta cantidad en el volumen, se divide en distintos precios de acuerdo al destinatario. Entonces, el gas que va al residencial va a tener un precio, el mismo gas, pero para una industria va a tener otro precio, el mismo gas para una instancia entre industria y residencial, que tendría que ser, por ejemplo, generación eléctrica, tiene otro precio.

Y entonces, bueno, en ese sentido el famoso GNL, que es la forma del gas para exportarlo, o sea, lo transformas en líquido, lo cargas en un barco y lo transportas, y lo exportas, mejor dicho, ya que en Argentina siempre fue para los meses de invierno neto importador de barcos, y para los meses de verano, te sobra el gas. Entonces, la idea que está piloteando, entre otras, YPF, Pan American Energy, Techint. En fin, las distintas petroleras, asociadas con petroleras de afuera, es desarrollar la infraestructura, porque para todo esto hay que tener caños, en fin, hay que tener instalaciones portuarias, hay que traer los barcos para que transformen el gas de estado gaseoso a estado líquido.

Para eso, lo que se hizo fue digamos, pensar o calcular un mecanismo donde una vez atendida las cuestiones domésticas y respetado esos precios. Después, bueno, el precio del puerto hacia afuera ya es otro precio, digamos, ¿no? O sea, es más, va a ser el precio del mercado internacional.

Esto funciona de esa manera, no funciona de otra. Nada más que los distintos criterios de de una posición o de otra posición es que uno siempre va a ir al export parity y el otro va a ir al import parity. O sea, son las dos diferencias. Digamos, es como el import parity es una visión más liberal y el export parity es una visión más de industrialización del producto “in situ”. Entonces, ¿qué exportás? Exportás lo que te sobra o lo que sobreproducís y no lo podés industrializar, o exportás lo que industrializaste y no lo usa el país. Entonces, bueno, son distintos criterios. Para poder hacerse de las divisas que van a ser siempre falta.

Alenka — Bien, perfecto. Con respecto a la pregunta cuatro. En términos generales, ¿cómo evaluaría el nivel actual de remediación de pasivos ambientales vinculados a la actividad hidrocarburífera en Argentina?

Oscar — Y, mira, en general, acá esto lo hago extensivo también a las a las empresas mineras grandes, ¿viste? O sea, en general lo que todas estas empresas, como cotizan en bolsa, a las que cotizan en bolsa se les llama empresas públicas, pero con un criterio distinto al nuestro, ¿no? O sea, públicas porque están publicados sus estados contables y sus acciones son comprables, son fungibles, digamos. Entonces, todas esas empresas, inclusive YPF, todas, cotizan en en Nueva York, por ejemplo, y algunas mineras en Toronto y otras en casi todas en Londres, en fin.

Las empresas grandes, todas son muy cumplidoras de la normativa ambiental, todas. O sea, ahí yo eliminaría ese “fantasma” que dice: "No, se llevan todo y entonces después nos dejan el agujero." No, no, si lo que queda es un agujero, es un agujero que está permitido, reglamentado,

y tiene todo un sistema de remediación y de recuperación de ese espacio que la misma empresa se tiene que hacer cargo a futuro, una vez que haya o cerrado la mina o abandonado el yacimiento o sellado los los pozos. Ese es un poco el tema. Las empresas son cumplidoras y respetan a rajatabla. Porque si no, el valor de la acción se le cae, o sea, no lo hacen de buenos, lo hacen porque forma parte de las reglas del buen arte, digamos. Y entonces, esas reglas de buen arte tienen que ser cumplidas a rajatabla.

Alenka — y, por ejemplo, ¿cuáles serían los principales obstáculos que cree que ocurren al momento de hacer la remediación para que sea mejor o si no los hay?

Oscar — No, el tema es este, no sé si hay obstáculos. Lo que a veces existe es, digamos que no hay la suficiente previsión económica para que cuando uno tenga que hacer la remediación pueda contratar a aquella empresa que mejor desarrolle esa remediación para determinada actividad.

Entonces, uno puede terminar contratando a una empresa más chica o menor o no tan importante y le puede salir bien o, puede tener a una empresa grande, pero como el dinero no es todo el que haría falta, y bueno, va a ser lo que pueda hacer. Así todo, hay un “folclore”, que yo le llamo folclore, me hago cargo, que este todo lo que se remedie, todo lo que se, digamos, se restituya y demás, siempre va a haber gente, grupos o como le quieran llamar, bueno, que van a salir a decir que no, que está mal, que lo hicieron mal, entonces historia. Bueno, de eso también se trata la vida, ¿no? O sea, no todos tienen que estar de acuerdo con algo, ¿no? No es así.

Giuliano — Genial. Bueno, siguiendo con la quinta, dado que la regulación y el control ambiental de la actividad hidrocarburífera son de las provincias. ¿Qué diferencia observás entre las jurisdicciones en términos de exigencia o de fiscalización ambiental? Y si podés nombrar algún ejemplo de una provincia más estricta, una menos.

Oscar — No, en general, las provincias que tienen “gimnasia” en la explotación de recursos naturales, bueno, tienen gente preparada y demás. Yo lo que noto es que no hay mejores provincias y peores provincias. Yo noto una desigualdad muy grande, pero que no es nada más que por un tema ambiental, en que es la valorización del profesional que se dedica a esto desde lo público, porque, así como debe ganar más un gerente ambiental de una empresa, y si es multinacional mejor, bueno, del lado público tendría que existir lo mismo. O sea, no porque seas público, entonces ni vas a ser “chanta”, ni vas a ser “vago”. Toda esa historia que se llenan la boca muchos y no es así. O sea, yo en determinados momentos de mi vida profesional pasé por algún desarrollo de una ejecución de un cargo público y yo era el mismo antes, que cuando estaba ahí y después, digamos, o sea, yo no fui distinto. Lo que sí estuve un tiempo, y cuando la cuestión ya no me daba para más, a veces tenes que ir cambiando porque tenes que criar hijos, alimentar una familia, vivir la vida real, ¿no? Ese sería el tema.

Pero ese tema no es que le toca nada más que a la cuestión ambiental de la actividad hidrocarburífera. O sea, es el tema de los países periféricos. O sea, nosotros tenemos comunes denominadores con países de la región y demás, y bueno, pues por algo hay países centrales y países periféricos. Pero bueno, eso es discusión para cuando tengan otra actividad que presentar, ¿viste?

Juana — Si seguimos con las preguntas, respecto a la seis, desde su mirada, ¿usted piensa que la población en general asocia principalmente al sector hidrocarburífero con el desarrollo económico o solo percibe con claridad estos costos ambientales y los pasivos que la actividad genera?

Oscar — No, en general, hay un doble discurso. Por un lado, cuando hay que “apretar el cinturón”, todos se acuerdan de los recursos naturales. Entonces, "tenemos Vaca Muerta y cómo puede ser que seamos pobres." Bueno, porque “no tenemos” Vaca Muerta. Hay un yacimiento que se llama Vaca Muerta, la legislación a nivel nacional y provincial hace que las concesiones sean otorgadas a determinadas empresas, esas empresas tienen que desarrollar sus propias economías, producir un producto, generarlo, venderlo, en fin. El país tiene una Vaca Muerta que si lo administrase como corresponde, podría tener algún beneficio de acá a algunos años. Lo que pasa que eso infiere una razón de continuidad y digo Vaca Muerta como cualquier otra cosa que se me podría ocurrir, pero estamos hablando de hidrocarburo, Vaca Muerta es una salida que todos ya están pensando en los 30.000 millones de exportaciones que va a dar en el año 32. O sea, pero tenemos que vivir el año 25 primero, y después el 26, y después el 27, y así.

Es algo que no, digamos que la gente no se lo cuestiona. O sea, ya, ¿viste cuando te dicen, "estás gastando a cuenta"? Y bueno, la gente empieza a gastar a cuenta, qué sé yo, pues necesita tener algún grado de esperanza de que algún día va a estar mejor. Pero, por ejemplo, a mí me dicen, "No, no, pero fijate si nosotros nos ordenamos, bien." Y empiezan a dar ejemplos, ¿viste? "No, porque en Noruega..." Y sí, pero bueno, Noruega hay noruegos, digamos, tienen recursos parecidos como los hidrocarburos, pero ellos tienen otro grado de organización y otras cuestiones que les interesan. Y les falta un montón de otras.

Y nosotros tenemos otra. No tenemos por ahí la misma organización, pero tenemos los mismos recursos. Entonces, no podés decir, "Mira, yo quiero copiar a Noruega." Porque no sos Noruega. O sea, desde ya, geográficamente no somos Noruega. O sea, ustedes lo lo verán algún día si

viajan y qué sé yo, y pasan por Noruega, y hay que vivir en Noruega, ¿viste? Me gustaría ir en verano nada más, ¿viste? Después, olvidense.

Ahora, vos me decís, "¿Cómo organizan la renta petrolera?" Y la tienen excelentemente bien organizada. Pero, ¿qué sucede? No nos podemos comparar. Nosotros, yo siempre digo esto, nosotros festejamos la independencia. ¿Los noruegos qué festejan? Nada, fueron siempre independientes. ¿Entendés? Bueno, eso marca una diferencia. Nosotros tuvimos que, digamos, reconocernos algo para decir, "No quiero depender de algo." Y después no es que el día, 9 de julio de 1816, firmamos y chau. O sea, hasta el día de hoy estamos peleando si terminamos siendo independientes o no. Bueno, eso se traduce en el desarrollo de un país, es así. Entonces, con esto, ¿qué quiero decir? Pues por ahí pueden pensar que yo hablo mucho. No, necesito abrir cabezas, porque es mi obligación como persona mayor. Porque si no, hay generaciones, por ejemplo, entre ustedes y yo, hay un salto generacional que no sé cuántas generaciones faltan, pero yo les transmito algo con un grado de pensamiento y una línea de trabajo, que la acumulé en 60 años de actividad.

Entonces, hoy, con el tema de la informática, los teléfonos y las plataformas, es más fácil ver en el instante qué pasa en tal lado o en el otro lado del mundo, pero nadie analiza por qué es y para qué es. Entonces, yo esa pregunta la hago siempre. Nosotros nos independizamos. ¿Y Europa de qué se independizó? De nada. Nos independizamos porque, esto es un criterio personal, y primero nos diezmaron. Y eso motivó a que hubiera patriotas que decían, "No, vamos a hacerlo para nosotros". Ahora, ¿fue todo así? Y no, pasaron 500 años, ¿viste? O sea, no. Como, por ejemplo, dice, "No, Colón descubrió América." ¿Qué descubrió? Si ya existía América. ¿Me explico lo que? O sea, parece una sutileza, pero para mí está bueno, ¿viste?, cuestionarse. Por algo ustedes tienen la suerte de poder ir a una universidad. La universidad es eso. Es cuestionar

el “statu quo”. Porque si no, estaría todo, sería mejor. Pongo un supermercado y vendo productos que ya están hechos. Y a mí lo que me importa es ganar la plata, nada más.

Bueno, esto es un poco así la cuestión, o sea, no hay como un dogma. No hay un dogma. Sí puede haber doctrina, pensamiento, una geopolítica que no tiene que faltar nunca. La geopolítica es economía también. Totalmente. Y bueno, eso es importante, ¿viste? Que aunque cuestionándose no entiendan, pero no importa, van a encontrar alguno que le encontró la vuelta. Hay que cuestionar, hay que rebelarse. No sé si, yo soy católico y seguí a mi papa hasta que vivió y el papa dijo, "Sean rebeldes". Es así.

Alenka — Ya esta es la última, cerramos con esta, con lo que había dicho de volverlo transversal la parte de medio ambiente, ¿no? ¿Qué cambios o normativas también piensa que se pueden incorporar para hacer ese equilibrio entre ese crecimiento económico y la sostenibilidad ambiental?

Oscar — No sé si hay un cambio. Yo creo que tiene que haber adaptabilidad permanente y constante, de acuerdo a cómo avance la actividad extractiva. O sea, desde que arrancó todo este tema del del ambientalismo y demás, hasta hoy, imagínense nada más las técnicas que se utilizan en en hidrocarburos. Entonces, esas técnicas siempre, tienen que ir acompañadas de una actualización y un aggiornamento de la normativa ambiental. O sea, no puede haber un estatuto ambiental. Tiene que haber normas que se van adaptando. Ese es lo que yo creo que habría que hacer. Hoy no está hecho así. Hoy hay normativas que son como mucho más estáticas. O sea, vos perforás, y a veces cuando, no sé, se provoca algo. Como el tema del fracking. O sea, ¿quiénes discuten el fracking? Los ambientalistas. Que para mí es una palabra que no sé qué quiere decir, porque ¿qué es un ambientalista? Y yo amo el ambiente. Y soy petrolero.

Entonces, eso ya de por sí está medio. Pues si no parece, ¿viste esos discursos de los buenos y los no buenos. Y yo creo que buenos son todos, hasta que dejan de serlo, nada más. Entonces, el ambientalismo tiene esa cuestión que tiene mucha prensa y caen bien. Ahora, buscá la profundidad o la profundización de esos conceptos a nivel académico y “están flojos de papeles”. ¿Me explico? Por ejemplo, quien quiera hoy discutir el fracking y va a tener mucho más argumento la industria que el ambientalismo. Pues el ambientalismo no tiene elemento para poder mostrarlo. Ellos dicen que se incrementaron los movimientos microsísmicos en la provincia de Neuquén a partir... ¿Y quién estudió eso? Entonces, el tema, ¿cuál es? Que, a diferencia, la industria tiene mayor respaldo académico y de información, pero tiene mala prensa. Y el ambientalismo es mucho relato, pero con buena prensa. Y la sociedad, vamos a llamarlo así, está con los que parecen más buenos. Pues total, eso no genera compromiso, ¿me explico? O sea, si yo estoy con los buenos, capaz que no hacemos nada, pero también voy a estar seguro de que no voy a tener compromiso. Aún y a pesar de que no puedo identificar el tema de que lo que, entre comillas, serían los malos, en realidad están en lo cierto. Con esto es medio como que hay que andar con “pie de plomo”, ¿no? Y hay que ser muy prudente. Porque, de principio, yo les digo lo que pienso, o sea, para mí no puede haber un manual de cosas ambientales bien hechas, ¿no? Sino que lo que tiene que haber es otro tema, que es acompañar los procesos con actualización ambiental.

Anexo 3 : Links de las entrevistas

- Entrevista a Daniel Ignacio Coria
<https://www.youtube.com/watch?v=iPhKoCg9664>
- Entrevista a Lucía Pujana: <https://www.youtube.com/watch?v=erp7FARH-yo>

- Entrevistas a Óscar Cretini: <https://www.youtube.com/watch?v=bOuNeHg3Uwo>